

Preparato per
EP Produzione S.p.A.

Data
Gennaio 2023

Preparato da
Ramboll Italy S.r.l.
Ufficio di Roma

Numero di Progetto
330003644

RELAZIONE ELETTRICA

IMPIANTO

FOTOVOLTAICO



FLOTTANTE OFF-SHORE

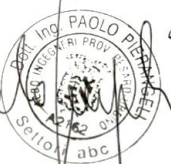
DA 40 MW PROSPICIENTE

IL PORTO INDUSTRIALE

DI PORTO TORRES (SS)

**RELAZIONE ELETTRICA
IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE OFF-SHORE
DA 40 MW PROSPICIENTE IL PORTO INDUSTRIALE DI
PORTO TORRES (SS)**

Società incaricata	Gruppo di lavoro
	Project Director: Ing. Emiliano Micalizio Project Manager: Ing. Raffaele Mascia/ Ing. Tiziana Di Marco Project Team: Agostina Fistrale/Luca Colombo/Chiara D'Antonio/Costanza Sironi/ Salvatore Midulla
	Project Manager: Ing. Paolo Pierangeli Project Team: Ing. Matteo Corvini/Francesco Monaco/Stefania Vitali/Ing. Alessandro Riminucci
Gennaio 2023	



INDICE

1.	INTRODUZIONE	0
1.1	Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento	1
2.	SCOPO DEL DOCUMENTO	7
3.	RIFERIMENTI NORMATIVI	8
3.1	Norme tecniche	8
3.2	Leggi e delibere di riferimento	9
4.	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	11
4.1	Calcolo delle correnti di impiego	11
4.2	Protezione delle condutture elettriche	11
4.2.1	Protezione contro i sovraccarichi	12
4.2.2	Protezione contro le correnti di corto circuito	12
4.3	Calcolo dei guasti	13
4.3.1	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito	14
4.3.2	Calcolo delle correnti minime di cortocircuito	16
4.4	Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra	17
4.5	Scelta delle protezioni	17
4.6	Verifica della caduta di tensione	17
4.7	Calcolo della temperatura dei cavi	18
4.8	Dimensionamento dei conduttori di neutro	18
4.9	Dimensionamento dei conduttori di protezione	19
4.10	Protezione contro i contatti diretti	20
4.11	Protezione contro i contatti indiretti	20
4.12	PROTEZIONE MEDIANTE DOPPIO ISOLAMENTO	21
4.13	Sezionamento e comando	21
5.	IMPIANTO DI BASSA TENSIONE DC-AC	22
5.1	Parte a mare	22
5.1.1	Pannello fotovoltaico	23
5.1.2	Inverter di conversione cc/ca	24
5.1.3	Cavi elettrici	24
5.1.4	FG16R16 0,6/1 Cca - s3, d1, a3	26
5.1.5	Cavi solari H1Z2Z2-K	27
5.1.6	Risers	27
6.	CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT	29
6.1	Modulo di trasformazione (power station)	29
6.1.1	Quadro Generale di bassa tensione "Power Center"	29
6.1.2	Trasformatore MT/BT	30
6.1.3	QMT-Quadri di Media Tensione	32
7.	ELETTRODOTTO MT 30KV	33
7.1	Cavidotto terrestre a 30kV	33
8.	STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA 30/150 KV	37
9.	ELETTRODOTTO 150 KV	38
10.	NUOVO STALLO NELLA STAZIONE FS OLIO	41
11.	IMPIANTO DI TERRA	45
11.1	DEFINIZIONI	45

11.2	Criteri di calcolo e verifica dell'impianto di terra	47
11.3	Dimensionamento con riferimento al comportamento termico	47
11.3.1	Calcolo stimato della corrente	48
11.4	Dimensionamento rispetto alle tensioni di contatto	49
11.4.1	Valori ammissibili	49
11.4.2	Condizioni per il rispetto delle tensioni di contatto ammissibili	49
11.5	Provvedimenti per evitare potenziali trasferiti	51

[TABELLE]

"[Double-click to insert a list of tables]"

[FIGURE]

"[Double-click to insert a list of figures]"

ALLEGATI

Nessuna voce di sommario trovata.

[DO NOT delete the following line since it contains a section break – delete this field before printing]

1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto dal gruppo di lavoro indicato in copertina su incarico di EP Produzione S.p.A. (nel seguito EPP o il Proponente) e costituisce lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto di un impianto fotovoltaico flottante off-shore della potenza di 40 MW, e relative opere di connessione, che EPP intende installare nell'area prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS).

L'impianto fotovoltaico off-shore in progetto sarà installato al di fuori della diga foranea del porto industriale di Porto Torres, avrà un'estensione di circa 30 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla sottostazione FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A., azienda controllata al 100% da EPP. La Fiume Santo S.p.A. ha, inoltre, in concessione la diga foranea e la banchina di Porto Torre, attualmente impiegata per l'attracco delle navi carboniere e l'approvvigionamento del carbone alla centrale stessa ove è prevista l'installazione dell'impianto fotovoltaico.

La sottostazione FS Olio di proprietà Fiume Santo S.p.a. è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata "Fiume Santo" della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

Il layout generale d'impianto prevede una prima trasformazione (da 0,4 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli sulla diga foranea, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione ubicata in prossimità della costa. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la sottostazione FS Olio e quindi la stazione della RTN.

Il cavidotto percorrerà complessivamente circa 9,5 km sviluppandosi nel territorio dei due comuni Porto Torres e Sassari, di cui Fiume Santo costituisce una frazione.

Nelle **Tavole 01 a e 01b** è riportato l'inquadramento territoriale con la localizzazione dell'impianto e dell'elettrodotta di connessione rispettivamente su ortofoto.

Il progetto proposto da EPP ha un carattere di unicum nel panorama degli interventi legati ad energie rinnovabili per i quali è stato ad oggi avviato l'iter autorizzativo e risponde alla consultazione pubblica *Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.3 "Promozione impianti innovativi (incluso off-shore)"* alla quale EPP ha aderito in data 12 settembre 2022.

Uno degli ambiti innovativi riguarda la produzione di energia rinnovabile da centrali elettriche offshore, vista la necessità di ridurre l'impatto sul territorio, e la sperimentazione di poli di generazione innovativi, utilizzando più tecnologie in maniera integrata. I progetti finanziabili mediante l'investimento M2C2-1.3 del PNRR, infatti, sono quelli riconducibili alle seguenti due tipologie:

a) impianti eolici galleggianti e/o fotovoltaici galleggianti off-shore uniti a sistemi di stoccaggio dell'energia;

b) impianti integrati con combinazione di due o più delle seguenti tecnologie: eolico offshore galleggiante, fotovoltaico galleggiante, impianti che sfruttano l'energia del mare (ad es. moto ondoso, maree).

Il progetto oggetto del presente Studio ricade nella tipologia a) dal momento che l'impianto fotovoltaico galleggiante potrà essere accoppiato ad un sistema di stoccaggio del tipo a batterie, con capacità di accumulo fino a 200 MWh, da realizzarsi all'interno della centrale termoelettrica di Fiume Santo, per il quale è stata richiesta Autorizzazione Unica presso l'allora Ministero della

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Transizione Ecologica. Il procedimento è stato formalmente concluso, si è in attesa del rilascio del documento di Intesa da parte della Regione Sardegna.

Tornando all'innovatività del progetto proposto si rileva che gli impianti fotovoltaici flottanti sono stati finora progettati e dimensionati per essere installati in laghi artificiali, laghi di cava o bacini idroelettrici, ossia in quelle che comunemente vengono denominate acque calme.

L'impianto oggetto del presente procedimento, invece, è costituito da piattaforme galleggianti modulari e flessibili, con caratteristiche specificatamente studiate in base al luogo di installazione al fine di risultare resistenti alla corrosione marina, a condizione meteorologiche severe e garantire l'integrità dei moduli anche se esposti a venti e onde.

L'intervento proposto da EPP, inoltre, è conforme al principale obiettivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) di decarbonizzazione del settore energetico realizzabile mediante la promozione di un'economia circolare che preveda azioni mirate ad aumentare l'efficienza energetica in tutti i settori e incrementare la produzione da fonti rinnovabili.

Il progetto proposto risulta pertanto utile al raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione del PNIEC.

1.1 Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento

Come mostrato nella **Figura 1-1**, l'impianto fotovoltaico off-shore in progetto sarà installato al di fuori della diga foranea del porto industriale di Porto Torres, avrà un'estensione di circa 30 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla sottostazione FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A., azienda controllata al 100% da EPP.



Figura 1-1: Inquadramento su ortofoto dell’impianto fotovoltaico roff-shore

La sottostazione FS Olio di proprietà Fiume Santo S.p.a. è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata Fiume Santo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

Il layout generale d’impianto prevede una prima trasformazione (da 0,4 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli sulla diga foranea, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione ubicata in prossimità della costa. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la sottostazione FS Olio e, quindi, la stazione della RTN.

Il cavidotto percorrerà complessivamente circa 9,5 km sviluppandosi nel territorio dei due comuni Porto Torres e Sassari, di cui Fiume Santo costituisce una frazione.

Per quanto riguarda il dettaglio della porzione di impianto off-shore questa sarà costituita da 10 blocchi (array) di 4 MWp cadauno di pannelli fotovoltaici di superficie pari a circa 32.400 m², da posizionare e ancorare a mare (si veda **Figura 1-2**).

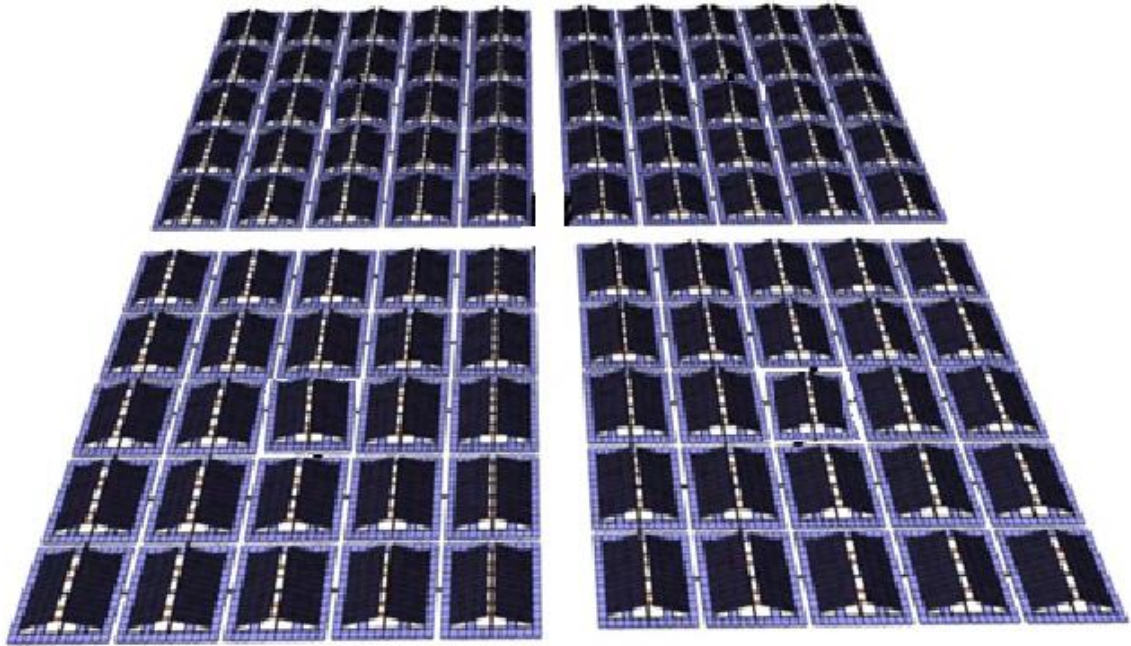


Figura 1-2: Blocco da 4 MWp

Ogni blocco (array) di pannelli è suddiviso in 4 sub array da 1 MWp cadauno e di estensione superficiale pari a 6'874 m² (80m x 80m) come riportato in **Figura 1-3**.

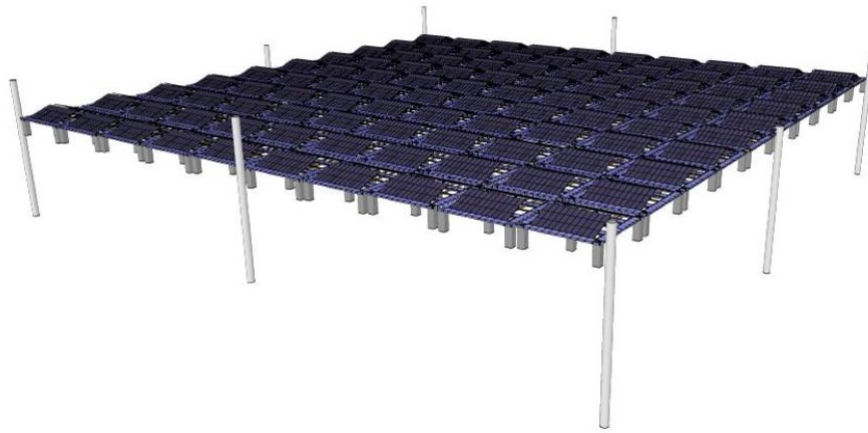


Figura 1-3: Dettaglio del sub array da 4 MWp

L'elemento base dei blocchi (si veda **Figura 1-4**) sopra menzionati è una struttura galleggiante, connessa tramite connessioni snodabili agli elementi adiacenti, capace di fornire una spinta di galleggiamento tale da mantenere la struttura sopraelevata rispetto al livello del mare, evitando l'ingresso diretto dell'acqua nelle condizioni di agitazione ondosa.

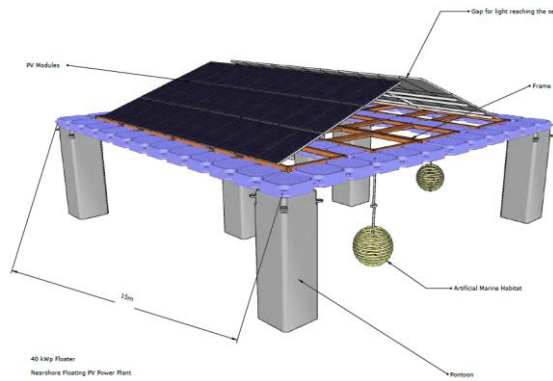


Figura 1-4: Dettaglio dell'elemento base galleggiante

Il sistema di sostegno è deputato a supportare i pannelli fotovoltaici, in maniera tale da gestire senza criticità i carichi dinamici dovuti ai fenomeni meteomarinari. Per il presente progetto è previsto l'utilizzo di una struttura galleggiante, connessa tramite connessioni snodabili agli elementi adiacenti, capace di fornire una spinta di galleggiamento tale da mantenere la struttura sopraelevata rispetto al livello del mare, evitando l'ingresso diretto dell'acqua nelle condizioni di agitazione ondosa.

Figura 1-5: Dettaglio del sistema di sostegno

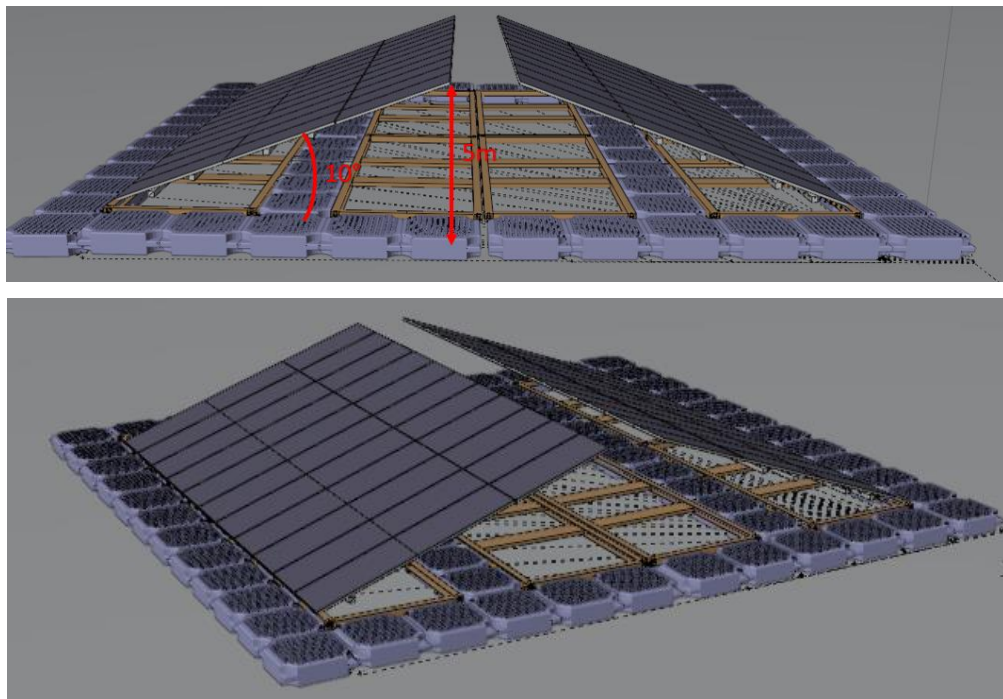


Figura 1-6: Dettaglio inclinazione pannelli

Saranno installati pannelli fotovoltaici monofacciali dal momento che sarà necessario provvedere alla pulizia periodica degli stessi in considerazione dell'ambiente di installazione dell'impianto e della possibilità di formazione di aerosol con elevata concentrazione di sali. L'installazione di pannelli fotovoltaici bifacciali, non potendo raggiungere per la pulizia periodica il lato direttamente esposto all'ambiente marino, risulterebbe non giustificato da analisi costi/benefici.

Si osserva, inoltre che l'acqua di mare ha un basso coefficiente di albedo (ossia il rapporto fra l'intensità della radiazione riflessa da un corpo e quella con cui è stato irraggiato) generalmente compreso tra 0,08 e 0,1; l'uso di pannelli fotovoltaici bifacciali è raccomandato per superfici con coefficienti albedo elevati tra 0,3 e 0,4 quale quello della sabbia nel deserto.

In questa fase di progettazione non è stato ancora identificato il materiale costituente il pannello fotovoltaico; si ritiene, tuttavia, di escludere con certezza l'installazione di pannelli di silicio amorfo dal momento che presentano diversi svantaggi quali la bassa efficienza (in termini di Watt per m²) e il non corretto funzionamento al carico a cui saranno sottoposti i pannelli costituenti l'impianto in progetto (5400Pa).

In sintesi l'impianto è suddiviso in:

Una parte offshore comprendente:

- n.10 blocchi (array) di pannelli fotovoltaici aventi una potenza unitaria pari a 4 MWp cadauno;
- n.20 cavi tripolari sottomarini in BT 400V di interconnessione tra i pannelli fotovoltaici e le powerstation;
- n.1440 inverter offshore di conversione da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) supportati da strutture galleggianti

Una parte onshore comprendente:

- n.20 power station di trasformazione BT/MT per l'innalzamento della tensione (400/30'000 V);
- cavidotti terrestri in media tensione (30kV) dalle power station fino alla stazione di conversione MT/AT;
- n.1 cabina di trasformazione MT/AT per l'elevazione della tensione di esercizio dal valore di 30kV al valore di 150kV;
- Cavidotto terrestre 150kV da stazione di conversione fino a stazione elettrica della RTN.

Il progetto prevede l'utilizzazione:

- del mare territoriale, ai fini dell'installazione dei pannelli fotovoltaici galleggianti e per il passaggio dei cavi marini per il collegamento a terra;
- di parte del territorio regionale sardo, per il passaggio dell'elettrodotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.

Mentre gli inverter verranno integrati nella struttura galleggiante, i trasformatori e relative apparecchiature elettriche verranno alloggiati su cabinati, preliminarmente stimati di dimensione

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

di 2 container da 40 piedi per ogni blocco di pannelli da 4 MWp , che verranno posizionati preferibilmente sulla banchina per minimizzare le installazioni a mare.



Figura 1-7: Cabinati per trasformatori BT/MT su banchina

Nell'eventualità che l'autorità portuale non permetta l'installazione dei cabinati contenenti i trasformatori su banchina, verranno posizionati su adeguate strutture in mare monopali infissi (vedi Figura 1-8) o alternativamente dei jacket (piattaforme reticolari) di piccole dimensioni.



Figura 1-8: Esempio di monopali per cabine contenenti trasformatori BT/MT

Al momento non è prevista l'installazione dei trasformatori su strutture galleggianti a causa delle oscillazioni eccessive che potrebbero danneggiare le apparecchiature elettriche. Inoltre posizionando i trasformatori in banchina si avranno minori impatti a mare, ed una maggior facilità di accesso per la manutenzione delle apparecchiature elettriche.

Le tipologie e le caratteristiche degli ancoraggi e fondazioni verranno confermate in una fase progettuale successiva quando i campionamenti geotecnici saranno effettuati.

2. SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le opere elettriche relative al progetto del parco fotovoltaico galleggiante da situare al di fuori della diga foranea nella località di Porto Torres in Sardegna.

La relazione si suddivide nelle seguenti parti riguardanti:

- Criteri generali di dimensionamento
- Impianto di bassa tensione DC-AC
- Power Station
- Elettrodotto MT 30 kV
- Stazione utente di trasformazione MT/AT
- Elettrodotto AT 150 kV
- Nuovo stallo AT su sottostazione FS Olio
- Impianto di terra

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi a:

- prescrizioni di Autorità Locali, comprese quelle dei VV.F.
- prescrizioni e indicazioni dell'Azienda Distributrice dell'energia elettrica
- Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano)
- leggi vigenti applicabili
- Altre Norme CEI/UNI di specifica applicazione o non menzionate nella presente relazione

Si riportano nel seguente elenco le principali norme di riferimento utilizzate nella redazione del Progetto Elettrico:

3.1 Norme tecniche

La progettazione, la costruzione, le prove e l'installazione delle apparecchiature elettriche dovranno essere in accordo alle norme CEI, EN e IEC in vigore alla data di inizio del contratto ed in particolare alle:

- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- **CEI 0-14:** Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi
- **CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- **CEI EN 60445:** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e l'identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori
- **CEI 11-1:** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- **CEI 11-17:** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo
- **CEI 11-27:** Lavori su impianti elettrici
- **CEI 11-37:** Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV
- **CEI 14-4/8:** Trasformatori di potenza. Guida di applicazione
- **CEI EN 62271-200:** Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 200: Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso
- **CEI EN 60265-1:** Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per alta tensione. Parte 1: Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV e inferiori a 52 kV
- **CEI EN 60265-2:** Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per alta tensione. Parte 2: Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali uguali o superiori a 52 kV
- **CEI 17-72:** Apparecchiature ad alta tensione Utilizzazione e manipolazione del gas esafluoruro di zolfo (SF6) nelle apparecchiature ad alta tensione
- **CEI EN 62271-107:** Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 107: Circuit-switcher con fusibili a corrente alternata per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compresi
- **CEI EN 62271-206:** Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 206: Indicatori di presenza di tensione per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso
- **CEI-UNEL 35024/1:** 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
- **CEI-UNEL 35024/2:** Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- **CEI-UNEL 35026:** Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
- **CEI-UNEL 35027:** Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV. Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata
- **CEI EN 60909-0:** Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- **CEI EN 60947-2:** Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici
- **CEI EN 60898-1:** Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili - Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- **CEI 20-89:** Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT
- **CEI EN 50618:** Cavi elettrici per impianti fotovoltaici
- **CEI EN 50086-2-4:** Sistemi di canalizzazione per cavi. Sistemi di tubi. Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
- **CEI EN 61386-24:** Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati
- **CEI 64-8/1:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali
- **CEI 64-8/2:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 2: Definizioni
- **CEI 64-8/3:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali
- **CEI 64-8/4:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza
- **CEI 64-8/5:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici
- **CEI 64-8/6:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 6: Verifiche
- **CEI 81-28:** Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici
- **CEI 82-25:** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
- **CEI EN 61936-1:** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a Parte 1: Prescrizioni comuni
- **CEI EN 50522:** Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- **CEI 99-4:** Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale
- **CEI EN 60947-2:** Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici

Le seguenti indicazioni hanno solo lo scopo di ricordare all'installatore le principali norme che devono essere rispettate nell'esecuzione degli impianti.

Tale elenco non è limitativo; infatti sono da applicarsi le norme vigenti nella loro globalità.

3.2 Leggi e delibere di riferimento

- D.lgs n. 81 del 09.04.2008: "Testo unico per la sicurezza"
- D.lgs n. 106 del 03.08.2009: "Disposizioni integrative e correttive del D.lgs n. 81 del 09.04.2008, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
- Legge n. 186 del 01.03.1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, installazione di impianti elettrici ed elettronici"
- D.P.R. 22 Ottobre 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"
- Legge Quadro n. 36 del 22/02/01 e relativo DPCM 08-07-2003 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- Decreto n.37 del 22/01/2008: "Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della Legge n.248 del 2/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
- DPR n. 462 del 22.10.'01: "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, dispositivi di me
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successive aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998)
- TERNA Qualità del servizio di trasmissione: Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2020
- TERNA Allegato A.2 "Guida agli schemi di connessione"
- TERNA Allegato A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN"
- TERNA Allegato A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superior a 110 kV"
- TERNA Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"
- TERNA Allegato A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- TERNA Allegato A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna"
- TERNA Allegato A.17 "Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- TERNA Allegato A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore
- TERNA Allegato A.68 "CENTRALI FOTOVOLTAICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo"

4. CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Le caratteristiche principali dell'impianto sono state stimate in base ai dati tecnici dei campi fotovoltaici. Tali potenze sono evidenziate nei calcoli elettrici allegati in calce alla presente relazione.

4.1 Calcolo delle correnti di impiego

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

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

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ per sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.732$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo K_u per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità K_c per utenze di distribuzione.

- K_c = Fattore di contemporaneità, ovvero rapporto tra la il numero di potenze contemporaneamente in uso ed il numero totale di utenze.
- K_u = Fattore di utilizzo, ovvero rapporto tra la potenza mediamente assorbita dall'utilizzatore e la sua potenza massima nominale.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle.

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

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

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle.

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

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

4.2 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori attivi di un circuito elettrico devono essere protetti da uno o più dispositivi, che interrompono automaticamente l'alimentazione quando si produce una sovracorrente (sovraccarico o cortocircuito).

Il dispositivo di protezione, per assicurare la sua funzione, deve:

- Interrompere sia la corrente di sovraccarico sia quella di cortocircuito, interrompendo in questo caso tutte le correnti di cortocircuito che si presentano in un punto qualsiasi del circuito, prima che esse provochino nel conduttore un riscaldamento tale da danneggiarne l'isolamento;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- Essere installato in generale all'origine di ogni circuito e di ogni derivazione aventi portate differenti (diverse sezioni dei conduttori, diverse condizioni di posa e ambientali, nonché un diverso tipo di isolamento del conduttore).

Il coordinamento tra la protezione contro i sovraccarichi e la protezione contro i cortocircuiti può essere ottenuta tramite:

- un dispositivo di protezione contro i sovraccarichi (se rispetta le prescrizioni contenute nella norma CEI 64-8 sezione 433 ed ha un potere di interruzione maggiore o uguale al valore della corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione);
- dispositivi distinti, coordinati in modo che l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione contro il corto circuito sia inferiore o uguale a quella massima sopportabile dal dispositivo di protezione dal sovraccarico.

La rilevazione ed interruzione delle sovracorrenti deve essere effettuata per tutti i conduttori di fase a meno delle eccezioni specificate nella norma CEI 64-8 sezione 473.3.2.

Nei sistemi TT e TN è necessario prevedere la rilevazione delle sovracorrenti sul conduttore di neutro e conseguente interruzione dei conduttori di fase nel caso in cui il neutro abbia sezione minore dei conduttori di fase eccetto il caso in cui vengano soddisfatte contemporaneamente le due seguenti condizioni:

- il conduttore di neutro è protetto contro i cortocircuiti dal dispositivo di protezione dei conduttori di fase del circuito;
- la massima corrente che può attraversare il conduttore di neutro in servizio ordinario è inferiore al valore della portata di questo conduttore.

4.2.1 Protezione contro i sovraccarichi

La protezione contro i sovraccarichi dovrà essere effettuata in ottemperanza alle prescrizioni delle norme CEI 64-8/1 ÷ 7. In particolare i conduttori dovranno essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione dovranno avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1,45 volte la portata (I_z). In tutti i casi dovranno essere soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

- I_b = corrente di impiego del circuito;
- I_z = portata in regime permanente della conduttura;
- I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

La seconda delle due disuguaglianze sopra indicate sarà automaticamente soddisfatta nel caso di impiego di interruttori automatici conformi alle norme CEI EN 60898-1 e CEI EN 60947-2.

4.2.2 Protezione contro le correnti di corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti dovranno interrompere le correnti di corto circuito che possano verificarsi nell'impianto in tempi sufficientemente brevi per garantire che non si raggiungano temperature dei conduttori oltre al limite ammissibile.

Essi dovranno avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione.

Sarà consentito l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione (norme CEI 64-8/1 ÷ 7).

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

In questo caso le caratteristiche dei due dispositivi dovranno essere coordinate in modo che l'energia specifica passante I^2t lasciata passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quella che potrà essere sopportata senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette.

I dispositivi di protezione devono rispondere a due requisiti fondamentali:

1. Avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore a condizione che, a monte di esso, vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione. In questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che l'energia specifica passante, detta anche integrale di Joule ($I^2 t$), lasciata passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quella che può essere sopportata senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette.
2. Intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre al limite ammissibile. Questa condizione, per corto circuiti che non superano i 5 secondi massimi, è normalmente verificata dalla formula:

$$I^2t \leq K^2S^2 \quad (\text{CEI 64-8})$$

art. 434.3.2)

dove:

- S sezione dei conduttori in mm^2 .
- K coefficiente il cui valore è riportato nella Norma CEI 64-8 e che varia al variare del tipo di isolante (es. 115 per cavi in rame isolati in PVC, 135 per cavi in rame isolati in gomma ordinaria e 146 per cavi in rame isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato).
- t tempo di intervento della protezione in secondi.
- I corrente di cortocircuito effettiva in Ampere.

L'impiego degli interruttori automatici magnetotermici garantisce contemporaneamente un'efficace protezione sia contro i sovraccarichi sia contro i corto circuiti.

All'inizio di ogni impianto utilizzatore deve essere installato un interruttore generale onnipolare munito di adeguati dispositivi di protezione contro le sovracorrenti.

Detti dispositivi devono essere in grado di interrompere la massima corrente di corto circuito che può verificarsi nel punto in cui essi sono installati.

Devono essere protette singolarmente:

- le derivazioni all'esterno;
- le condutture che alimentano motori o apparecchi utilizzatori che possono dar luogo a sovraccarichi;
- le derivazioni installate in ambienti speciali, eccezion fatta per quelli umidi.

4.3 Calcolo dei guasti

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

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

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

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

4.3.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

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

$$R_{dcavo} = \frac{R_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\Delta T \cdot 0.004)} \right)$$

dove DT è 50 o 70 °C.

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

$$X_{dcavo} = \frac{X_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

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

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

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

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

$$\begin{aligned} R_{0cavoNeutro} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoNeutro} \\ X_{0cavoNeutro} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cavoPE} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoPE} \\ X_{0cavoPE} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

dove le resistenze $R_{dcavoNeutro}$ e $R_{dcavoPE}$ vengono calcolate come la R_{dcavo} .

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

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

$$\begin{aligned} R_{0sbarraPE} &= R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraPE} \\ X_{0sbarraPE} &= X_{dsbarra} + 3 \cdot (X_{anello_guasto} - X_{dsbarra}) \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
 R_d &= R_{dcavo} + R_{dmonte} \\
 X_d &= X_{dcavo} + X_{dmonte} \\
 R_{0Neutro} &= R_{0cavoNeutro} + R_{0monteNeutro} \\
 X_{0Neutro} &= X_{0cavoNeutro} + X_{0monteNeutro} \\
 R_{0PE} &= R_{0cavoPE} + R_{0montePE} \\
 X_{0PE} &= X_{0cavoPE} + X_{0montePE}
 \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.
 Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

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

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1Neutr \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0Neutro})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0Neutro})^2}$$

Fase terra:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1Neutr \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned}
 I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\
 I_{k1Neutr \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Neutr \min}} \\
 I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\
 I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}
 \end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti (CEI EN 60909-0 par. 9.1.1.):

$$\begin{aligned}
 I_p &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max} \\
 I_{p1Neutro} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Neutr \max} \\
 I_{p1PE} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max} \\
 I_{p2} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}
 \end{aligned}$$

dove:

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

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

4.3.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 2.5 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione di 0.95 (tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.
- Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

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

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

$$R_{d_{\max}} = R_d \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0_{Neutro}} = R_{0_{Neutro}} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0_{PE}} = R_{0_{PE}} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

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

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

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

$$I_{k1 \text{Neutr} \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1 \text{Neutr} \max}}$$

$$I_{k1 \text{PE} \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1 \text{PE} \max}}$$

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

4.4 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

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

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

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

e la corrente di picco:

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

4.5 Scelta delle protezioni

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

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

4.6 Verifica della caduta di tensione

Le cadute di tensione massime totali ammesse non devono essere superiori al 4%.

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

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

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

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

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

con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;

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

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in W/km.

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

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

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

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

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

4.7 Calcolo della temperatura dei cavi

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

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

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

espresse in °C.

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

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

4.8 Dimensionamento dei conduttori di neutro

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

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

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

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

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

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

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

4.9 Dimensionamento dei conduttori di protezione

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

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

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

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

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

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

dove:

- Sp sezione del conduttore di protezione (mm²);
- I valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

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

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3. Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della condotta di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm² o 16 mm² alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

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

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25 mm², se in rame;

- 35 mm², se in alluminio

4.10 Protezione contro i contatti diretti

Le misure di protezione contro i contatti diretti dovranno essere realizzate impiegando nella maggior parte involucri e barriere, saldamente fissati e rimovibili con l'uso di chiave o attrezzo, con grado di protezione minimo IP4X (quadro elettrico); mentre i componenti dell'impianto, dovranno avere un grado di protezione minimo IP4X.

Di seguito l'elencazione dei metodi che possono essere impiegati per realizzare la protezione contro i contatti diretti:

- protezione mediante isolamento delle parti attive: le parti attive devono essere completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione;
- protezione mediante involucri o barriere: le parti attive devono essere poste entro involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IP2X o IPXXB. Le superfici superiori orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano devono avere invece un grado di protezione non inferiore a IP4X o IPXXD. Nel caso debbano essere rimossi involucri o barriere, si deve provvedere a rispettare i requisiti minimi forniti dalla norma CEI 64-8 (ad esempio rendendo possibile l'operazione solamente tramite chiave o attrezzo);
- protezione mediante ostacoli: gli ostacoli devono impedire l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive oppure il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario. Gli ostacoli possono essere rimossi senza l'uso di una chiave o di un attrezzo ma devono essere fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale;
- protezione mediante distanziamento: si deve operare affinché non possano essere a portata di mano parti attive a tensione diversa;
- protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali: in caso di insuccesso delle altre misure di protezione contro i contatti diretti, la norma prevede l'uso di interruttori differenziali con corrente differenziale nominale d'intervento non superiore a 30mA. Tale misura non è riconosciuta, tuttavia, come unico mezzo di protezione contro i contatti diretti e non dispensa dall'applicazione di una delle misure di cui ai punti precedenti.

4.11 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

Il sistema di distribuzione dell'impianto è di tipo TN-S, in quanto l'edificio viene alimentato in media tensione e possiede una propria cabina di trasformazione. Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti a conclusione dei lavori, dovranno essere tali che se si presenta un guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase e un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro il tempo specificato, soddisfacendo la seguente relazione:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove:

- Z_s = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;
- I_a = è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito nella Tab. 41 A della norma CEI 64/8 in funzione della tensione nominale U_0 oppure, nelle condizioni specificate nell'art. 413.1.3.5 della norma CEI 64/8, entro un tempo convenzionale non superiore a 5 s. Se si usa un interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale I_{dn} ;

- U_0 = è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.

Le misure di protezione contro i contatti indiretti dovranno essere assicurate, in caso di guasto a terra pericoloso, tramite l'interruzione automatica dell'alimentazione (valore della resistenza dell'impianto di terra coordinato con gli interruttori differenziali). In ogni edificio il conduttore di protezione, il conduttore di terra, il collettore principale di terra e le seguenti masse estranee devono essere connessi al collegamento equipotenziale principale:

- i tubi alimentanti servizi dell'edificio, per es. acqua e gas;
- le parti strutturali metalliche dell'edificio e canalizzazioni del riscaldamento centrale e del condizionamento d'aria;
- le armature principali del cemento armato utilizzate nella costruzione degli edifici, se praticamente possibile.

Quando tali parti conduttrici provengono dall'esterno dell'edificio, esse devono essere collegate il più vicino possibile al loro punto di entrata nell'edificio.

Deve essere garantita la protezione dai contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione rispettando la seguente disequazione:

4.12 PROTEZIONE MEDIANTE DOPPIO ISOLAMENTO

In alternativa al coordinamento fra impianto di messa a terra e dispositivi di protezione attiva, la protezione contro i contatti indiretti potrà essere realizzata adottando macchine e apparecchi con isolamento doppio o rinforzato per costruzione o installazione, apparecchi di Classe II.

In uno stesso impianto la protezione con apparecchi di Classe II potrà coesistere con la protezione mediante messa a terra; tuttavia è vietato collegare intenzionalmente a terra le parti metalliche accessibili delle macchine, degli apparecchi e delle altre parti dell'impianto di Classe II.

4.13 Sezionamento e comando

Ogni circuito elettrico sarà sezionato dall'alimentazione: il sezionamento interromperà tutti i conduttori attivi, compreso il conduttore di neutro. La posizione di aperto dei contatti deve essere visibile direttamente oppure tramite un indicatore meccanicamente vincolato ai contatti. Il dispositivo di chiusura deve essere tale da impedire manovre non intenzionali in seguito a urti, vibrazioni, falsi contatti elettrici, guasti, ecc.

Per evitare alimentazioni intempestive possono essere adottate le seguenti precauzioni:

- blocchi meccanici;
- scritta o altra opportuna segnaletica;
- sistemazione in involucro o locale chiuso a chiave.

Il conduttore di terra non deve mai essere sezionato o interrotto in nessun sistema.

Nei quadri alimentati da due o più sorgenti sarà prevista una scritta o un cartello monitore per avvertire della necessità di sezionare tutte le parti in tensione quando, per ragioni di manutenzione, si debba accedere alle parti attive.

Devono essere installati apparecchi di interruzione dell'alimentazione negli impianti in cui la manutenzione non elettrica possa comportare rischi per le persone. Tali apparecchi devono essere installati in luogo permanentemente sotto controllo degli addetti alla manutenzione o, quando ciò non fosse possibile, si devono adottare provvedimenti contro la chiusura intempestiva da parte di terzi).

5. IMPIANTO DI BASSA TENSIONE DC-AC

Il progetto prevede l'installazione offshore di blocchi (array) di pannelli fotovoltaici aventi una potenza unitaria pari a circa 4 MWp cadauno per potenza totale pari a circa 40'000 kWp. Ogni blocco (array) di pannelli è suddiviso in 4 sub array da circa 1 MWp cadauno. L'impianto sarà ubicato a largo della costa nord occidentale della Sardegna nella zona antistante il porto industriale di Porto Torres.

L'area di occupazione della survey è di circa 150 ettari e risulta delimitata da 6 punti con coordinate riportate nella tabella sotto:

Coordinate WGS84 UTM 32N		
ID PUNTO	EST	NORD
1	445045.69	4522787.62
2	446282.98	4522629.39
3	448138.60	4522408.84
4	448138.60	4522908.84
5	446282.98	4523129.39
6	445045.69	4522287.62

Tabella 5.1: Coordinate dell'area di progetto a mare



Tabella 5.2: Area di progetto a mare

L'area occupata dai pannelli fotovoltaici è invece di circa 30ha.

Le profondità dell'area variano fino a raggiungere un massimo di 26 m. La tecnologia utilizzata per i pannelli sarà quella di fondazione galleggiante. Detta tecnologia permette di realizzare impianti su superfici marine e acque interne, con impatti ambientali trascurabili.

5.1 Parte a mare

La parte a mare dell'impianto si compone dei seguenti macro-elementi.

- pannelli fotovoltaici del tipo monofacciale;
- inverter di conversione cc/ca;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- fondazione galleggiante;
- ancoraggi (pali o zavorre);
- cablaggi elettrici;
- risers per uscita cavidotti e collegamento dei cavi tra terra e mare;
- protezione cavidotti sul fondo del mare tramite materassi in cls.

5.1.1 Pannello fotovoltaico

Il progetto prevede l'installazione di circa 95040 pannelli fotovoltaici monofacciali che garantiscono una potenza di picco per singolo pannello pari a 435W.

Ogni pannello è composto da una struttura a singola faccia, del tipo riportato di seguito.

- celle solari in silicio monocristallino;
- 1 lastra di vetro temperato con il compito di intrappolare le celle solari;
- un telaio in materiale metallico (ex alluminio o acciaio) o altro materiale resistente alla corrosione per sostenere i suddetti strati;
- Silicone sigillante ai bordi del pannello per fissare gli strati al telaio.



Figura 5.3 – Esempio di pannelli fotovoltaici su piattaforma galleggianti

Di seguito si riportano a titolo puramente indicativo alcune caratteristiche meccaniche ed elettriche di un pannello solare potenzialmente utilizzabile, facendo riferimento al tipo LR4-72HIH 435M prodotto dalla Longi Solar (il costruttore dei pannelli sarà selezionato in fase di progettazione esecutiva).

Numero di celle monocristalline [n.]	144 (6x24)
Dimensioni principali del modulo [mm]	2094x1038x35
Peso del modulo [kg]	23.5
Spessore lastra di vetro [mm]	3.2
Spessore telaio [mm]	35
Massima potenza di picco [W]	435
Tensione VMPP [V]	40.9
Corrente IMPP [A]	10.64
Tensione a vuoto VOC [V]	48.7
Corrente di corto circuito ISC [A]	10.64
Efficienza [%]	20.0

Tabella 5.4: Caratteristiche meccaniche ed elettriche pannello fotovoltaico Longi Solar

Il modello di pannello verrà confermato durante la fase esecutiva del progetto. Il costruttore e il modello finale di pannello verranno selezionati durante la fase esecutiva del progetto.

5.1.2 Inverter di conversione cc/ca

Per ogni sottocampo sono previsti 36 inverter per la conversione da corrente continua ad alternata. Ogni inverter riceve in input la corrente da 66 pannelli in CC, restituendo come output un cavo in CA ad una tensione di ~ 0.4 kV.

A seguire si riportano a titolo puramente indicativo alcune caratteristiche di un generico inverter che potrebbe essere utilizzato, facendo riferimento al tipo Sunny Tripower 25000TL-30 prodotto dalla SMA. Il costruttore e il modello finale degli inverter verranno selezionati durante la fase esecutiva del progetto



Figura 5.5: Inverter

INGOMBRI E PESO	
Dimensioni [mm]	661 x 682 x 264
Peso [kg]	61
CARATTERISTICHE INPUT IN CC	
Massima tensione in ingresso [kV]	1
Range operativo di tensioni [kV]	0.39-0.8
Massima corrente per MPPT [A]	33
CARATTERISTICHE OUTPUT IN CA	
Potenza attiva nominale [kW]	25
Tensione nominale [kV]	0.4
Massima corrente [A]	36.2

Tabella 5.6: Caratteristiche principali inverter

5.1.3 Cavi elettrici

I cavi elettrici per la parte a mare dell'impianto sono deputati in generale alla connessione in serie dei pannelli fotovoltaici con i moduli di conversione e trasformazione ed alla connessione della parte a mare con quella a terra dell'impianto. Per quanto detto si prevede si prevede in via preliminare l'utilizzo di 3 tipologie di cavo, riportate nell'elenco a seguire.

- cavo di stringa di input inverter in cc tipo h1z2z2-k eca 1800 v c.c. - 1200 v c.a. (cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.)

- cavo di output inverter in ca tipo idoneo per posa offshore
- cavo di sottocampo in ca tipo fg16(o)m16 0.6/1kv;
- cavo di campo in ca in mt tipo rg26h1m16-18/30 kv.

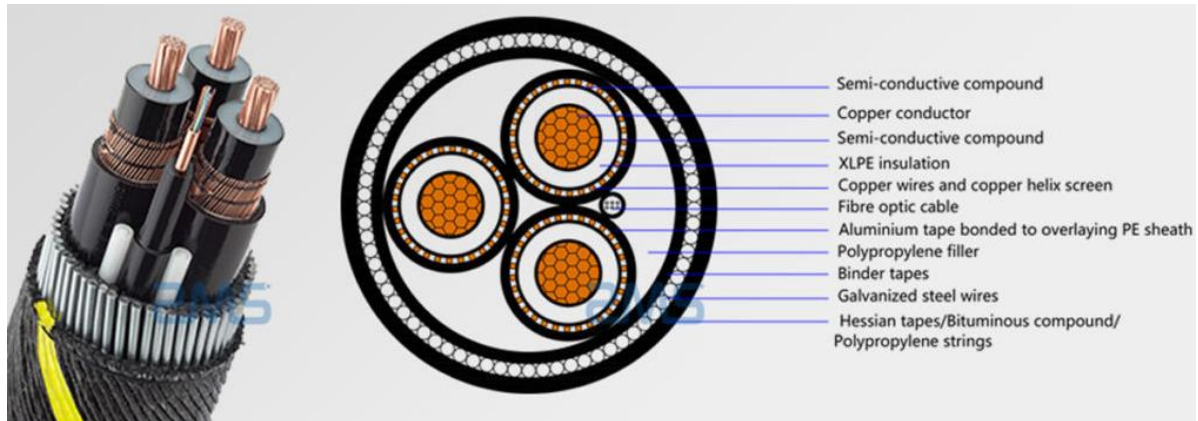


Figura 5-7: Sezione Tipo di cavo elettrico offshore

I cavi dovranno avere caratteristiche rispondenti al Regolamento CPR UE 305/11 ed essere di tipo a bassissima emissione di fumi e gas tossici e/o corrosivi.

I cavi, impiegati per la realizzazione delle dorsali di alimentazione e per l'alimentazione delle utenze finali e dei quadri elettrici, saranno conformi alle norme CEI-UNEL, provvisti di marchio italiano di qualità (IMQ) ed adatti al locale dove saranno installati. Saranno di tipo multipolare per i tipi per i quali è prevista questa forma costruttiva; saranno unipolari per le altre sezioni. Per i cavi unipolari flessibili la colorazione sarà conforme alle norme CEI ed alle tabelle di unificazione. In particolare i conduttori di protezione avranno colorazione giallo-verde e quelli di neutro blu, i conduttori di fase avranno colorazione secondo le norme indicate.

Tutte le estremità dei cavi attestati nei quadri saranno contrassegnate con la sigla corrispondente indicata sulla morsettiera. La marcatura sarà eseguita con anellini di PVC o altro sistema equivalente. Tutti i conduttori dovranno essere in rame elettrolitico (conducibilità non inferiore al 98%).

Per quanto si riferisce alla distinzione delle fasi si prescrive che i conduttori, in tutta la distribuzione dovranno essere contraddistinti dai colori convenzionali.

Per tutti gli impianti alimentati direttamente alla tensione nominale BT e per quelli alimentati a tensione ridotta, la sezione minima ammessa per i conduttori è di 1,5mm².

Per le condutture di cui in 751.04.2.6 b) e c) della CEI 64-8 facenti parte delle opere da costruzione, la propagazione dell'incendio lungo le stesse dovrà essere evitata in uno dei seguenti modi indicati:

a) utilizzando cavi installati in fascio con Classe di reazione al fuoco pari a C_{ca}-s1b, d1, a1 (EN 50575); peraltro, qualora essi siano installati in quantità tale da superare la quantità di cavo calcolato secondo le prescrizioni della Norma EN 50399 per le prove, devono essere adottati provvedimenti integrativi analoghi a quelli indicati in b);

b) adottando sbarramenti, barriere e/o altri provvedimenti come indicato nella Norma CEI 11-17. Inoltre, devono essere previste barriere tagliafiamma in tutti gli attraversamenti di solai o pareti che delimitano il compartimento antincendio. Le barriere tagliafiamma devono avere caratteristiche di resistenza a fuoco almeno pari a quelle richieste per gli elementi costruttivi del solaio o parete in cui sono installate (527.2)

Per i cavi delle condutture di cui in 751.04.2.6 b) e c) facenti parte delle opere da costruzione è stato valutato il rischio nei riguardi di fumi ed acidità in relazione alla particolarità del tipo di installazione e dell'entità del danno probabile nei confronti di persone e/o cose, scegliendo di adottare cavi con Classe di reazione al fuoco minima C_{ca}-s1b, d1, a1 secondo quanto indicato nella Tabella CEI UNEL 35016.

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Le tipologie di cavo appositamente realizzate per rispettare i requisiti CPR sono riportate nelle Norme CEI 20-13, CEI 20-38, CEI 20-107/3-31 a cui si rimanda per i dettagli costruttivi. Tutti i cavi sia di energia che di segnale dovranno essere rispondenti al Regolamento CPR UE 305/11.

Tutte le conduttore dovranno essere posate all'interno delle passerelle portacavi predisposte allo scopo e/o in apposite tubazioni di protezione di tipo rigido o flessibile per le alimentazioni delle utenze in campo.

5.1.4 FG16R16 0,6/1 Cca - s3, d1, a3



EAC FG16(O)R16 certificato EAC, fornibile su richiesta.

CARATTERISTICHE TECNICHE
TECHNICAL FEATURES

 CONDUTTORE CONDUCTOR	Rame rosso flessibile Classe 5 Flexible bare copper Class 5	 TENSIONE NOMINALE NOMINAL VOLTAGE	0,6/1KV c.a.
 ISOLAMENTO INSULATION	HEPR di qualità G16 Elastomeric mixture insulation (G16 quality)	 TENSIONE DI PROVA TEST VOLTAGE	4000 V
 COLORAZIONE CONDUTTORI CORES COLORATION	HD 308 S2 CEI UNEL 00722-000725 EN 50334	 TEMPERATURE DI ESERCIZIO TEMPERATURES RANGE	- 15° C / + 90° C
 GUAINA ESTERNA OUTER SHEATH	PVC, qualità R16, colore grigio RAL 7035 PVC, quality R16, color grey RAL 7035	 RAGGIO DI CURVATURA BENDING RADIUS	4 x Ø

NORMATIVE
NORMS

 COMPORTAMENTO AL FUOCO FIRE PERFORMANCE	EN 60332-1-2 e CEI 20-22/II EN 60332-1-2 and CEI 20-22/II	CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	C _{ca} -s3,d1,a3
MARCATURA	FG16(O)R16 0,6/1KV [FORMAZIONE] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [METRICA]	RIFERIMENTI STANDARD STANDARD REFERENCE	CEI 20-13 IEC 60502-1 CEI UNEL 35318 CEI UNEL 3532 EN 50267-2-1 EN 505757:2014+A1:2016 EN 13501-6 EN 50399 EN60754-2

5.1.5 Cavi solari H1Z2Z2-K

Basse Tension Bassa Tensione	H1Z2Z2-K	Photovoltaïque Fotovoltaico
CPR (UE) n°305/11 D_{ca} - s1, d2, a1	<i>Règlement Produits de Construction/Regolamento Prodotti da Costruzione</i> <i>Classe conforme aux normes EN 50575:2014 + A1:2016 et EN 13501-6:2014</i> <i>Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014</i>	DoP n° 1081/19
EN 50618 CEI EN 60332-1-2 CEI EN 50525 CEI EN 50289-4-17 A CEI EN 50396 2014/35/UE 2011/65/CE CA01.00546	<i>Construction et caractéristiques/Costruzione e requisiti</i> <i>Propagation de la flamme/Propagazione fiamma</i> <i>Emission de gaz/Emissione gas</i> <i>Résistance aux rayons UV/Resistenza raggi UV</i> <i>Résistance ozone/Resistenza ozono</i> <i>Directive Basse Tension/Direttiva Bassa Tensione</i> <i>Directive RoHS/Direttiva RoHS</i> <i>Licence IMQ/Certificato IMQ</i>	

DESCRIPTION

Câble unipolaire souple étamé utilisé dans les connexions d'installations photovoltaïques. Isolation et gaine en mélange élastomère sans halogènes et non propagateur de la flamme.

Conducteur

Corde souple de cuivre étamé, classe 5

Isolation

Mélange LSOH de caoutchouc spécial réticulé de qualité conforme à la norme EN 50618
 LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Gaine extérieure

Mélange LSOH de caoutchouc spécial réticulé de qualité conforme à la norme EN 50618

Coloris des conducteurs

Noir

Coloris de la gaine

Bleu, rouge, noir

Inkjet marking

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
 (section) (année) (m) (traçabilité)

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

Tension maximale U_o/U: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Température maximale de service: 90°C

Température minimale de service: -40°C

Température minimale de pose: -40°C

Température maximale de court-circuit: 250°C

Effort maximum de traction: 15 N/mm²

Rayon minimum de courbure: 4 fois le diamètre extérieur maximum

Conditions d'utilisation

Câbles utilisés pour les connexions d'installations photovoltaïques. Indiqués pour les installations en pose fixe à l'extérieur ou à l'intérieur, sous conduits apparents, encastré ou dans des systèmes fermés similaires. Indiqués pour la pose directement enterrée ou sous conduit enterré et pour utilisation dans des installations de classe II.

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618
 LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
 (sez) (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

5.1.6 Risers

Il cavo uscente dal sistema di pannelli fotovoltaici scende sul fondale tramite un sistema riser per poi risalire lato pontile fino a raggiungere la cabina di trasformazione BT/MT alla stessa maniera.

Questo permetterà di mitigare gli effetti a fatica e le azioni del mare (onda e corrente) agenti sul cavo.

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Il cavo sul fondo verrà stabilizzato e protetto tramite materassi in cls o sistemi di protezione equivalente.

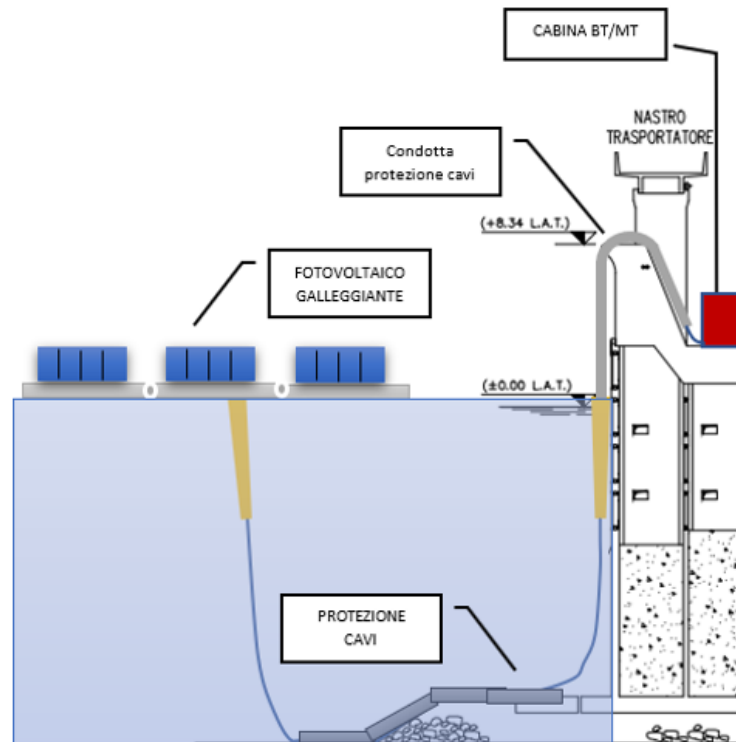


Figura 5-8: Sezione tipo connessione array cabina BT/MT

Lo schema di posa dei cavi è del tutto indicativo e sarà finalizzato in fase di progettazione esecutiva.

6. CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT

6.1 Modulo di trasformazione (power station)

All'uscita degli inverter i cavi convergono verso i moduli di trasformazione da bassa a media tensione. Tale modulo, è costituito da un trasformatore elevatore che garantisce un aumento della tensione di esercizio da 0.4 kV a 30 kV. In totale, per l'intero impianto sono previsti 20 moduli di trasformazione, ovvero 1 ogni due sottocampi.

Tra i vari componenti ausiliari, il modulo prevede la presenza di:

- Quadro Power Center In=4000A, IP42, forma di segregazione 4B
- Cavi di collegamento tipo FG16M16 0.6/1 kV
- Rifasamento fisso Q=30kVar a servizio del trasformatore
- Cavi MT tipo RG26H1M16-18/30 KV complete di terminali;
- un sistema di controllo;
- UPS;
- un sistema antintrusione;
- un sistema di rilevazione incendi e accessori per lo spegnimento manuale;
- impianto luce e forza motrice del locale
- climatizzatori e ventilazione forzata per i trasformatori.

6.1.1 Quadro Generale di bassa tensione "Power Center"

Il quadro elettrico generale QPC conterrà gli interruttori di protezione degli inverter e gli interruttori di alimentazione dei circuiti ausiliari e di servizio.

Il quadro elettrico sarà dotato di struttura in lamiera di acciaio verniciata con polveri termoindurenti a base di resine epossidiche e poliestere polimerizzate a caldo, resistenza meccanica secondo norma CEI EN 62262 IK07 senza porta. Grado di protezione a porta chiusa IP31, grado di protezione a porta aperta e pannellini frontali chiusi IP20, tensione di impiego fino a 1000 V, corrente nominale fino a 3620 A, corrente nominale di breve durata ammissibile fino a I_{cw} 100 kA eff./1 s. Forma di segregazione 3b.

Il sistema di distribuzione principale dovrà essere realizzato con l'utilizzo di sbarre in alluminio a profilo continuo predisposte per l'utilizzo di appositi accessori prefabbricati fissate alla struttura tramite supporti isolati a pettine in modo da permettere eventuali modifiche future, numero e sezione adeguati alla In richiesta. Per le derivazioni di alimentazione di interruttori scatolati dovranno essere utilizzati collegamenti prefabbricati, gli interruttori modulari saranno alimentati tramite ripartitori prefabbricati o sistemi sbarre isolati, forniti dal costruttore del quadro e dimensionati in base all'energia specifica limitata dall'interruttore stesso.

L'opera s'intende comprensiva di canali porta cavi per cablaggio, morsetteria con morsetti di varia sezione, corredata di supporto, separatori, numeri di identificazione, accessori di identificazione dei conduttori interni e dei circuiti, sbarra di terra in rame nudo di adeguata sezione corredata di relativi supporti, conduttori di cablaggio tipo FS17 e di ogni onere annesso e connesso per renderla perfettamente funzionante e realizzata in conformità alla norma CEI EN 61439-1 e CEI EN 61439-2, con all'interno montate e cablate tutte le apparecchiature in numero e caratteristiche conformi agli schemi di progetto allegati. Al termine dei lavori l'installatore dovrà rilasciare dichiarazione di conformità del quadro elettrico alla norma CEI EN 61439-1 e CEI EN 61439-2 completa di tutti i suoi allegati obbligatori. Sarà inoltre fornito il calcolo delle sovratemperature.

Si intendono inclusi gli accessori e quanto altro occorre per una perfetta messa in opera e funzionamento.

Ogni quadro sarà completo e pronto al funzionamento entro i seguenti limiti meccanici ed elettrici:

- Lamiere di chiusura laterali;
- Attacchi per collegamento cavi di potenza compresi; cavi e terminali esclusi;
- Morsetteria per collegamento cavi ausiliari esterni compresa; cavi e capicorda esclusi;

Il quadro dovrà essere progettato, assiemato e collaudato in totale rispetto delle seguenti normative:

- CEI EN 61439-1&2: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali e Parte 2: Quadri di potenza.
- CEI EN 60529 : "Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)"
- CEI EN 62262 : "Gradi di protezione degli involucri per apparecchiature elettriche contro impatti meccanici esterni (IK)"

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Le caratteristiche dei quadri sono:

Tensione nominale di isolamento.....	1000V
Tensione nominale d'esercizio	440V
Numero delle fasi	3F + N
Livello nominale di isolamento tensione di prova a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi	2,5kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso.....	12kV
Frequenza nominale	50Hz
Corrente ammissibile a 35°C sbarre principali	fino a 3620A (alluminio) e 3760 A (rame)
Corrente di c.to circuito simmetrico	fino a 100 kA
Durata nominale del corto circuito	1sec
Grado di protezione sul fronte	fino a IP 55
Grado di protezione a porta aperta	IP 20
Accessibilità quadro	Fronte/Retro
Forma di segregazione	3b
Tenuta meccanica.....	min IK07

Le colonne del quadro saranno complete di golfari di sollevamento rimovibili una volta posato in cantiere.

Anche se prevista la possibilità di ispezione dal retro del quadro, tutti i componenti elettrici saranno facilmente accessibili dal fronte mediante pannelli avvitati o incernierati.

Sul pannello anteriore saranno previste feritoie per consentire il passaggio degli organi di comando. Tutte le apparecchiature saranno fissate su guide Modulari o su pannelli fissati su specifiche traverse di sostegno.

Gli strumenti e lampade di segnalazione saranno montate sui pannelli frontali.

Sul pannello frontale ogni apparecchiatura sarà contrassegnata da targhette indicatrici che ne identificano il servizio.

Tutte le parti metalliche del quadro saranno collegate a terra (in conformità a quanto prescritto dalla citata norma CEI EN 61439-1&2).

Sarà garantita una facile individuazione delle manovre da compiere, che saranno pertanto concentrate sul fronte dello scomparto.

Per facilitare la manutenzione, tutte le piastre frontali dovranno essere montate su un telaio incernierato.

Le distanze tra i dispositivi e le eventuali separazioni interne impediranno che interruzioni di elevate correnti di corto circuito o avarie notevoli possano interessare l'equipaggiamento elettrico montato in vani adiacenti.

Saranno in ogni caso, garantite le distanze che realizzano i perimetri di sicurezza imposti dal costruttore.

Tutti i componenti elettrici ed elettronici saranno contraddistinti da targhette di identificazione conformi a quanto indicato dagli schemi.

Salvo diversa indicazione del progettista e/o richiesta nella specifica di progetto, sarà previsto, uno spazio pari al 20 % dell'ingombro totale che consenta eventuali ampliamenti senza intervenire sulla struttura di base ed i relativi circuiti di potenza.

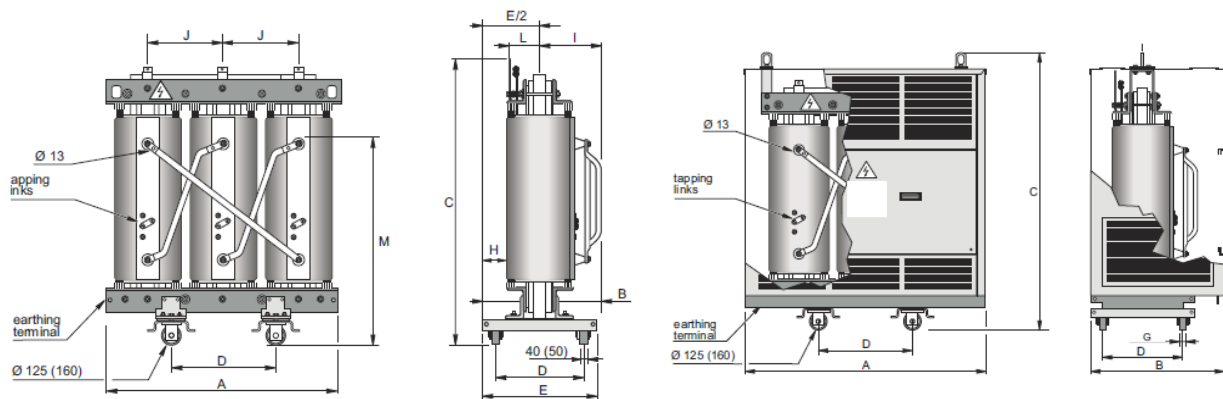
6.1.2 Trasformatore MT/BT

Di seguito (Tabella 6.4) si riportano le caratteristiche tecniche del trasformatore proposto per ognuna delle power station. Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva fase di progetto.

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Il trasformatore sarà in classe F in resina ECO-P in accordo a FASE 2 UE N.548/2014 in vigore dal 1° Luglio 2021, e sarà conforme alla norma IEC 60076-11.



Informazioni Generiche

Potenza nominale	kVA	2500
Servizio		Distribuzione
Raffreddamento		AN
Fn	Hz	50
Tensione primaria a vuoto	kV	30
Regolazione primario	%	±2+2,5%
Tensione secondaria a vuoto	V	400
Gruppo vettoriale		Dyn11

Caratteristiche isolamento e avvolgimenti

Tipo avvolgimento I°/II°		Inglobato/Impregnato
Classe d'isolamento I°/II°		F/F
Materiale avvolgimento I°/II°		AI/AI
Classe (ambientale, climatica, fuoco)		E2-C2-F1
Livello scariche parziali	pC	<10

Dati ambientali

Max temperatura ambiente di progetto	°C	40
Sovratemperatura I°/II°	°C	100/100
Alitudine di installazione	m	<1000
Installazione		Interna
Grado di protezione trasformatore		IP00
Livello pressione acustica a 1m	dB(A)	58

Perdite

Po a 1 Vn	W	2790
Pcc a 75°C e Sn	W	17000
Pcc a 120°C e Sn	W	19000
Vcc a 75°C e Sn	%	8

Dimensioni e peso

Dimensioni (LxWxH)	cm	230x127x241
Peso	kg	6200

Sarà comprensivo di:

- Accessori standard: prese di regolazione MT a mezzo barretta di commutazione da manovrare fuori tensione; n.2 terminali di messa a terra; golfari di sollevamento; ganci traino; n° 1 targa dati e n° 4 ruote orientabili
- Accessori speciali: n.3 sonde PT100 su avvolgimenti BT cablate in cassetta IP54; centralina termometrica digitale SEA CCT-440 per sonda PT100
- Prove di routine in accordo alla IEC 60076 con rilascio di certificato

La power station sarà suddivisa in due ambienti: il primo contenente i quadri elettrici di media e bassa tensione, nonché tutte le apparecchiature ausiliarie; il secondo dedicato al trasformatore.

Gli impianti di servizio interni alla cabina saranno relativi all'illuminazione normale e d'emergenza e prese di servizio, mentre per lo scomparto trasformatori sarà installato solo l'impianto luce.

Nella zona quadri saranno realizzati dei passaggi in soletta con cavidotti verso i pozzetti esterni e cavidotti che metteranno in collegamento il QMT con il campo.

La ventilazione degli ambienti sarà realizzata in modo differente. Il locale quadri, vista la minima entità di calore prodotto dalle apparecchiature sfrutterà unicamente la grigliatura delle porte d'accesso; nel locale trasformatori invece la ventilazione sarà di tipo sia naturale, mediante grigliatura delle porte e apposita apertura permanente realizzata sulla parete sud della cabina, sia forzato mediante l'installazione di estrattore.

L'accensione del ventilatore sarà comandata mediante termostato ambiente .

6.1.3 QMT-Quadri di Media Tensione

In ogni power station sono previsti quadri di media tensione con schemi differenti in base alle soluzioni di collegamento previste negli elaborati Progetto.

Il quadro sarà costituito da n.3 o 4 unità (in base all'inserimento nella rete), costruito e collaudato in conformità alle disposizioni di legge, alle norme CEI EN 62271-200, CEI EN 62271-100, CEI EN 62271-1, CEI EN 62271-102, CEI EN 62271-103, CEI EN 62271-105, CEI EN 62271-206, CEI EN 62271-304, CEI EN 602055, CEI EN 61869-2, CEI EN 61869-3, CEI EN 60044-4, CEI 0-16 e alle norme sismiche IEEE693, CEI EN 60068-3-3. Grado protezione involucro esterno IP 3X. Impatto meccanico IK 08.

L'unità sarà con protezione arco interno sui tre lati IAC: A-FL fino a 16 kA per 1s adatta ad essere ampliata con altre unità funzionali su entrambi i lati. Unità realizzata conforme agli schemi di progetto e con le seguenti caratteristiche elettriche da garantire e certificare: Tensione di isolamento nominale 17.5 kV; Tensione di prova 1 minuto 38 kV; Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50 μ s 95 kV.

Il quadro sarà dotato, in base alla configurazione di Progetto, di:

INTERRUTTORE in vuoto; Classificazione interruttore M2, E2, C2; Blocco chiave tipo tubolare su interruttore, Chiave libera in posizione di aperto; Sganciatore di apertura a lancio di corrente; Comando manuale a manovra dipendente; Contatti ausiliari; Contamanovre.

SEZIONATORE a tre posizioni (chiuso, aperto e messo a terra), dovrà avere isolamento dielettrico garantito da aria secca (GWP=0) senza alcun utilizzo di gas SF6 o equivalenti, il comando dovrà essere in materiale composito per essere adatto ad utilizzo in ambienti inquinati e per ridurre la necessità di manutenzione e assicurare 5000 manovre; Contatti ausiliari.

SEZIONATORE di messa a terra a valle dell'interruttore isolato in aria.

RELÈ DI PROTEZIONE: Relè CEI 0-16 TA std; MES114F. Modulo 10 ingressi + 4 uscite 220/250 Vca/Vcc. Interfaccia comunicazione RS485 2 fili 12/24Vcc; CCA612. Cavo modulo comunicazione 3m; Software SFT2841.

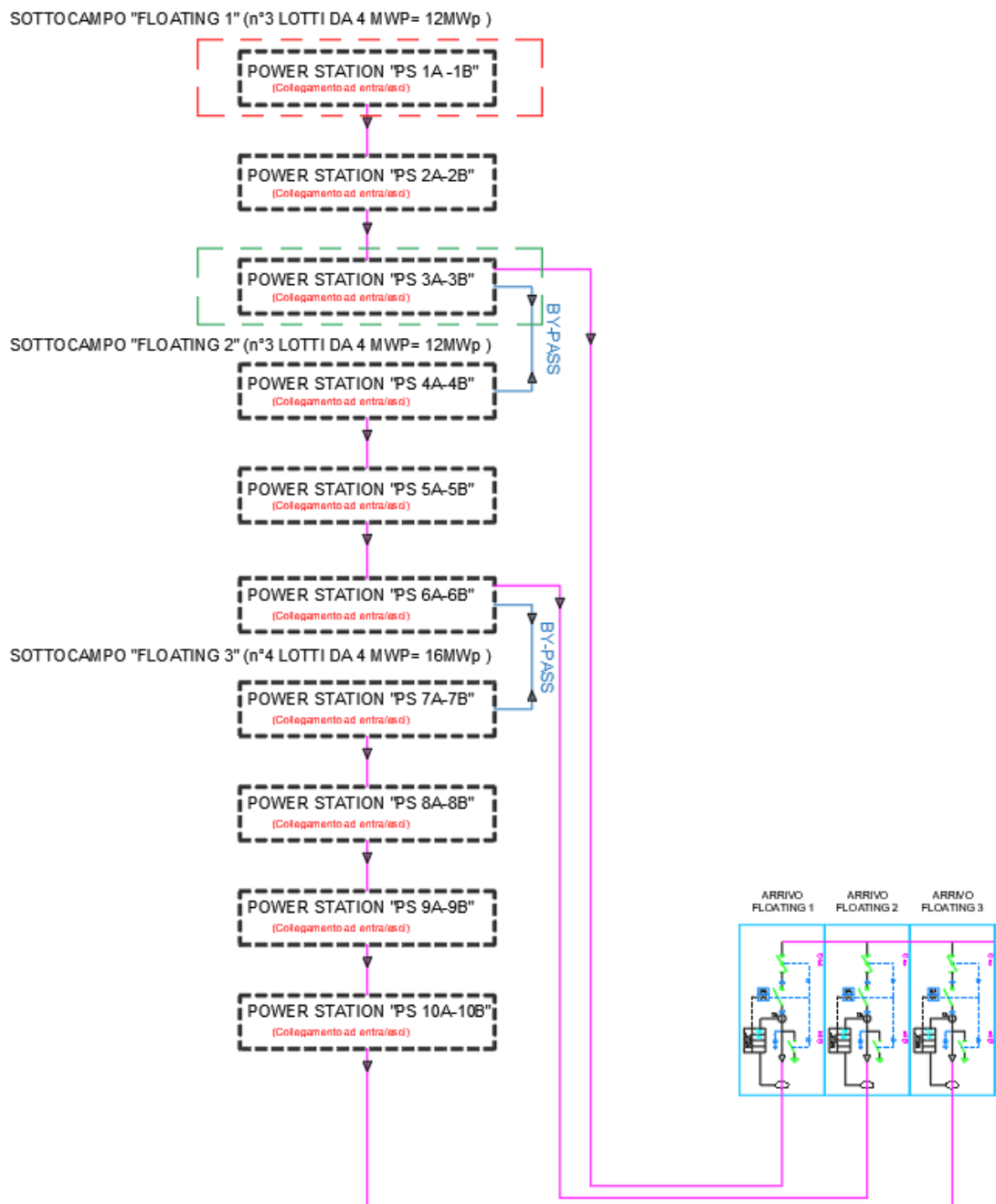
7. ELETTRODOTTO MT 30KV

7.1 Cavidotto terrestre a 30kV

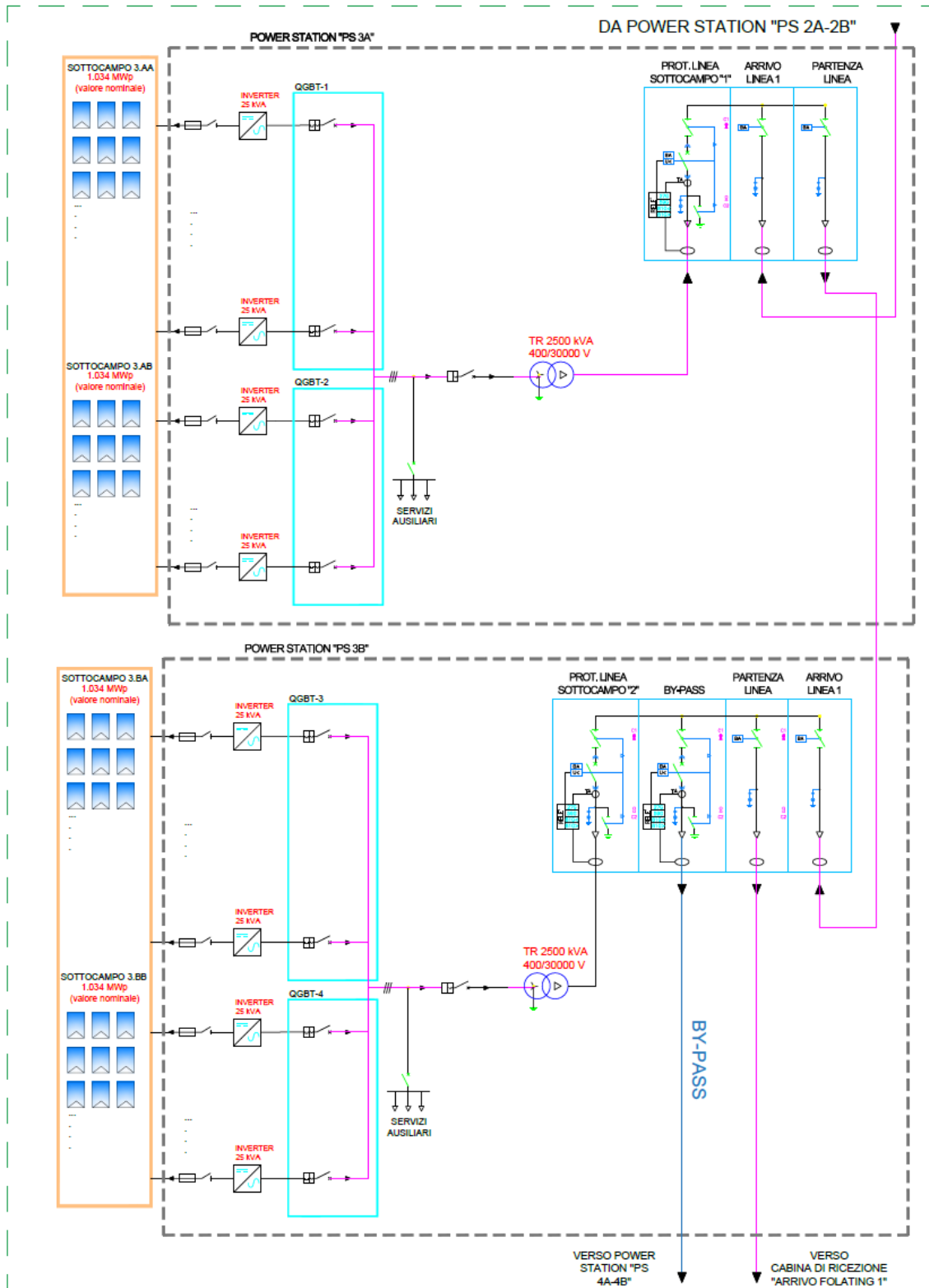
Sono previste n° 3 linee in arrivo dalle power station e nello specifico:

- SOTTOCAMPO "FLOATING 1" (n°3 LOTTI DA 4 MWP= 12MWp)
- SOTTOCAMPO "FLOATING 2" (n°3 LOTTI DA 4 MWP= 12MWp)
- SOTTOCAMPO "FLOATING 3" (n°4 LOTTI DA 4 MWP= 16MWp)

Saranno inoltre posate delle linee di "by-pass" tra le stazione PS 3A-3B e le PS4A-4B e tra le PS 6A-6B e le PS7A-7B normalmente aperte. Questo garantirà un'ideonea ridondanza in caso di guasto o manutenzione su ognuna delle tre linee (vedi immagine sotto riportata).



Ogni blocco sopra rappresentato è costituito da due power station ognuna delle quali alimenterà circa 2MWp di impianto fotovoltaico come sotto mostarato.



Il cavo utilizzato sarà del tipo RG26H1M16X-18/30 KV Cca-s1b,d1,a1 ovvero cavi unipolari precordati isolati in gomma HEPR di qualità G26, a spessore ridotto, con temperatura massima di esercizio di 105°C. Il cavo presenta un'elevata temperatura di esercizio e ne consente l'impiego con un sovraccarico del 10% circa in esercizio continuo e/o maggiori margini in situazioni critiche rispetto ai cavi tradizionali.

- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- Isolamento (spessore ridotto): gomma, qualità G26 senza piombo (HD 620 DIH 2)
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: fili di rame rosso, con nastro di rame in controspirale
- Guaina: termoplastica LS0H, qualità M16
- Colore: rosso LS0H = Low Smoke Zero Halogen

Il cavo è dimensionato per alimentare sia le power station nel servizio ordinario che in emergenza con la linea di by-pass chiusa (alimentazione di n°7 power station al massimo).

Le correnti massime previste sono di 619,11A nello scenario peggiore.

CAVI AC – da Power Station a stazione utente 30/150 kV e tra power stations

	Da	a	L [m]	P [kW]	Ib [A]	S [mm ²]
	P.S.1.A	P.S.1.B	15,0	2.068,0	44,22	
	P.S.1.B	P.S.2.A	230,0	4.136,0	88,44	
	P.S.2.A	P.S.2.B	15,0	6.204,0	132,67	
	P.S.2.B	P.S.3.A	240,0	8.272,0	176,89	
	P.S.3.A	P.S.3.B	15,0	10.340,0	221,11	
	P.S.3.B	UTENTE Arrivo Floating 1	3.330,0	12.408,0	265,33	3x500
BYPASS Aperto	P.S.3.B	P.S.4.A	225,0		0,00	
	P.S.4.A	P.S.4.B	15,0	2.068,0	44,22	
	P.S.4.B	P.S.5.A	250,0	4.136,0	88,44	
	P.S.5.A	P.S.5.B	15,0	6.204,0	132,67	
	P.S.5.B	P.S.6.A	235	8.272,0	176,89	
	P.S.6.A	P.S.6.B	15	10.340,0	221,11	
	P.S.6.B	UTENTE Arrivo Floating 2	2.580,0	12.408,0	265,33	3x500
BYPASS Aperto	P.S.6.B	P.S.7.A	485,0			
	P.S.7.A	P.S.7.B	15,0	2.068,0	44,22	
	P.S.7.B	P.S.8.A	224,0	4.136,0	88,44	
	P.S.8.A	P.S.8.B	15,0	6.204,0	132,67	
	P.S.8.B	P.S.9.A	220,0	8.272,0	176,89	
	P.S.9.A	P.S.9.B	15,0	10.340,0	221,11	
	P.S.9.B	P.S.10.A	235,0	12.408,0	265,33	
	P.S.10.A	P.S.10.B	15,0	14.476,0	309,55	
	P.S.10.B	UTENTE Arrivo Floating 3	1.350,0	16.544,0	353,78	3x500

WORST CASE SCENARIO: guasto linea "Arrivo Floating 2"

	Da	a	L [m]	P [kW]	Ib [A]	S [mm ²]
	P.S.4.A	P.S.4.B	15,0	2.068,0	44,22	
	P.S.4.B	P.S.5.A	250,0	4.136,0	88,44	
	P.S.5.A	P.S.5.B	15,0	6.204,0	132,67	
	P.S.5.B	P.S.6.A	235	8.272,0	176,89	

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

	P.S.6.A	P.S.6.B	15	10.340,0	221,11	
BYPASS Chiuso	P.S.6.B	P.S.7.A	485,0	12.408,0	265,33	
	P.S.7.A	P.S.7.B	15,0	14.476,0	309,55	
	P.S.7.B	P.S.8.A	224,0	16.544,0	353,78	
	P.S.8.A	P.S.8.B	15,0	18.612,0	398,00	
	P.S.8.B	P.S.9.A	220,0	20.680,0	442,22	
	P.S.9.A	P.S.9.B	15,0	22.748,0	486,44	
	P.S.9.B	P.S.10.A	235,0	24.816,0	530,66	
	P.S.10.A	P.S.10.B	15,0	26.884,0	574,89	
	UTENTE					
	P.S.10.B	Arrivo Floating	1.350,0	28.952,0	619,11	3x500
		3				

Sezione nominale	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a	Reattanza di fase	Portata di corrente	
			105°C e 50 Hz		In aria a trifoglio	*Interrato a trifoglio
Nominal Section	Electric resistance at 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at	Phase Reactance	Current carrying capacities	
			105°C and 50 Hz		Trefoil formation in air	*Trefoil formation in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
Tripolare / Three cores						
3x1x25	0.727	0.17	0.970	0.14	175	166
3x1x35	0.524	0.20	0.669	0.13	212	199
3x1x50	0.387	0.22	0.517	0.13	253	235
3x1x70	0.268	0.25	0.358	0.12	316	288
3x1x95	0.193	0.29	0.258	0.11	385	345
3x1x120	0.153	0.31	0.205	0.11	445	392
3x1x150	0.124	0.34	0.166	0.11	506	440
3x1x185	0.0991	0.37	0.134	0.10	581	496
3x1x240	0.0754	0.41	0.102	0.10	688	574
3x1x300	0.0601	0.46	0.083	0.095	790	647
3x1x400	0.0470	0.49	0.066	0.093	914	730
3x1x500	0.0366	0.56	0.053	0.090	1058	828
3x1x630	0.0283	0.62	0.043	0.087	1219	927



8. STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA 30/150 KV

La cabina elettrica di trasformazione onshore rappresenta il punto di approdo dei 3 cavi di campo a 33 kV provenienti dai nodi di giunzione ed alloggiati all'interno dei pontili frangiflutti. Nella cabina di trasformazione avviene un'elevazione della tensione di esercizio da 33 kV (MT) a 150 kV (AT), per poter immettere l'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le installazioni e le apparecchiature elettriche previste comprendono, a titolo indicativo e non esaustivo gli elementi riportati nel seguente elenco.

- Trasformatore MT/AT da 33 a 150 kV;
- Terminale cavi a 150 kV e apparecchiature di protezione 150 kV;
- Edificio Comandi e servizi ausiliari;
- Edificio per punti di consegna BT o MT;
- Trasformatore MT/AT;
- Montanti linea 150 kV;
- Gruppo di compensazione della potenza reattiva (se richiesto);
- Filtro armoniche;
- Stalli AT e MT;
- Interruttore MT;
- Scaricatori AT e MT;

All'interno di un edificio della stazione saranno realizzate la sala quadri MT con uno spazio separato dedicato al trasformatore ausiliario, la sala quadri BT/sala controllo, un locale misure.

La stazione è principalmente costituita da:

- montante 150 kV di collegamento trasformatore elevatore;
- trasformatore elevatore 150/30 kV;
- Componenti in media e bassa tensione
- quadro elettrico 30 kV, a cui sono collegate le tre linee dell'impianto fotovoltaico;
- trasformatore 30/0.4 kV, in resina, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto;
- Sistemi di alimentazione di bassa tensione dei servizi ausiliari di impianto, in corrente alternata (c.a.) ed in corrente continua (c.c.);
- Sistema di protezione della stazione;
- Sistema di monitoraggio e controllo dell'intera sottostazione 220/30 kV (SCADA);

L'impianto e le apparecchiature installate saranno conformi alle Norme CEI e in accordo al Codice di Rete di Terna.

La stazione di utenza sarà dotata delle seguenti apparecchiature principali:

- Un sezionatore orizzontale di linea con lame di terra (lato sbarre)
- Tre trasformatori di corrente unipolari (TA), con tre nuclei secondari, uno di misura e due di protezione
- Tre trasformatori di tensione unipolari (TV), di tipo induttivo, con un avvolgimento secondario per le misure commerciali
- Tre scaricatori unipolari di sovratensione, ad ossido di zinco, con contatori di scarica.

Il trasformatore elevatore 30/150 kV avrà le seguenti caratteristiche:

- Raffreddamento ONAN/ONAF
- Tensione primaria 150 kV
- Tensione secondaria 30 kV
- Potenza $S_n=45\text{MVA}$
- Impedenza di corto circuito: 12%
- Commutatore sotto carico sull'avvolgimento AT $\pm 10 \times 1,25\%$
- Gruppo vettoriale: YNd11

9. ELETTRODOTTO 150 KV

Il cavidotto terrestre a 150 kV corre tra la cabina di trasformazione e la cabina di misura e consegna onshore quasi totalmente al di sotto della sede stradale per una lunghezza di circa 6.8 km.

La modalità di posa prevista è quella in apposita trincea scavata al di sotto del terreno o della sede stradale con profondità massima comprese tra 1.5 e 1.7 m, all'interno della quale verrà alloggiata la terna di cavi unipolari elettrici ed i cavi di segnale in fibra ottica. Per la terna di cavi unipolari si prevede una disposizione compatta a trifoglio, ottimale nel ridurre le azioni dei campi elettromagnetici indotti. Rimandando alle successive fasi di progetto per un maggior dettaglio, si precisa tuttavia che la sede stradale interessata dalle operazioni di scavo sarà efficacemente ripristinata.

Per quanto riguarda la struttura del singolo cavo unipolare, questa è riportata nel seguente elenco.

- Conduttore elettrico (in rame o alluminio)
- Isolamento elettrico
- Guaina del conduttore
- Schermo metallico
- Guaina esterna

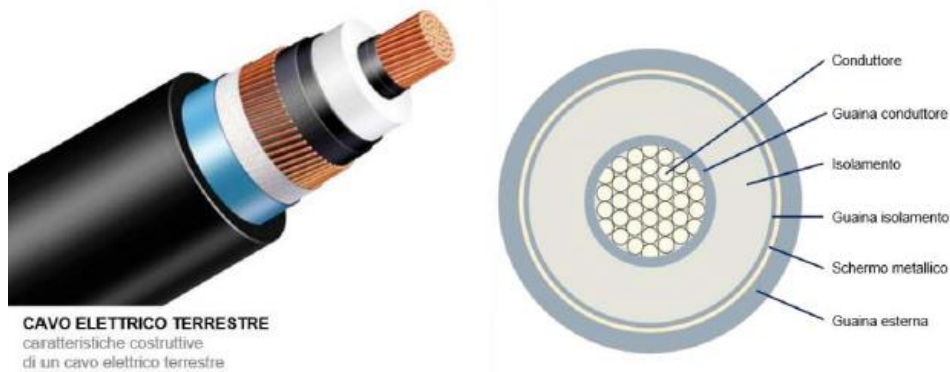


Figura 9.1: Struttura tipica di un cavo unipolare a 150kV

Il percorso dei cavidotti è di seguito riportato

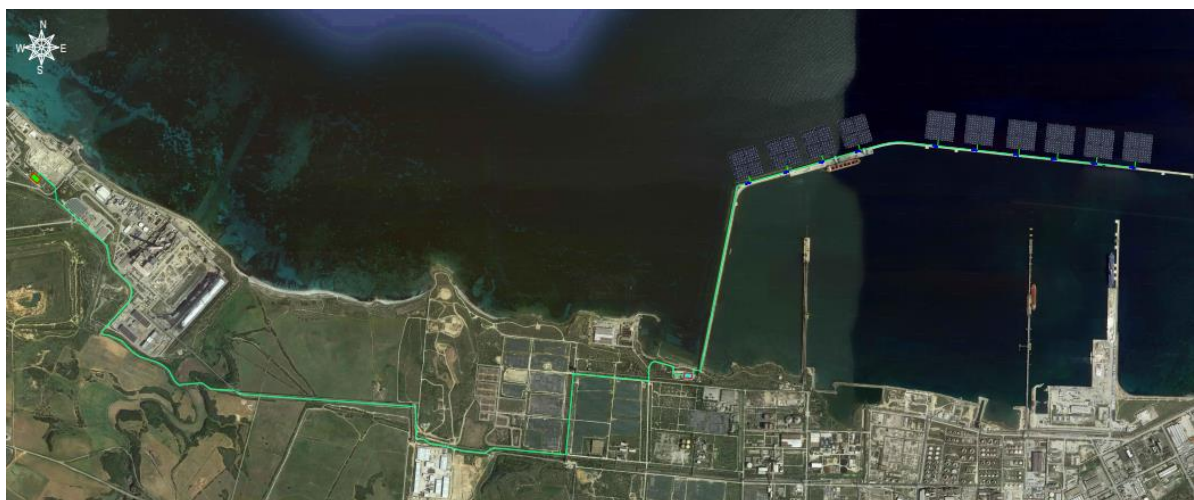


Figura 9.2: Percorso cavidotti 30kV e 150kV

Le seguenti alternative progettuali sul passaggio dei cavi sono state considerate:

- cavidotti MT 30 kV (da banchina a stazione MT/AT):

- 1) Passaggio cavidotti su oleodotto esistente (in disuso);
 - 2) Passaggio su banchina tramite realizzazione di passerella per alloggiamento cavi;
- cavidotto AT 150 kV:
 - 1) Passaggio cavidotto interamente interrato in trincea e mostrato in **Figura 9.2**;
 - 2) Passaggio cavidotto su oleodotto esistente (in disuso) come di seguito riportato:



Figura 9.3: Alternativa Percorso cavidotti 30kV e 150kV su oleodotto esistente in disuso

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale è prevista nella già esistente stazione AT FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A. All'interno di tale stazione vi sono infatti dei montanti utili predisposti per connessioni future.

La sottostazione FS Olio è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata "Fiume Santo" della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

L'elettrodotto sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di 95 mm².

L'impianto avrà una potenza di circa 40 MW (ac) quindi per un funzionamento a $\cos \phi$ pari a 0.9, si avrà una I_b (@150 kV) = **171A**

Tipo di conduttore	Unipolare in XLPE (polietilene reticolato)
Sezione	95 mm ²
Materiale del conduttore	Rame
Schermo semiconduttore interno	A base di polietilene drogato
Materiale isolamento	Polietilene reticolato
Schermo semiconduttore esterno (sull'isolante)	A base di polietilene drogato
Materiale della guaina metallica	Rame corrugato
Materiale della blindatura in guaina anticorrosiva	Polietilene, con grafite refrigerante (opzionale)
Materiale della guaina esterna	Polietilene
Tensione di isolamento	170 kV

Relazione Elettrica

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

10. NUOVO STALLO NELLA STAZIONE FS OLIO

Il nuovo stallo 150 kV da realizzare nella stazione elettrica esistente FS Olio si andrà inserire

- N.1 interruttore;
- N.1 Sezionatore orizzontale con lame di terra;
- N.2 Sezionatore verticale;
- N.3 TA ad alta affidabilità incrementata;
- N.3 TV per misure;
- N.3 TVC;

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	
Forze statiche ai morsetti:		
- orizzontale longitudinale (N)	1250	
- orizzontale trasversale (N)	750	
- verticale (N)	1000	
Livello di qualificazione sismica	AF5	

Sezionatori orizzontali a tensione nominale 145-170 kV con lame di terra

Codifica Tema	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 ³)	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 (V _{cc})	110			
- circuiti di comando ed ausiliari (V _{cc})	110			
- resistenza di riscaldamento (V _{ca})	230			
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando di ciascun sezionatore (kW)	2			
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15			

**Trasformatori di corrente a tensione di esercizio 150 kV **

GRANDEZZE NOMINALI		
Corrente termica di breve durata (I_{th})	(kA)	40
Tensione nominale (U_m)	(kV)	170
Frequenza nominale	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione nominale: T38	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
T37	(A/A)	200/5 400/5
Numero di nuclei	(n)	3
Corrente termica nominale permanente	(A)	1,2 I_p
Corrente termica nominale di emergenza 1 h	(A)	1,5 I_p
Corrente dinamica nominale (I_{dyn})	(p.u.)	2,5 I_{th}
Resistenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	$\leq 0,4$
Prestazioni e classi di precisione: I nucleo	(VA/Cl.)	30/0,2 50/0,5
II e III nucleo	(VA/Cl.)	30/5P30
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)	-

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

11. IMPIANTO DI TERRA

11.1 DEDFINIZIONI

- **CAVO CON EFFETTO DI DISPERSORE:** cavo le cui guaine, schermature o armature hanno lo stesso effetto di un dispersore di terra a nastro
- **CONDUTTORE DI TERRA:** conduttore che realizza un collegamento, o parte di un collegamento conduttivo, tra un dato punto in un sistema, in un impianto o apparecchiature e un dispersore
- **CONDUTTORE EQUIPOTENZIALE DI PROTEZIONE:** conduttore che assicura un collegamento equipotenziale
- **CONDUTTORE PEN:** conduttore che in un sistema di bassa tensione svolge sia la funzione di conduttore di protezione che di conduttore di neutro
- **CORRENTE CIRCOLANTE NEL NEUTRO DEL TRASFORMATORE:** parte della corrente di guasto che fluisce verso il punto di neutro del trasformatore attraverso le parti metalliche e/o l'impianto di terra senza mai disperdersi nel suolo
- **CORRENTE DI GUASTO A TERRA, I_F :** corrente che fluisce dal circuito principale verso terra, o verso parti collegate a terra, nel punto di guasto (punto di guasto a terra)
- **CORRENTE DI TERRA, I_E :** corrente che fluisce verso terra tramite l'impedenza collegata a terra.
- **DISPERSORE:** parte conduttiva che può essere annegata in uno specifico mezzo conduttore, es. nel calcestruzzo o carbone, in contatto elettrico con il terreno (Terra)
- **DISPERSORE DI FATTO:** parte metallica in contatto elettrico con il terreno o con l'acqua, direttamente o tramite calcestruzzo, il cui scopo originale non è di mettere a terra, ma che soddisfa tutti i requisiti di un dispersore senza compromettere la sua funzione originale
- **DISPERSORE DI FONDAZIONE:** struttura conduttrice annegata nel calcestruzzo a contatto elettrico con il terreno attraverso un'ampia superficie
- **DISPERSORE ORIZZONTALE:** dispersore generalmente interrato fino ad una profondità di circa 1 m. Questo può essere costituito di nastri, di tondini o di conduttori cordati che possono essere disposti in modo radiale, ad anello, a maglia o da una loro combinazione
- **DISPERSORE PER IL CONTROLLO DEL POTENZIALE DI TERRA:** conduttore che per la sua forma e la sua disposizione è principalmente utilizzato per ridurre il gradiente del potenziale sulla superficie del terreno piuttosto che per ottenere un definito valore di resistenza di terra
- **FATTORE DI RIDUZIONE, r :** il fattore di riduzione r di una linea trifase è il rapporto tra la corrente di terra e la somma delle correnti di sequenza zero nei conduttori di fase del circuito principale ($r=I_E/3 I_0$) in un punto lontano dal punto di cortocircuito e dall'impianto di terra di un impianto elettrico
- **GUASTO A TERRA:** guasto causato da un conduttore che va a diretto contatto con la terra o tramite la propria resistenza di isolamento verso terra che diviene inferiore a un determinato valore
- **IMPEDENZA DI TERRA, Z_E :** impedenza, ad una data frequenza, tra un punto specifico in un sistema o un impianto o apparecchiatura e la terra di riferimento
- **IMPIANTO DI TERRA:** insieme di connessioni e di dispositivi necessari per mettere a terra separatamente o congiuntamente apparecchiature o impianti
- **IMPIANTO DI TERRA GLOBALE:** Impianto di terra realizzato con l'interconnessione di più impianti di terra singoli che assicura, data la vicinanza degli impianti stessi, l'assenza di tensioni di contatto pericolose
- **MASSA:** parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che in condizioni ordinarie non è in tensione, ma che può diventarlo in condizioni di guasto

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- **MASSA ESTRANEA:** parte conduttrice che non fa parte dell'impianto elettrico ed è in grado di introdurre un potenziale, generalmente il potenziale di terra
- **MESSA A TERRA MULTIPLA DEL CONDUTTORE DI NEUTRO IN AT:** conduttore di neutro di una linea di distribuzione connesso a un impianto di terra di un trasformatore di alimentazione e messo a terra regolarmente
- **PICCHETTO DI TERRA:** dispersore consistente in un'asta metallica infissa nel terreno
- **POTENZIALE:** tensione tra un punto di osservazione e la terra di riferimento
- **POTENZIALE TRASFERITO:** aumento del potenziale di un impianto di terra, causato da una corrente di terra, trasferito per mezzo di un conduttore collegato (per esempio uno schermo metallico di un cavo, un conduttore PEN, una tubatura, una rotaia) ad aree a basso livello di potenziale o a potenziale nullo rispetto alla terra, dando luogo a una differenza di potenziale tra il conduttore e ciò che lo circonda (Figura 1)
- **RESISTENZA DI TERRA, R_E :** parte reale di un'impedenza verso terra
- **RESISTIVITÀ DEL TERRENO, r_E :** resistività di un tipico campione di terreno
- **SISTEMA CON NEUTRO MESSO A TERRA CON BASSA IMPEDENZA:** sistema nel quale almeno il neutro di un trasformatore o di un trasformatore di terra o di un generatore è messo a terra direttamente o per mezzo di un'impedenza progettata in modo che, in caso di un guasto a terra in qualsiasi punto, il valore della corrente di guasto causi una sicura apertura automatica
- **SISTEMI A NEUTRO ISOLATO:** sistemi in cui i neutri dei trasformatori e dei generatori non sono connessi a terra intenzionalmente ad eccezione delle connessioni ad alta impedenza destinate a scopi di segnalazione, misura e protezione
- **SISTEMI CON MESSA A TERRA RISONANTE:** sistema nel quale almeno il neutro di un trasformatore o di un trasformatore di terra è messo a terra per mezzo di una bobina di soppressione d'arco e nel quale l'induttanza combinata di tutte le bobine di soppressione d'arco è sostanzialmente accordata con la capacità verso terra del sistema alla frequenza d'esercizio
- **SOLLECITAZIONE DI TENSIONE:** tensione che si manifesta durante condizioni di guasti a terra tra parti messe a terra o involucri di apparecchiature o dispositivi e ogni altra loro parte e che potrebbe influire sul loro normale funzionamento o sulla loro sicurezza
- **TENSIONE DI CONTATTO (EFFETTIVA), U_T :** tensione tra parti conduttrici quando vengano toccate simultaneamente
- **TENSIONE DI CONTATTO A VUOTO, U_{VT} :** tensione tra parti conduttrici accessibili simultaneamente quando non vengano toccate
- **TENSIONE DI PASSO, U_S :** tensione tra due punti della superficie del terreno a distanza di 1 m tra loro, distanza che si assume come lunghezza del passo d'una persona
- **TENSIONE TOTALE DI TERRA (EPR), U_E :** tensione tra un impianto di terra e la terra di riferimento
- **TERRA (LOCALE):** parte del terreno (della Terra) a contatto elettrico con un dispersore di terra e il cui potenziale non è necessariamente uguale a zero
- **TERRA DI RIFERIMENTO (TERRA LONTANA):** parte del terreno (della Terra) considerato conduttivo il cui potenziale elettrico è convenzionalmente assunto pari a zero trovandosi al di fuori dalla zona di influenza dei dispersori del pertinente impianto di terra

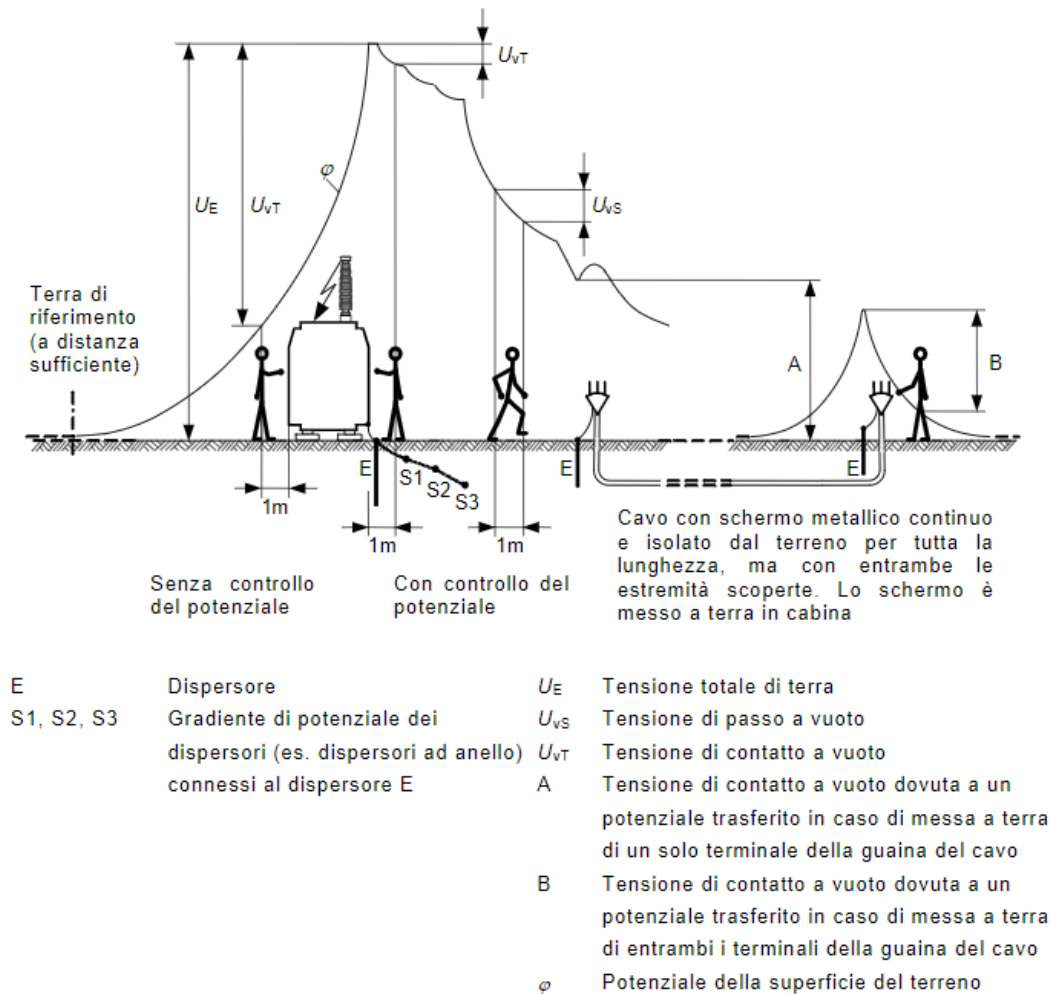


Figura 4 - Esempio del profilo dei potenziali di superficie e delle tensioni nel caso di dispersori percorsi da corrente

11.2 Criteri di calcolo e verifica dell'impianto di terra

Il calcolo dell'impianto di terra si basa sulla norma CEI EN 50522.

I parametri rilevanti per il dimensionamento del sistema di messa a terra sono:

- valore della corrente di guasto ;
- durata del guasto ;
- caratteristiche del suolo.

11.3 Dimensionamento con riferimento al comportamento termico

Le correnti che devono essere considerate per il dimensionamento dei conduttori di terra e dei dispersori sono indicate nella Tabella 1.

La corrente di guasto è spesso ripartita tra i diversi elementi dell'impianto di terra; è possibile, pertanto, dimensionare ciascun dispersore per la sola porzione della corrente di guasto che gli compete.

Le temperature finali, da considerare nella progettazione ed alle quali si fa riferimento nell'Allegato D della EN 50522, devono essere scelte in modo da evitare la riduzione della resistenza meccanica del materiale ed i danni al materiale circostante, ad esempio calcestruzzo o isolanti.

Dimensionamento termico del dispersore

Il dispersore sarà realizzato con corda nuda in rame, la cui sezione può essere determinata con la seguente formula:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}}$$

dove:

A = sezione minima del conduttore di terra, in mm²

I = corrente del conduttore, in A

t = durata della corrente di guasto, in s

K = 226 (rame)

b = 234,5 °C

Assumendo un tempo t = 0,5 s si ottengono i seguenti valori di sezione minima, in funzione del valore di corrente di guasto a terra:

I_g [kA]	S teorica [mm ²]	S scelta [mm ²]
40	145	150

11.3.1 Calcolo stimato della corrente

Il calcolo della sezione dei conduttori di terra o dei dispersori, in funzione del valore e della durata della corrente di guasto, è indicato nell'Allegato D. Si fa distinzione tra durata di guasto inferiore a 5 s (aumento adiabatico della temperatura) e superiore a 5 s. La temperatura finale deve essere scelta tenendo conto del materiale e dell'ambiente circostante. Si devono tenere in considerazione, tuttavia, le sezioni minime indicate al punto 5.2.2. – CEI EN 50522.

Tabella 1 – Correnti relative alla progettazione di sistemi di messa a terra

Modo di messa a terra del neutro del sistema di alta tensione	Con riferimento alle sollecitazioni termiche ^{(1) (2)}		Con riferimento alla tensione totale di terra ed alle tensioni di contatto
	Dispersore	Conduttore di terra	
Sistemi a neutro isolato			
	I''_{KEE}	I'_{KEE}	$I_E = r \cdot I_C^{(2)}$
Sistemi con messa a terra risonante Comprende la rapida messa a terra per rilevazione			
Cabine elettriche senza bobine di soppressione d'arco ⁽⁷⁾	I''_{KEE}	I'_{KEE}	$I_E = r \cdot I_{RES}^{(2)}$
Cabine elettriche con bobine di soppressione d'arco	I''_{KEE}	$I'_{KEE}^{(2)}$	$I_E = r \cdot \sqrt{I_L^2 + I_{RES}^2}^{(2) (8)}$
Impianti con messa a terra del neutro con bassa impedenza Comprende la rapida messa a terra per apertura automatica ⁽⁹⁾			
Cabine senza messa a terra del neutro	I''_{K1}	I'_{K1}	$I_E = r \cdot I'_{K1}$
Cabine con messa a terra del neutro	I''_{K1}	I'_{K1}	$I_E = r \cdot (I'_{K1} - I_N)^{(2)}$

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- (a) Se sono possibili molti percorsi di corrente, si può considerarne una distribuzione.
- (b) Se non è presente la sconnessione automatica del guasto a terra, la necessità di considerare il doppio guasto a terra dipende dalle esperienze d'esercizio.
- (c) Il conduttore di terra della bobina di Petersen deve essere dimensionata secondo la massima corrente della bobina.
- (d) Si deve provare se un guasto esterno può essere ben definito.
- (e) Si devono considerare le sezioni minime dell'Allegato C.
- (f) In caso di sistemi non ben compensati, l'approccio generale di considerare il 10% di I_C non è applicabile. Si deve aggiungere la componente reattiva/capacitiva della corrente residua.
- (g) La messa a terra in tempo breve di un sistema con messa a terra risonante deve avvenire entro 5 s dalla rivelazione del guasto a terra.
- (h) In caso di guasto in cabina, si deve considerare la corrente di guasto a terra capacitiva I_C . Si devono considerare i casi di ulteriori bobine esterne alla cabina

Legenda:

I_C	Corrente di guasto a terra capacitiva calcolata o misurata
I_{RES}	Corrente residua di guasto a terra (vedere Figura 3b). Se non è disponibile il valore esatto, si può assumere il 10 % di I_C .
I_L	Somma delle correnti nominali delle bobine di estinzione d'arco in parallelo nella relativa stazione elettrica
I''_{KEE}	Corrente di doppio guasto a terra calcolata secondo la IEC 60909. Per I''_{KEE} può essere usato, come valore massimo, l'85% della corrente di cortocircuito iniziale simmetrica trifase.
I''_{k1}	Corrente di cortocircuito iniziale simmetrica per un cortocircuito linea-terra, calcolata secondo la EN 60909
I_E	Corrente di terra (vedere Figura 2)
I_N	Corrente tramite messa a terra del neutro di un trasformatore (vedere Figura 2)
r	Fattore di riduzione (vedere Allegato I)

Se le linee ed i cavi uscenti dalla cabina elettrica hanno diversi fattori di riduzione, si deve determinare la relativa corrente (in accordo con l'Allegato L).

11.4 Dimensionamento rispetto alle tensioni di contatto**11.4.1 Valori ammissibili**

I limiti delle tensioni di contatto sono riportati in Figura 4. Tuttavia, la Figura 4 è basata soltanto sul contatto mano-mano nude o mano nuda-piedi nudi.

È ammesso il calcolo fornito nell'Allegato A della norma EN 50522 per tener conto di resistenze addizionali quali ad es. scarpe, materiali ad alta resistività del piano di calpestio.

11.4.2 Condizioni per il rispetto delle tensioni di contatto ammissibili

L'applicazione delle prescrizioni fondamentali costituisce il criterio base per il progetto dei sistemi di messa a terra. Detto progetto va provato con riferimento alle tensioni di contatto e potrebbe essere considerato come progetto tipo per situazioni simili.

Per i valori delle tensioni di contatto ammissibili U_{Tp} , si deve fare riferimento alla Figura 4. Si considerano soddisfatti i valori ammissibili se:

- a) è soddisfatta una delle due seguenti condizioni C:
 - C1: L'impianto considerato diventa parte di un impianto di terra globale.
 - C2: Il valore della tensione totale di terra, determinato con misure o calcoli, non supera il doppio del valore della tensione di contatto ammissibile secondo la Figura 4;
- b) oppure sono stati adottati i provvedimenti specificatamente riconosciuti M in accordo con il valore della tensione totale di terra e della sua durata. Detti provvedimenti sono descritti nell'Allegato E.

Si possono prendere in considerazione le resistenze addizionali per determinare tensione di contatto ammissibile a vuoto U_{vTp} in accordo con l'Allegato A e l'Allegato B.

Il diagramma di flusso di questo metodo progettuale è dato in Figura 5. Se non sono rispettate né le condizioni C né adottati i provvedimenti M, si deve verificare che sia rispettata la tensione di contatto ammissibile U_{Tp} della Figura 4, generalmente per mezzo di misure.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

In alternativa si può far riferimento ad un progetto tipo che abbia dimostrato di soddisfare completamente le prescrizioni di 5.4.1.

NOTA In alternativa all'impiego delle condizioni C e dei provvedimenti M, i valori delle tensioni di contatto possono essere verificati con misure in sito. I potenziali trasferiti devono sempre essere verificati separatamente. Le tensioni totali di terra e le tensioni di contatto di un impianto di terra possono essere calcolati con i dati disponibili (resistività del terreno, impedenza verso terra di impianti di terra esistenti, vedere l'Allegato J). Per il calcolo si possono considerare tutti i dispersori di altri impianti di terra, che risultino essere collegati in modo affidabile a quello in esame e presentino caratteristiche di portata sufficiente. In particolare, questo si applica alle funi di guardia collegate a terra, alle funi interrato e ai cavi con effetto di dispersori. Ciò si applica anche agli impianti di terra che siano collegati elettricamente alla terra in esame per mezzo di guaine o schermi di cavi, conduttori PEN od in altro modo.

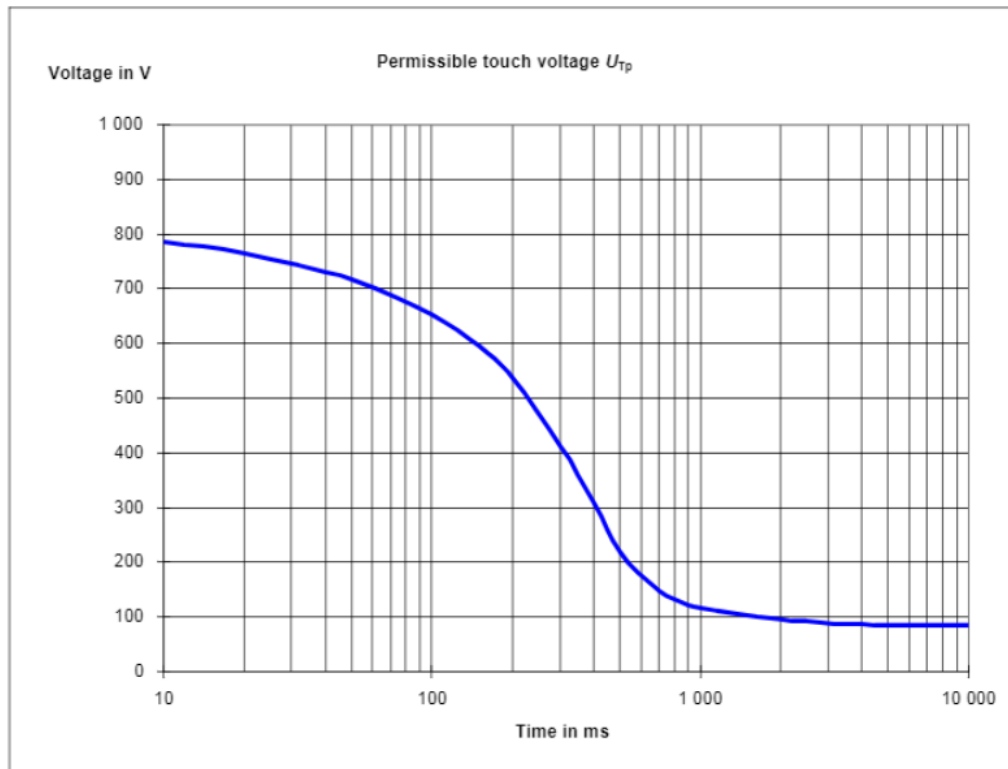


Figure 4 – Permissible touch voltage

NOTE For duration of current flow considerably longer than 10 s a value of 80 V may be used as permissible touch voltage U_{Tp} .

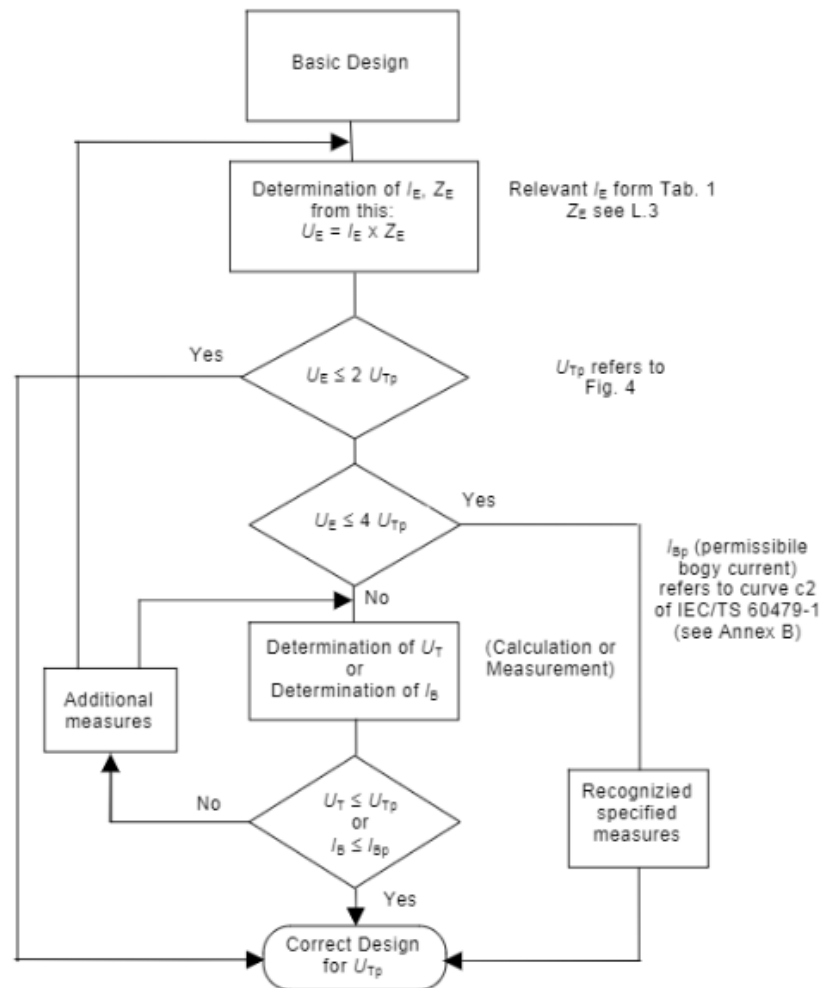


Figure 5 – Design of earthing systems, if not part of a global earthing system (C1 of 5.4.2), with regard to permissible touch voltage U_{Tp} by checking the earth potential rise U_E or the touch voltage U_T

11.5 Provvedimenti per evitare potenziali trasferiti

Impianti di terra di alta e bassa tensione

Per gli impianti di terra di alta e di bassa tensione in prossimità l'uno dell'altro che non fanno parte di un impianto di terra globale, parte della EPR dell'impianto AT potrà interessare l'impianto BT. Attualmente vengono utilizzati due modi pratici:

- a) interconnessione di tutti gli impianti di terra AT con quelli BT;
- b) separazione degli impianti di terra AT da quelli BT.

In entrambi i casi, i requisiti pertinenti ai potenziali di passo, di contatto e trasferiti, sotto specificati, soddisfano tanto una cabina quanto gli impianti BT alimentati dalla stessa

Alimentazione BT solo all'interno di cabine AT

Per un impianto BT completamente confinato all'interno dell'area interessata dall'impianto di terra AT, entrambi gli impianti di terra saranno interconnessi, anche se non sussiste impianto di terra globale.

Alimentazioni in BT uscenti o entranti in cabine AT

Saranno rispettate tutte le prescrizioni se il sistema di messa a terra dell'impianto AT fa parte di un impianto di terra globale o è connesso a una messa a terra multipla del conduttore di neutro in AT in un sistema equilibrato. Se non ci sarà un impianto di terra globale dovranno essere considerati i requisiti minimi della Tabella 2 per identificare quelle situazioni in cui è realizzabile

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

l'interconnessione degli impianti di terra dell'alimentazione in bassa tensione esterna all'impianto di alta tensione.

Per impianti di terra di alta e bassa tensione separati, il metodo di separazione dei dispersori verrà scelto in modo da non creare pericoli per le persone o per le apparecchiature nell'impianto di bassa tensione. Ciò significa che le tensioni di passo e di contatto, i potenziali trasferiti e le sollecitazioni di tensione dovute a guasti in alta tensione resteranno nei limiti appropriati.

BT in prossimità di una cabina AT

Si dovranno fare specifiche considerazioni per gli impianti di BT che sono collocati nell'area di influenza dell'impianto di terra di una cabina AT.

Potrà essere utilizzato un impianto di terra comune; data la stretta vicinanza delle apparecchiature non è possibile separare gli impianti di terra.

Potenziali trasferiti agli impianti di telecomunicazione e ad altri

Per i potenziali trasferiti a sistemi di telecomunicazione verranno presi in esame i documenti internazionali esistenti (es. raccomandazioni e direttive ITU).

I cavi ed i tubi metallici isolati che entrano od escono da una cabina potranno essere sottoposti a differenze di potenziale durante un guasto a terra all'interno della cabina stessa.

A seconda del modo in cui sono messi a terra gli schermi e/o le armature dei cavi (ad una o ad entrambe le estremità) si potranno manifestare nello schermo e/o nell'armatura tensioni o correnti significative. L'isolamento dei cavi o dei tubi sarà dimensionato in conformità.

Nel caso di messa a terra ad una sola estremità, questa potrà essere fatta all'interno o all'esterno della cabina. Si dovrà fare attenzione alle possibili tensioni di contatto che si manifesteranno all'altra estremità isolata.

Dove è necessario, si consiglia di prendere precauzioni quali quelle mostrate nei seguenti esempi:

- interruzione della continuità delle parti metalliche dove queste lasciano l'area dell'impianto di terra;
- isolamento delle parti conduttrici o delle aree;
- installazione di idonee barriere attorno alle parti conduttrici od alle aree per impedire che queste vengano toccate;
- installazione di una barriera isolante tra le parti collegate a impianti di terra diversi;
- idoneo controllo del potenziale;
- limitazione delle sovratensioni mediante l'uso di idonei dispositivi.

Se l'impianto di terra di un sistema di alta tensione entra a far parte di un impianto di terra globale, dove non dovrebbero di regola manifestarsi differenze di potenziale pericolose, possono insorgere pericoli se sono simultaneamente accessibili parti conduttrici di tubazioni isolate, di cavi, ecc. collegate ad una terra lontana e parti conduttrici collegate alla terra dell'impianto di alta tensione. Sarà quindi necessario che questi componenti elettrici siano situati ad una distanza sufficiente dalle aree influenzate dai dispersori. Se ciò non sarà possibile, si dovranno adottare idonei provvedimenti: non si può stabilire una distanza valida in generale, il grado di pericolosità deve essere determinato caso per caso.