



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Confronto tra analisi analitica IEC e simulazioni numeriche del
coordinamento dell'isolamento di una linea in cavo a 220 kV

Relatore

Fabio Bignucolo

Correlatore

Gian Franco Cum, STE Energy S.r.l.

Alex Bertoglio

2027445

Anno Accademico 2022/2023

Indice

| | |
|---|----|
| Sommario..... | 1 |
| Introduzione..... | 2 |
| 1 Principi di coordinamento dell'isolamento..... | 4 |
| 1.1 Definizione..... | 4 |
| 1.2 Normative di riferimento..... | 4 |
| 1.3 Metodi per il coordinamento dell'isolamento..... | 4 |
| 1.4 Origine e classificazione delle sovratensioni..... | 8 |
| 1.4.1 Sovratensioni temporanee..... | 9 |
| 1.4.2 Sovratensioni a fronte lento..... | 11 |
| 1.4.3 Sovratensioni a fronte veloce..... | 17 |
| 1.5 Tensione di tenuta di coordinamento..... | 17 |
| 1.6 Tensione di tenuta specificata..... | 18 |
| 1.7 Valori normalizzati e conversioni..... | 19 |
| 1.8 Apparat di protezione..... | 21 |
| 1.8.1 Scaricatori ad ossido metallico..... | 21 |
| 1.9 Coefficienti di riflessione e di trasmissione..... | 22 |
| 1.9.1 Diagrammi a graticcio..... | 23 |
| 1.9.2 L'autoprotezione nelle linee in cavo..... | 25 |
| 2 Caso in esame: il BESS "Serre Tavazzano"..... | 27 |
| 2.1 Condizioni ambientali..... | 27 |
| 2.2 Dati di impianto..... | 27 |
| 2.2.1 Fasce di rispetto da linee aeree..... | 31 |
| 2.3 Batterie di accumulo..... | 32 |
| 2.4 Sistema di conversione e quadro MT..... | 33 |
| 2.5 Sottostazione utente..... | 34 |
| 2.5.1 Trasformatore MT/AT..... | 34 |
| 2.5.2 Scaricatori di tensione..... | 35 |
| 2.6 Linea in cavo AT..... | 37 |
| 2.7 Linea aerea..... | 38 |
| 3 Lo studio analitico secondo la normativa CEI EN IEC 60071..... | 40 |
| 3.1 Step 1: determinazione delle sovratensioni rappresentative..... | 41 |
| 3.1.1 Tensione massima nel normale esercizio..... | 41 |
| 3.1.2 Sovratensioni temporanee..... | 41 |
| 3.1.3 Sovratensioni a fronte lento..... | 42 |
| 3.1.4 Sovratensioni a fronte veloce..... | 46 |

| | |
|---|-----|
| 3.2 Step 2: determinazione delle sovratensioni di coordinamento | 46 |
| 3.2.1 Sovratensioni temporanee..... | 47 |
| 3.2.2 Sovratensioni a fronte lento | 47 |
| 3.2.3 Sovratensioni a fronte veloce | 48 |
| 3.3 Step 3: determinazione delle tensioni di tenuta richieste | 51 |
| 3.4 Step 4: conversione in tensioni di tenuta normalizzate per il campo I..... | 56 |
| 3.5 Livelli di tenuta normalizzati | 58 |
| 3.6 Determinazione delle distanze in aria | 59 |
| 3.7 Sviluppo del software per il calcolo automatico | 61 |
| 4 Il modello dinamico | 62 |
| 4.1 Lo schema del modello dinamico | 62 |
| 4.2 Premessa generale..... | 64 |
| 4.3 Linea aerea..... | 66 |
| 4.3.1 Tralicci della linea aerea | 69 |
| 4.3.2 Isolatori della linea aerea | 70 |
| 4.3.3 Impedenza di terra del traliccio | 73 |
| 4.3.4 Il modello completo della linea aerea..... | 75 |
| 4.4 Linea in cavo..... | 77 |
| 4.5 Trasformatore elevatore MT/AT | 78 |
| 4.6 Scaricatori | 79 |
| 4.7 Sottostazioni elettriche..... | 81 |
| 4.8 Sistema bess | 81 |
| 4.9 Implementazione guasti | 82 |
| 5. Simulazioni dei transitori elettromagnetici | 85 |
| 5.1 Sovratensioni dovute a guasti a terra | 85 |
| 5.1.1 Trasformatore MT/AT in servizio..... | 86 |
| 5.1.2 Trasformatore MT/AT fuori servizio | 88 |
| 5.1.3 Trasformatore MT/AT fuori servizio e scaricatori fuori servizio..... | 90 |
| 5.1.4 Eliminazione di un guasto monofase a terra | 91 |
| 5.2 Sovratensioni dovute a energizzazione | 93 |
| 5.2.1 Energizzazione della linea in cavo..... | 93 |
| 5.2.2 Energizzazione della linea in cavo su guasto monofase a terra | 95 |
| 5.2.3 Energizzazione della linea in cavo con scaricatori fuori servizio | 97 |
| 5.3 Sovratensioni dovute a fulminazioni..... | 99 |
| 5.3.1 Fulminazione diretta della corda della linea aerea (shielding failure lightning)..... | 100 |
| 5.3.2 Fulminazione diretta della corda della linea aerea con scaricatori fuori servizio | 102 |
| 5.3.3 Scariche atmosferiche di ritorno (back-flashover lightning) | 103 |
| 5.3.4 Scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio | 106 |

| | |
|---|-----|
| 5.4 Approfondimenti teorici sui risultati ottenuti..... | 108 |
| 5.5 Riassunto dei valori ottenuti | 110 |
| Conclusioni | 113 |
| Appendice A..... | 116 |

Sommario

Un aspetto essenziale nella progettazione di un impianto elettrico risulta essere lo “studio di coordinamento dell’isolamento”. Tale studio ha lo scopo di determinare un corretto dimensionamento degli isolamenti e delle apparecchiature che compongono l’impianto per un’adeguata protezione contro le sovratensioni alle quali è sottoposto l’impianto durante l’esercizio. Lo studio di coordinamento dell’isolamento, essendo fondamentale, è oggetto di normative tecniche che ne definiscono principi e metodi. L’impiego di software per le simulazioni di transitori elettromagnetici può risultare di grande aiuto per l’analisi delle sovratensioni e quindi nello studio di coordinamento dell’isolamento.

In particolare, nel presente elaborato, viene studiato il coordinamento dell’isolamento di una linea di alta tensione in cavo nata con l’intento di collegare la sottostazione di un Battery Energy Storage System alla rete elettrica nazionale. Tale studio espone il procedimento analitico descritto dalla norma CEI EN IEC 60071, accompagnato dai risultati delle simulazioni dinamiche delle sovratensioni a cui la linea in cavo può essere sottoposta. Infine, viene eseguito il confronto tra i risultati dei due studi e sono tratte delle conclusioni sull’utilità che tali simulazioni possono avere nello studio del coordinamento dell’isolamento.

Introduzione

Il presente elaborato è frutto di un tirocinio svolto presso l'azienda padovana STE Energy S.r.l., attiva nel settore della progettazione e costruzione di impianti e centrali elettriche. STE Energy S.r.l. ha realizzato più di 450 progetti in 30 paesi nel mondo, Italia inclusa.

L'attuale contesto globale pone l'accento sulla necessità cruciale di abbracciare fonti energetiche sostenibili al fine di mitigare l'impatto ambientale e garantire un futuro energetico resilientemente ecologico. In questo scenario, le energie rinnovabili emergono come il fulcro fondamentale della transizione verso un modello energetico più sostenibile.

L'Italia, con la sua ricca diversità di risorse naturali, si trova al crocevia di questa transizione, impegnata nella promozione di fonti energetiche pulite e nella riduzione delle emissioni nocive. In questo contesto, il presente lavoro di ricerca si focalizza sul sistema di accumulo a batteria (BESS – Battery Energy Storage System), un componente chiave nell'ottimizzazione e nell'integrazione delle energie rinnovabili nella rete nazionale.

L'impiego diffuso di fonti come il solare e l'eolico ha introdotto nuove sfide legate alla variabilità della produzione energetica, sottolineando l'importanza di dispositivi di stoccaggio avanzati come i sistemi BESS. Questi sistemi non solo rappresentano anche un elemento catalizzatore nella creazione di una rete elettrica più flessibile e resiliente, ma migliorano il servizio elettrico bilanciando l'offerta e la domanda energetica e contribuendo alla stabilità di tensione e frequenza.

In questo contesto si inserisce il sistema BESS “Serre Tavazzano” sito nel comune di Tavazzano con Villavescovo, in provincia di Lodi (LO), che è in corso di realizzazione. Il sistema BESS è stato commissionato da Enel, uno tra i principali operatori integrati globali nei settori dell'energia elettrica e del gas, e verrà completato nel 2025.

Tra i tanti aspetti da tenere in considerazione in un progetto di tale complessità, vi è senz'altro il coordinamento dell'isolamento. Con tale termine si intende lo studio degli isolamenti delle apparecchiature in alta tensione del sistema e l'analisi delle sollecitazioni in tensione che queste subiscono per varie cause (guasti, manovre, fulminazioni, etc.) al fine di determinare i livelli di isolamento necessari sulle varie apparecchiature, scegliere soluzioni costruttive adeguate, configurare gli opportuni organi di protezione (scaricatori di sovratensione) e coordinare tutti questi aspetti al fine di raggiungere un ottimo tecnico ed economico. Il presente elaborato si propone di esaminare questi aspetti, attraverso l'applicazione della normativa italiana che regola il coordinamento dell'isolamento, norma CEI EN IEC 60071, e attraverso l'utilizzo di simulazioni dinamiche svolte con il software per la simulazione di reti elettriche DIgSILENT PowerFactory®¹. Il presente lavoro si propone dunque di valutare come l'utilizzo dello strumento numerico possa contribuire e migliorare l'analisi del coordinamento dell'isolamento.

L'analisi è innanzitutto eseguita attraverso una rigorosa applicazione delle procedure indicate nella norma CEI EN IEC 60071, derivata dalla norma internazionale IEC 60071 - Insulation Coordination, del comitato elettrico internazionale (IEC, *International Electrotechnical Comitee*). Tale norma, nella sua parte uno, fornisce le definizioni e i principi del coordinamento dell'isolamento, mentre nella parte due propone delle procedure pratiche per l'applicazione di tali principi. La struttura generale di questa procedura è divisa in quattro parti, che qui vengono riassunte brevemente:

- 1) Determinazione delle sovratensioni che possono verificarsi su un impianto;
- 2) Determinazione delle tensioni di tenuta necessarie;
- 3) Determinazione delle tensioni di tenuta specificate delle apparecchiature;
- 4) Determinazione dei livelli normalizzati di isolamento e delle distanze in aria.

¹ DIgSILENT PowerFactory® è un marchio registrato di proprietà del rispettivo titolare. L'assenza del simbolo ® e del logo del marchio nelle citazioni non implica la mancanza di registrazione del marchio. Si prega di considerare ogni menzione del marchio come riferimento a un marchio registrato.

Per ognuno di questi passi, la norma propone diverse procedure. Le più complete sono talvolta molto complesse e difficilmente attuabili con i dati generalmente in possesso del progettista. Vi sono comunque esposte delle procedure che, attraverso opportune ipotesi semplificative, permettono un'analisi più agevole del problema del coordinamento dell'isolamento. L'applicazione di queste procedure al sistema BESS Serre Tavazzano ha costituito la prima parte del tirocinio ed è sfociata nella redazione di un foglio di calcolo che permette, attraverso l'inserimento dei parametri di impianto, l'ottenimento agevole dei risultati riguardanti i livelli di isolamento e le distanze in aria necessari per garantire il buon funzionamento delle apparecchiature.

La seconda parte dell'elaborato riguarda lo sviluppo di un modello del sistema BESS Serre Tavazzano adatto allo studio dei vari tipi di sovratensioni che le apparecchiature devono essere in grado di sopportare. Tale modello è stato sviluppato con il software commerciale DIGSILENT PowerFactory 2022. Tale strumento per l'analisi di sistemi elettrici risulta tra i più avanzati oggi presenti sul mercato e offre la possibilità di effettuare studi di fenomeni transitori di vario tipo. I transitori studiati nel presente elaborato sono di varia natura, per origine e caratteristiche, considerando sovratensioni a frequenza industriale dovute a guasti, sovratensioni impulsive dovute a manovre interne il sistema e tensioni impulsive molto rapide dovute a fulminazioni. Questi ultimi fenomeni, in particolare, per il loro carattere impulsivo, richiedono una modellazione molto dettagliata del sistema preso in esame. Le simulazioni dinamiche svolte con tale modello hanno fornito dei risultati che sono stati confrontati con quelli dello studio analitico della prima parte.

Il corpo della tesi si sviluppa in cinque capitoli principali. Il Capitolo 1 dell'elaborato richiama le basi di teoria necessarie per lo studio del coordinamento dell'isolamento e ne descrive le procedure, così come sono indicate nella normativa. Vi si troverà una descrizione dei vari tipi di sovratensioni, sia da un punto di vista teorico che da un punto di vista applicativo. Saranno descritti i metodi attraverso cui queste sovratensioni, il cui presentarsi e la cui intensità hanno spesso un carattere aleatorio, possono essere studiate per ottenere dei valori "rappresentativi", vale a dire dei valori che descrivano sinteticamente ma univocamente una categoria di sovratensioni, in cui rientrano eventi potenzialmente diversi. Tali valori rappresentativi sono utilizzati poi per calcolare le tensioni di tenuta delle apparecchiature, vale a dire le tensioni che le apparecchiature devono poter sopportare senza subire scariche dannose. A questi valori vanno poi applicati dei valori di correzione indicati nelle normative e che sono qui descritti.

Nel Capitolo 2 è descritto il sistema BESS Serre Tavazzano. Viene descritto brevemente il contesto ambientale in cui si trova e sono in seguito descritte le principali apparecchiature che la compongono. Sono inoltre descritti gli scaricatori di sovratensione usati, avendo questi ultimi un ruolo importante nella determinazione delle sovratensioni che vi si presenteranno.

Il Capitolo 3 descrive lo studio analitico di coordinamento dell'isolamento svolto sul sistema BESS Serre Tavazzano: in esso i metodi descritti al capitolo uno sono applicati alle apparecchiature descritte al capitolo due. In primo luogo vengono determinate le sovratensioni cui la centrale può essere sottoposta. Viene poi sviluppata la procedura di coordinamento dell'isolamento, e, sempre tenendo conto dei parametri caratteristici della centrale, si arriva alla determinazione dei valori di isolamento adatti a tale impianto.

Il Capitolo 4 descrive il modello dinamico della centrale sviluppato in DIGSILENT PowerFactory. In esso si pone particolare rilievo alla modellazione di quei componenti che risultano particolarmente importanti ai fini della simulazione delle sovratensioni, quali la linea aerea entrante e il cavo di alta tensione.

Nel Capitolo 5 vengono esposti i risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche svolte con tale modello. Sono stati considerati i casi di guasti monofase a terra, manovra di energizzazione della linea in cavo e vari tipi di eventi di fulminazione (diretta e indiretta). I risultati di tali simulazioni sono stati poi confrontati con quelli ottenuti dall'analisi analitica al fine di operare, in conclusione, un confronto tra le due procedure (analitica e numerica).

1 Principi di coordinamento dell'isolamento

1.1 Definizione

Il termine “coordinamento dell'isolamento” viene definito come la selezione dei parametri di tenuta di un apparecchio in relazione alla tensione che può apparire nel sistema per il quale l'apparecchio è destinato. La selezione va effettuata tenendo in considerazione l'ambiente di servizio e le caratteristiche delle apparecchiature di protezione disponibili. Questi parametri di tenuta sono calcolati in funzione delle sovratensioni che possono manifestarsi in varie parti e per diverse configurazioni del sistema analizzato, dovute a cause interne (manovre e guasti) o esterne (fulminazioni). Tali sovratensioni influiscono quindi sulla selezione stessa delle apparecchiature, sui loro dati nominali ed influiscono infine sulla selezione di eventuali apparecchiature di protezione quali gli scaricatori di sovratensione.

Il termine coordinamento si riferisce al fatto che, attraverso questa analisi, ci si pone l'obiettivo di coordinare i livelli di isolamento delle diverse apparecchiature e protezioni, in modo da ottimizzare il costo e la sicurezza. Si dovrà infatti fare in modo di minimizzare il rischio di scarica degli isolamenti ed eventualmente fare sì che la scarica, qualora si verifichi, non danneggi apparecchiature fondamentali per il funzionamento dell'impianto. Può risultare quindi più corretto parlare di *proporzionamento dell'isolamento* in quanto il progettista è chiamato a determinare i requisiti primari richiesti agli isolamenti dei singoli apparati di un certo sistema.

1.2 Normative di riferimento

Gli studi e le procedure di coordinamento dell'isolamento sono oggetto di normative tecniche che definiscono principi rigorosi da seguire. Per il presente studio si è fatto riferimento alla norma della International Electrotechnical Commission (IEC), la IEC 60071 (Insulation Co-ordination). Tale norma è fatta propria da molti comitati nazionali, tra i quali anche quello italiano, dove viene identificata con il nome di CEI-EN 60071. Essa è divisa in quattro parti:

- 60071-1 Insulation co-ordination part 1: definitions principles and rules (definizioni, principi e regole);
- 60071-2 Insulation co-ordination part 2: application guide (guida di applicazione);
- 60071-4 Insulation co-ordination part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks (guida computazionale al coordinamento dell'isolamento e alla modellazione di reti elettriche);
- 60071-5 Insulation coordination part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations (procedure per le stazioni alta tensione in corrente continua);

Si noti che la parte tre, dedicata al coordinamento dell'isolamento fase-fase, non è stata nominata in quanto decaduta e non più valida.

Le norme specifiche utilizzate per la redazione di questo elaborato sono le normative del Comitato Elettrotecnico Italiano, in quanto il caso in esame su cui vanno applicate verrà realizzato in Italia. In particolare, il presente elaborato fa riferimento alla CEI EN IEC 60071-1:2020-02 ed alla CEI EN IEC 60071-2:2018-09, le quali sono identiche alle rispettive EN IEC.

1.3 Metodi per il coordinamento dell'isolamento

La tenuta dielettrica è una caratteristica che appartiene a tutti gli isolamenti delle apparecchiature elettriche e corrisponde al livello di tensione che essi possono sopportare senza incorrere in una scarica, la quale potrebbe rivelarsi distruttiva per le apparecchiature o comunque indesiderata per i suoi effetti sull'impianto.

La tenuta delle apparecchiature è definita in modo diverso in base alla capacità di autoripristino del materiale isolante. Un materiale isolante si definisce autoripristinante quando una scarica non compromette il funzionamento dell'isolamento. Il livello di tenuta è definito in modo statistico e si considera come tensione di tenuta quella tensione alla quale l'isolamento ha una possibilità di scaricare inferiore al 10%. Materiali isolanti autoripristinanti sono tipicamente i gas, come l'aria o l'SF₆, oppure i liquidi, come gli olii.

Un materiale isolante si definisce non autoripristinante quando l'avvento di una singola scarica ne compromette irrimediabilmente il comportamento e lo rende inutilizzabile. Per questo motivo, sebbene fisicamente le scariche del dielettrico seguano un comportamento statistico simile a quello degli isolamenti autoripristinanti, è necessario definire una tensione di tenuta per la quale si possa convenzionalmente assumere che la probabilità di tenuta sia del 100%. Materiali isolanti non autoripristinanti sono tipicamente solidi, come resine e gomme.

Al pari dei processi di scarica, anche il verificarsi di sovratensioni ha un carattere aleatorio. Uno studio rigoroso del problema imporrebbe quindi un approccio di tipo statistico al problema del coordinamento dell'isolamento. L'utilizzo di un metodo statistico presuppone la conoscenza di vari dati, tra cui la frequenza dell'evento che genera stress dielettrici sulle apparecchiature, la distribuzione di probabilità delle sovratensioni generate da questo evento e la distribuzione della probabilità di scarica dell'isolamento.

La distribuzione della probabilità di scarica dell'isolamento di un'apparecchiatura è caratterizzata da una certa tensione di tenuta. L'integrale del prodotto tra tale tensione di tenuta e la distribuzione di probabilità che un dato evento generi una data sovratensione, permette di calcolare il rischio di scarica, definito in termini di scariche/evento. Con riferimento alla Figura 1.1, in cui $f(U)$ rappresenta la distribuzione di probabilità di scarica di un dielettrico e $p(U)$ la probabilità che un dato evento generi una data tensione, si vede che il rischio di scarica R si può trovare come:

$$R = \int f(U) \cdot P(U) dU \quad (1.1)$$

Conoscendo la frequenza con cui si verifica lo specifico evento su un dato impianto è possibile determinare un tasso di guasto annuo, quantificato in numero di guasti per anno (guasti /anno) oppure per 100 anni (guasti/100 anni). Tale tasso di guasto deve quindi risultare minore o uguale ad un tasso di guasto desiderato e ritenuto accettabile per l'apparecchiatura. Nella valutazione di quale sia il tasso di guasto accettabile rientrano fattori economici legati al costo delle apparecchiature e alla continuità del servizio, molto complessi e che non verranno qui approfonditi oltre.

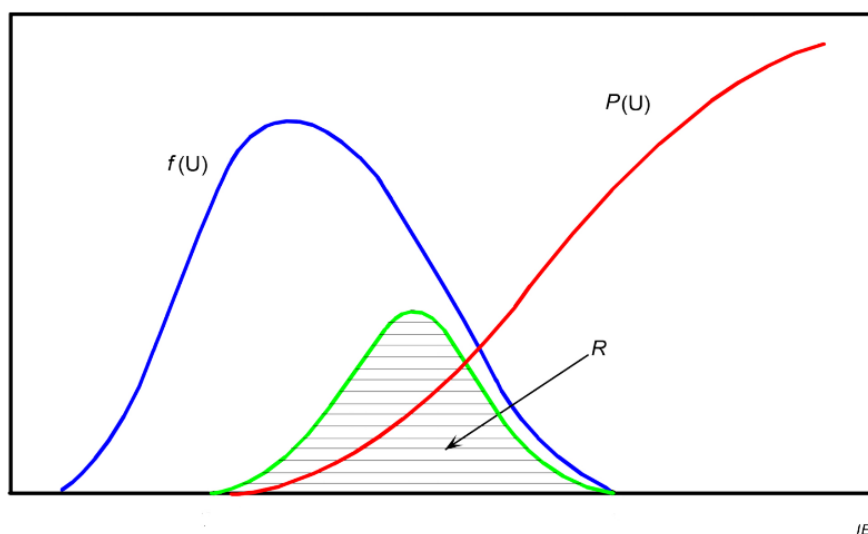


Figura 1. 1 - Distribuzione statistica della probabilità di scarica $f(U)$, della probabilità di sovratensione $P(U)$ e del rischio di scarica R

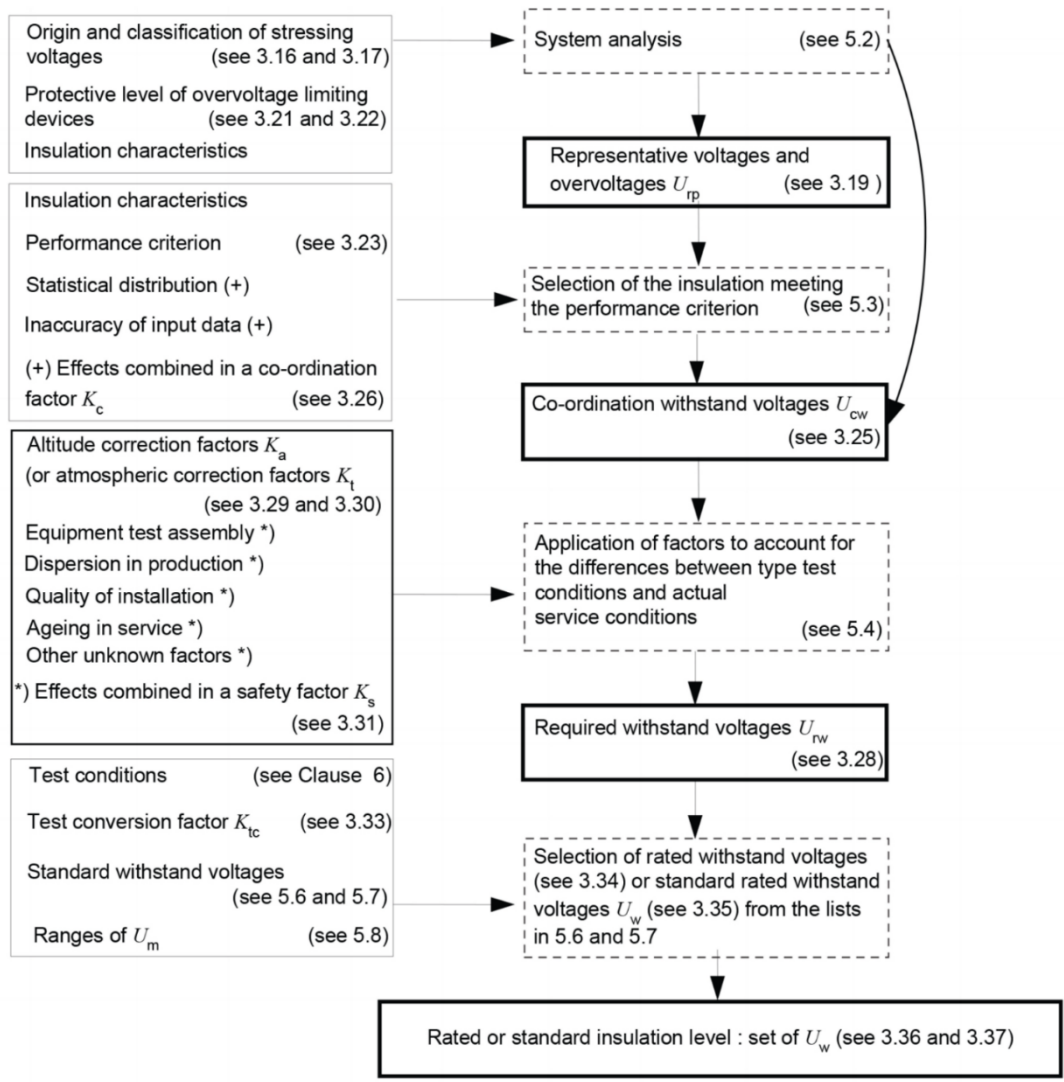
Le informazioni statistiche riguardanti il tasso di guasto attendibile sulle apparecchiature in esercizio sono ottenibili unicamente da prove eseguite sull'impianto o stimabili da dati su impianti comparabili ad esso. Nel caso non si disponga di tali informazioni è possibile utilizzare il metodo deterministico, così da ottenere delle indicazioni prescindendo dal tasso di guasto delle apparecchiature. Il metodo deterministico consiste nell'introdurre delle approssimazioni accettabili che permettano di determinare le tensioni di tenuta con margini opportuni. All'analisi delle sovratensioni che si possono verificare sull'impianto segue la determinazione delle tensioni di tenuta di coordinamento, ottenute moltiplicando tali sovratensioni per dei fattori di coordinamento che tengano in considerazione le incertezze legate a queste ultime e alla tensione di tenuta stessa. A tali tensioni di tenuta corrisponde una probabilità di tenuta pari al 100%, ovvero si suppone che al di sotto di tale valore di tensione non è possibile il verificarsi di una scarica.

Di fronte alla mancanza di dati statistici, il metodo deterministico risulta spesso l'unico utilizzabile e la norma IEC 60071 fornisce delle procedure che permettano di ottenere indicazioni utili e sufficientemente precise. Questo metodo è inoltre l'unico che può essere utilizzato qualora le apparecchiature in questione siano dotate di isolamenti non autoripristinanti, quali ad esempio i trasformatori. Questo è dovuto dalla necessità di avere una probabilità di tenuta pari al 100% in quanto anche una singola scarica può rivelarsi disruptiva e va evitata tassativamente.

Sia per il metodo statistico sia per il metodo deterministico la norma propone la procedura rappresentata tramite diagramma nella Figura 1.2. I rettangoli caratterizzati da un contorno continuo e spesso riportano i risultati ottenuti ad ogni passo della procedura, mentre i rettangoli caratterizzati da un contorno tratteggiato racchiudono le azioni da svolgere per ottenere tali risultati. Sulla sinistra sono poi indicati i dati necessari per ogni passaggio.

La procedura indicata dalla normativa IEC 60071-1 inizia con la determinazione delle tensioni e sovratensioni rappresentative attraverso stime e studi di sistema, per poi proseguire con la determinazione delle tensioni di tenuta di coordinamento che rispettino i criteri di prestazione desiderati. I passi successivi permettono di ottenere le tensioni di tenuta specificate, ovvero i valori di tensione di tenuta effettivi da applicare alle apparecchiature, con la successiva determinazione dei livelli di tenuta normalizzati, ovvero dei livelli di isolamento adeguati, scelti tra dei valori limitati frutto di una standardizzazione.

Nei paragrafi seguenti verrà descritta la procedura più approfonditamente.



NOTE In brackets the subclauses reporting the definition of the term or the description of the action.

- Sided boxes refer to required input
- Sided boxes refer to performed actions
- Sided boxes refer to obtained results

IEC

Figura 1. 2 - Procedura per il coordinamento dell'isolamento secondo la norma CEI EN IEC 60071-1:2020-02

1.4 Origine e classificazione delle sovratensioni

Un sistema può essere sottoposto a vari tipi di tensioni, diverse per forma, pericolosità ed effetti sui dielettrici. La norma IEC 60071-1 suddivide queste tensioni in categorie, assegnando a ognuna dei parametri appropriati. Queste sono:

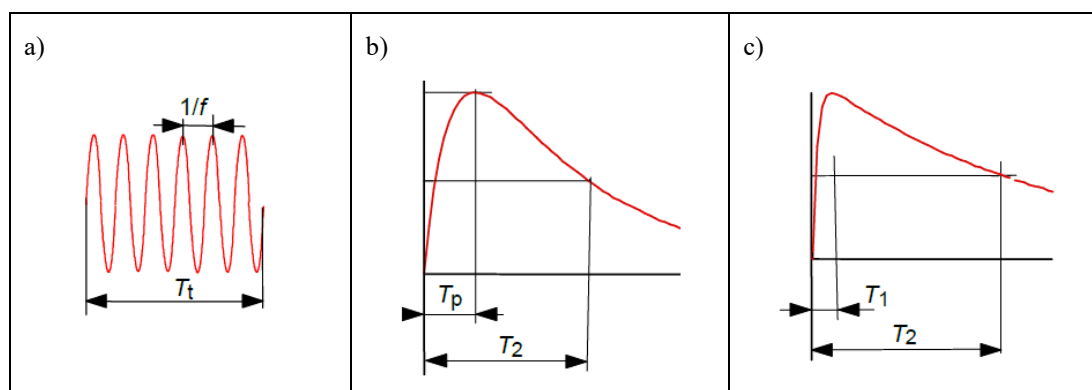
- Tensioni permanenti: tensioni a frequenza industriale (50 o 60 Hz) presenti nei vari punti del sistema durante il suo normale funzionamento;
- Sovratensioni temporanee: sovratensioni a frequenza pari o prossima alla frequenza industriale, della durata nell'ordine dei secondi. Esse possono essere provocate da guasti, perdite di carico, situazioni di risonanza o ferrorisonanza o da una combinazione di più cause tra queste;
- Sovratensioni a fronte lento: sovratensioni con andamento impulsivo, caratterizzate da un fronte di durata compresa tra $20 \mu\text{s}$ e $5000 \mu\text{s}$ e coda (fino al raggiungimento dell'emivalore) di durata inferiore ai 20 ms. Le possibili cause di queste sovratensioni sono: guasti, manovre e scariche lontane di origine atmosferica;
- Sovratensioni a fronte veloce: sono sollecitazioni impulsive caratterizzate da un fronte di durata compresa tra $0,1 \mu\text{s}$ e $20 \mu\text{s}$ e una coda di durata inferiore ai $300 \mu\text{s}$. Queste possono essere provocate da manovre, guasti e scariche di origine atmosferica;
- Sovratensioni a fronte molto veloce (VFTO): sono sovratensioni aventi un fronte di durata inferiore ai 100 ns. Si possono riscontrare per guasti o manovre nelle sottostazioni isolate in gas (GIS);
- Sovratensioni combinate: combinazione delle precedenti, possibili in determinate circostanze e configurazioni del sistema preso in esame.

La norma presenta inoltre delle forme d'onda normalizzate al fine di standardizzare le prove di tensione di tenuta sulle apparecchiature. Tali forme d'onda normalizzate rispettano l'andamento temporale della categoria di sovratensioni che rappresentano, mentre l'ampiezza deve essere determinata basandosi sulle sovratensioni attese nel caso specifico analizzato.

La IEC 60071-1 definisce le seguenti prove con annesse forme d'onda normalizzate (Tabella 1.1):

- Sovratensioni temporanee: rappresentate da una prova di breve durata (60 secondi) a frequenza industriale (tra i 48 ed i 62 Hz);
- Sovratensioni a fronte lento: rappresentate dalla prova agli impulsi di manovra, caratterizzata da una tensione impulsiva con $T_p = 250 \mu\text{s}$ e $T_2 = 2500 \mu\text{s}$;
- Sovratensioni a fronte veloce: rappresentate dalla prova agli impulsi di origine atmosferica, caratterizzata da una tensione impulsiva con $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ e $T_2 = 2500 \mu\text{s}$.

Tabella 1.1 - Forme d'onda normalizzate



Come detto prima, la norma specifica solamente le caratteristiche temporali delle sovratensioni normalizzate, i valori raggiunti da tali onde possono essere individuati studiando le sovratensioni che si possono verificare sul sistema specifico. Combinando queste due ultime informazioni possiamo ottenere

le sovratensioni rappresentative, ovvero sovratensioni aventi valori di picco pari a quelli che si possono presentare sul sistema ma con caratteristiche temporali pari a quelle delle sovratensioni normalizzate. Si ritiene che l'effetto che tali sovratensioni abbiano sugli isolamenti sia rappresentativo di quel che accade nel sistema reale, rendendole quindi adatte a verificare la tenuta delle apparecchiature mediante prove di laboratorio.

1.4.1 Sovratensioni temporanee

Le principali cause di tali sovratensioni, identificate dalla norma IEC 60071-2, sono:

- Guasti monofase a terra;
- Perdita di carico;
- Fenomeni di risonanza e ferrorisonanza;
- Operazioni di sincronizzazione;
- Combinazione delle precedenti.

Va subito specificato però come le sovratensioni temporanee dovute a risonanza e ferrorisonanza, nonostante possano essere molto elevate, non rientrano generalmente nello studio del coordinamento dell'isolamento. Questo accade poiché tali sovratensioni, generate ad esempio dall'energizzazione di cavi o trasformatori con caratteristiche di magnetizzazione non lineari, non devono essere sopportate dagli isolamenti del sistema, bensì vanno limitate o eliminate modificando la configurazione del sistema oppure mediante l'utilizzo di opportune resistenze di smorzamento.

Come enunciato dalla IEC 60071-2 le sovratensioni longitudinali dovute ad operazioni di sincronizzazione o a possibili combinazioni delle sovratensioni precedenti che vanno applicate solamente se la probabilità di apparizione è sufficientemente alta e necessitano di studi di sistema approfonditi. Pertanto, non verranno approfondite nel presente elaborato.

Le cause più frequenti di sovratensioni temporanee sono i guasti monofase a terra e le perdite di carico e per questo verranno qui approfondite.

1.4.1.1 Guasto monofase a terra

Nel caso di guasto a terra di una fase, le due fasi sane possono subire oscillazioni intorno a valori di sovratensione che dipendono dal grado di messa a terra del neutro di rete. Tale innalzamento di tensione delle fasi sane è riconducibile ad uno spostamento del centro stella. In particolare, se il neutro fosse isolato le tensioni delle fasi sane raggiungerebbero il valore concatenato, pari quindi a $\sqrt{3} \cong 1,73$ volte le tensioni stellate. Al contrario la messa a terra dei neutri delle macchine (i.e. trasformatori) riduce fortemente le sovratensioni sulle fasi sane, in quanto riduce al minimo lo spostamento del centro stella, ma incrementa notevolmente le correnti di guasto.

Lo stato di messa a terra della rete viene quantificato dalla norma IEC 60071-2 attraverso il fattore di guasto a terra K . Tale fattore è definito per un punto della rete come il rapporto tra il valore efficace più elevato raggiunto dalle fasi sane verso terra ed il valore efficace della tensione di fase che si ha nello stesso punto del normale esercizio.

$$K = \frac{\max(E)_{fasi\ sane}}{E_{eff}} \quad (1.2)$$

Il fatto di guasto a terra K può assumere quindi un valore in un range compreso tra 1 e $\sqrt{3} \cong 1,73$, spaziando rispettivamente da reti con neutro collegato direttamente a terra e reti con neutro isolato. Nelle reti AT il neutro è efficacemente messo a terra e questo limita le sovratensioni temporanee in ogni punto della rete all'80% della tensione concatenata, ottenendo quindi un fattore di guasto $K = 0,8 \cdot \sqrt{3} \cong 1,4$.

Mettere efficacemente a terra il neutro di una rete significa collegare all'impianto di terra solo parte dei centri stella dei trasformatori, in modo da raggiungere un compromesso nella limitazione delle sovratensioni e delle sovracorrenti. Atterrare efficacemente il neutro permette, rispetto alla configurazione con neutro a terra, di contenere le sovratensioni a discapito però delle correnti di guasto, che risulteranno più elevate rispetto alla soluzione con neutro isolato. Si deve quindi eseguire una pianificazione delle messe a terra e dei neutri al fine di garantire un buon compromesso.

La scelta di atterrare efficacemente il neutro nelle reti AT è diffusa, in quanto all'aumentare della tensione diventa predominante il problema dell'isolamento delle apparecchiature dai punti di vista economico e tecnico. Limitando le sovratensioni diventa inoltre possibile tarare convenientemente gli scaricatori di sovratensione ed operare più agevolmente il coordinamento dell'isolamento. Nei sistemi AAT è tipicamente preferito atterrare tutti i centri stella, per limitare il più possibile le sovratensioni, delegando il problema delle sovracorrenti ad altre tecniche di protezione.

1.4.1.2 Perdita di carico

Il distacco improvviso di un grosso carico può determinare sovratensioni fase-terra o longitudinali, in base alla configurazione del sistema dopo la sconnessione e delle caratteristiche del sistema di alimentazione. In presenza di linee lunghe il valore raggiunto da tali sovratensioni può essere amplificato dalla presenza dell'effetto Ferranti. La IEC 60071-2 fornisce come valori conservativi per questo tipo di sovratensioni 1,2 p.u. per sistemi di media estensione e 1,5 per sistemi estesi.

Prendendo in considerazione un caso tipico (Figura 1.3) e assumendo la linea come non dissipativa, è possibile calcolare in modo conservativo le sovratensioni presenti.

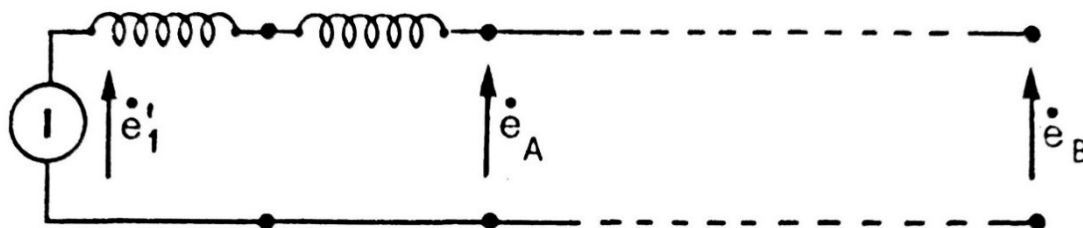


Figura 1.3 - Schematizzazione perdita di carico

L'ampiezza della tensione ai poli del generatore ideale e' (precedente al distacco del carico) può essere calcolata mediante la formula:

$$e' = e_B + jxi \quad (1.3)$$

dove i è la corrente circolante, e_B è la tensione alle sbarre di arrivo e x rappresenta la reattanza data dalla serie della reattanza sincrona del generatore x_G e la reattanza di corto circuito del trasformatore x_{CC} .

Subito dopo l'apertura dell'interruttore di fine linea, una volta estinto il breve regime subtransitorio della macchina, il circuito equivalente si potrebbe ricondurre a quello rappresentato in Figura 1.4, ove x_C rappresenta la reattanza capacitiva relativa alla linea a vuoto.

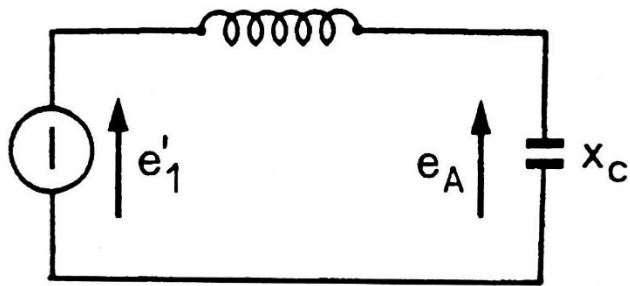


Figura 1. 4 - Circuito equivalente in caso di perdita di carico

La sovratensione all'inizio della linea, ovvero nel punto A, potrà quindi essere calcolata con la formula

$$e_A = e_1 \cdot \frac{x_c}{x_c - x} \quad (1.4)$$

All'estremo aperto, ovvero nel punto B, tale valore potrà essere ulteriormente aumentato dall'effetto Ferranti.

1.4.2 Sovratensioni a fronte lento

Le sovratensioni a fronte lento si definiscono tali in quanto hanno durate, sia del fronte che della coda, comprese tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi e sono di natura oscillatoria. Ai fini del coordinamento dell'isolamento la norma IEC 60071-2 definisce per le sovratensioni a fronte lento una forma di tensione rappresentativa caratterizzata nei termini di forma e di ampiezza.

La forma di tensione rappresentativa delle sovratensioni a fronte lento è l'impulso di manovra normalizzato (Figura 1.5), avente quindi come fronte di salita (ovvero il tempo impiegato per passare dal 10% al 90% del valore di picco) un tempo di $250 \mu s$ e come tempo all'emivalore (ovvero il tempo impiegato dall'onda passare dal 10%, raggiungere il valore di picco e tornare al 50% del valore di picco) pari a $2500 \mu s$.

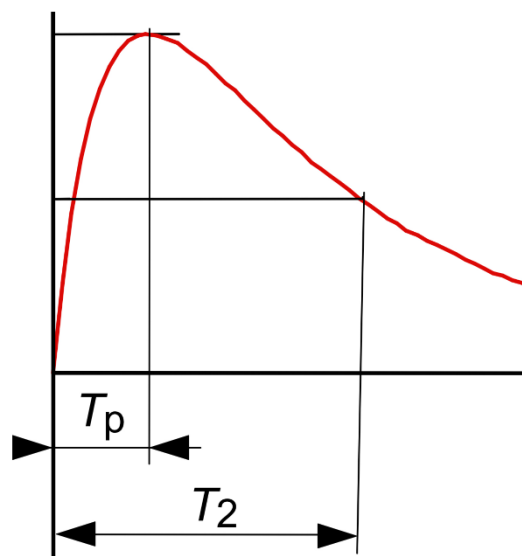


Figura 1. 5 - Impulso di manovra standardizzato nella IEC 60071

L'ampiezza rappresentativa viene invece considerata indipendente dalla durata fino al picco reale e può essere sia una sovratensione assunta massima, sia una distribuzione d'ampiezza delle sovratensioni. Il valore massimo assunto dalla sovratensione rappresentativa è il più piccolo dei due valori seguenti: il valore di troncatura delle sovratensioni oppure il livello di protezione fornito dallo scaricatore contro gli impulsi di manovra. Il valore di troncatura varia in base alla causa di sovratensione a fronte lento considerata.

Le sovratensioni a fronte lento sono generalmente dovute ai seguenti fenomeni:

- Chiusura e richiusura di una linea;
- Guasti ed eliminazione dei guasti;
- Perdite di carico;
- Interruzioni di correnti capacitive o induttive;
- Scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea.

1.4.2.1 Chiusura e richiusura di una linea

Tale manovra genera sovratensioni su sull'intera terna, generando sovratensioni sia fase-terra sia fase-fase. Nell'analisi di questo tipo di sovratensioni, nel caso di misure o simulazioni, si può ricorrere a diversi metodi atti a semplificare la valutazione. La normativa propone il metodo di picco per fase e il metodo di picco per caso.

Il primo, per il calcolo della distribuzione di probabilità, tiene conto del valore di picco di ogni sovratensione (quindi tiene conto di tre valori per evento, uno per fase). La distribuzione che ne deriva viene poi considerata per la determinazione di tutti gli isolamenti. Tali sovratensioni sono spesso decisive al fine della determinazione delle tensioni di tenuta all'impulso di manovra e (per le apparecchiature di classe due) degli stessi livelli di isolamento normalizzati.

Il secondo metodo, di utilizzo più diffuso e utilizzato per questo elaborato, è il metodo di picco per caso dove in ogni evento viene ritenuto solo il picco più elevato tra quelli che sono generati sulle tre tensioni (fase-terra o fase-fase) e tale picco contribuisce a determinare la distribuzione necessaria.

Va sottolineato che l'ampiezza massima nei casi reali è di determinazione complessa, dipendendo da fattori quali il tipo di interruttore, la natura e la potenza di corto circuito delle sbarre da cui si energizza, la lunghezza della linea stessa, la sua terminazione etc. Possono avere influenza anche fenomeni di risonanza o di tipo Ferranti. Nel caso vi sia poi della carica residua sulla linea e si esegua una richiusura trifase, la sovratensione potrà essere ancora accentuata.

Per questo la normativa fornisce dei valori indicativi per le tensioni fase-terra tenendo conto delle caratteristiche del sistema che più hanno influenza su di esse, quali il tipo di interruttore, la natura e la potenza di corto circuito delle sbarre da cui si energizza, la lunghezza della linea stessa, la sua terminazione etc. Tali valori spaziano da un minimo di 1 p.u. ad un massimo di 3,7 p.u. e sono da interpretare come valori di massima e quindi molto conservativi. Per valutazioni più precise la norma stessa suggerisce l'uso di simulazioni dinamiche. I valori in p.u. delle sovratensioni a fronte lento proposti dalla norma sono riportati nello studio analitico al Capitolo 3.

Una descrizione di tale sovratensione può essere fatta considerando la linea su cui avviene la chiusura o richiusura come una linea a costanti concentrate e si modella secondo uno schema a T (Figura 1.6).

Dove L e C sono rispettivamente capacità e induttanza longitudinale della linea, metre E e L_1 rappresentano il generatore equivalente alla rete che energizzerà la linea in questione. Si trascurino in un primo momento gli effetti dissipativi sulla linea così come i mutui accoppiamenti capacitivi e induttivi tra le fasi.

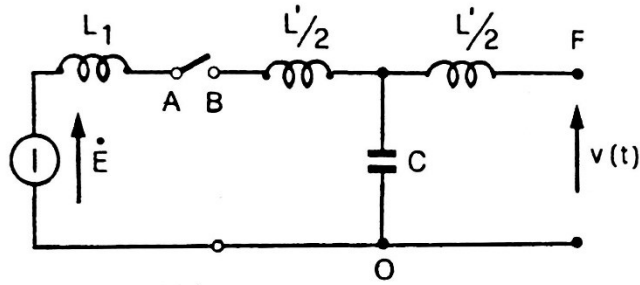


Figura 1. 6 - Circuito equivalente in casi di energizzazione

La chiusura dell'interruttore dà luogo allora a un transitorio la cui risoluzione a questo punto è semplice, essendo il circuito assimilabile a un semplice circuito LC sottoposto a una forza elettromotrice sinusoidale. La tensione ai capi della capacità -all'estremità aperta della linea- sarà data da un termine di regime permanente alla frequenza del sistema del tipo

$$V_p = k \cdot E_M \cdot \cos(\omega t) = V_M \cdot \cos(\omega t) \quad (1.5)$$

Dove k è pari a

$$k = \frac{\frac{1}{\omega C}}{\omega L - 1/\omega C} = \frac{1}{1 - \omega^2 LC} = \frac{1}{1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}} \quad (1.6)$$

Al quale si somma un termine transitorio del tipo

$$v_t = A \cdot \sin(\omega_0 t) + B \cdot \cos(\omega_0 t) \quad (1.7)$$

Data l'assenza di cariche residua sulla linea come condizioni iniziali, ovvero $V_c = 0$ e $i_l = 0$, è possibile trovare l'espressione della tensione all'estremo aperto della linea. Questa sarà massima nel caso più sfavorevole, in cui la chiusura dell'interruttore avviene in corrispondenza del picco della tensione del generatore equivalente, in quanto il termine transitorio assumerà valori più importanti. In questo caso la tensione risulterà:

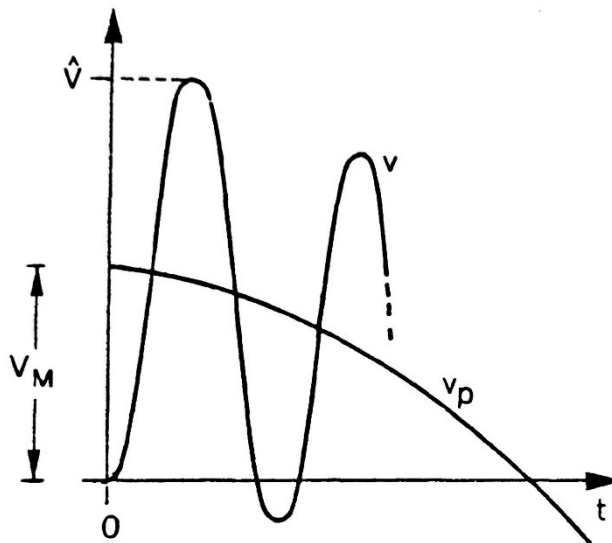


Figura 1. 7 - Andamento della tensione in caso di energizzazione nel caso più sfavorevole

$$v = V_M \cdot \cos(\omega t) - V_M \cdot \cos(\omega_o t) \quad (1.8)$$

Nel caso reale la resistenza dei conduttori e di eventuali carichi smorzano il transitorio rendendolo più breve. Nel caso più sfavorevole il valore di cresta \hat{V} risulterà quindi pari a circa $2V_M$. A seconda delle caratteristiche della linea, il valore di ω_0 varia tra i 200 e gli 800 Hz, dando un valore di cresta massimo dell'ordine di $2,1 \div 2,2$ volte la tensione del sistema.

Nel caso di una "richiusura rapida trifase" possono verificarsi valori più elevati. Questo accade perché l'interruttore si richiude immediatamente dopo la sua apertura e questo comporta delle condizioni iniziali per la richiusura diverse da zero, in quanto l'isolamento ha permesso la conservazione di cariche sulle fasi e quindi di una certa tensione sulla capacità del modello T equivalente. In questo caso il sistema può sempre essere risolto tramite le stesse equazioni, ma avremo una tensione all'estremità aperta della linea che può arrivare a $V_{picco} = 3 p. u.$.

Questi valori sono evidentemente molto impegnativi per l'isolamento e diventano tanto più gravosi quanto più alta è la tensione del sistema. Questo è il motivo per cui la norma prevede che per le apparecchiature di classe II i livelli di isolamento siano commisurati alle tensioni di manovra e che si utilizzino metodi che permettano di limitare questi transitori, quali l'utilizzo di resistenze di preinserzione o il controllo dell'istante di chiusura.

1.4.2.2 Guasti ed eliminazione guasti

Le sovratensioni a fronte lento sulle fasi sane si verificano all'innesco del guasto, ovvero nel passaggio dal valore di esercizio a quello della sovratensione temporanea, mentre le sovratensioni a fronte lento sulla fase guasta si verifica all'eliminazione del guasto, ovvero nel passaggio da un valore prossimo allo zero alla tensione di esercizio. Entrambe le cause determinano sovratensione soltanto tra fase e terra e le tensioni fase-fase sono trascurabili.

La norma fornisce una stima conservativa del valore massimo presunto per la tensione rappresentativa (in kV di picco):

- Manifestazione del guasto $U = (2k - 1)U_m$
- Eliminazione del guasto $U = 2U_M$

dove k è il fattore di guasto a terra.

Va specificato che per sistemi nel campo I tali sovratensioni vanno considerate per sistemi con neutro isolato o messo a terra tramite bobine d'estinzione. Il fattore di guasto a terra è allora circa uguale a $\sqrt{3}$. Nel campo II, esse vanno prese in considerazione qualora le sovratensioni dovute a chiusura e richiusura siano limitate a valori inferiori a 2 p.u..

Nei seguenti paragrafi sono brevemente esposti i principi fisici secondo cui si generano le sovratensioni da guasti ed eliminazione di guasti, ricordando però che le sovratensioni reali hanno ampiezza e comportamenti più complessi. La seguente esposizione ha lo scopo di esporne unicamente la meccanica di base.

Tali eventi possono dar luogo a sovratensioni considerevoli nei guasti avvenuti ad una distanza ravvicinata, da frazioni di chilometro a qualche chilometro dall'interruttore che opera l'apertura della linea, con conseguente disalimentazione del guasto. All'apertura dell'interruttore nasce, tra i morsetti dello stesso, un transitorio importante sulla tensione di ristabilimento.

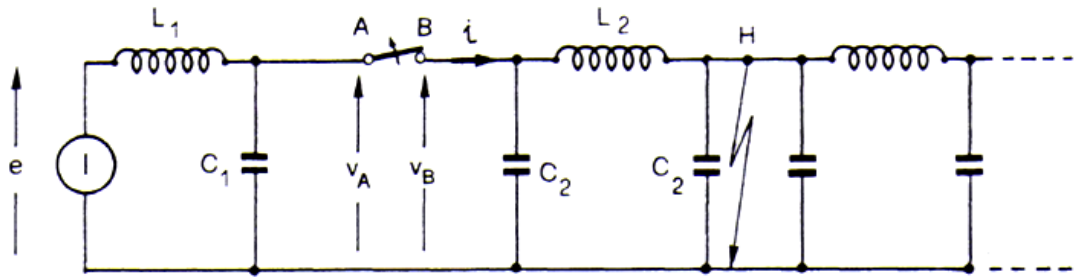


Figura 1.8 - Circuito equivalente di una linea nel caso dell'eliminazione di un guasto

È possibile schematizzare tale evento (Figura 1.8) considerando inizialmente il sistema privo di perdite e rappresentando la rete a monte dell'interruttore come un generatore equivalente ed il (breve) tratto di linea tra l'interruttore ed il guasto attraverso un modello a π . In questo modello otterremo $L = l \cdot d$ e $C_2 = \frac{c \cdot d}{2}$. Si possono inoltre fare le seguenti assunzioni: non c'è componente unidirezionale nella corrente I_{CC} , la caduta d'arco sull'interruttore è trascurabile.

Dallo studio di un sistema così modellato si può osservare come la tensione a valle dell'interruttore si porti a zero con un transitorio contenuto. La tensione a monte dell'interruttore, invece, si riporta al livello della tensione a frequenza nominale attraverso un transitorio importante, i cui valori di ampiezza massima e frequenza dipendono, oltre che dalle caratteristiche del sistema, anche dallo stato del sistema. Poiché l'apertura avviene in corrispondenza del passaggio per lo zero della corrente, la tensione v_0 nell'istante di apertura, sarà pari a:

$$V_0 = \omega \cdot L_2 \cdot I_{CCM} = E_M \cdot \frac{L_2}{L_1 + L_2} \quad (1.9)$$

Mentre, come detto, le tensioni V_A e V_B si portano ai rispettivi valori di regime ($V_b = 0$ e $V_a = E$) attraverso un transitorio smorzato, descrivibile da equazioni differenziali non troppo dissimili da quelle del circuito LC visto in precedenza. In particolare V_A , che è il termine più critico sia per la tensione a monte che per la tensione di ripristino, sarà pari a:

$$V_A(t) = E_M \cdot \cos(\omega t) + (V_0 - E_M) \cdot \cos(\omega_1 t) \quad (1.10)$$

Dove ancora sono stati trascurati i fenomeni dissipativi che portano rapidamente ad annullarsi il termine transitorio. Si può comunque facilmente osservare come la tensione massima riscontrabile sarà pari a

$$\hat{V}_A = 2E_M - V_0 \quad (1.11)$$

e che nel caso di guasto a distanza praticamente nulla dall'interruttore questo valore giungerà al suo massimo teorico di $2E_M$.

La frequenza del termine transitorio smorzato è variabile e dipendente dalla configurazione della rete, ma nel caso di reti di trasmissione assume valori intorno a 5÷20 volte la frequenza naturale.

La tensione a valle si porta invece a zero con un'oscillazione di frequenza più elevata, in virtù della lunghezza d piccola. Tale frequenza è stimabile in prima approssimazione con la formula:

$$\frac{\omega_0}{\omega} = \frac{1350}{d} \quad (1.12)$$

dove d è espresso in km.

L'analisi del fenomeno porta infine a definire una tensione massima che può presentarsi ai capi dell'interruttore. Questa esula leggermente dagli scopi di questo breve riassunto ma è riportata per completezza:

$$\hat{V}_{AB} = 2V_0(d) = 2E_M \cdot \frac{l \cdot d}{L_1 + l \cdot d} \quad (1.13)$$

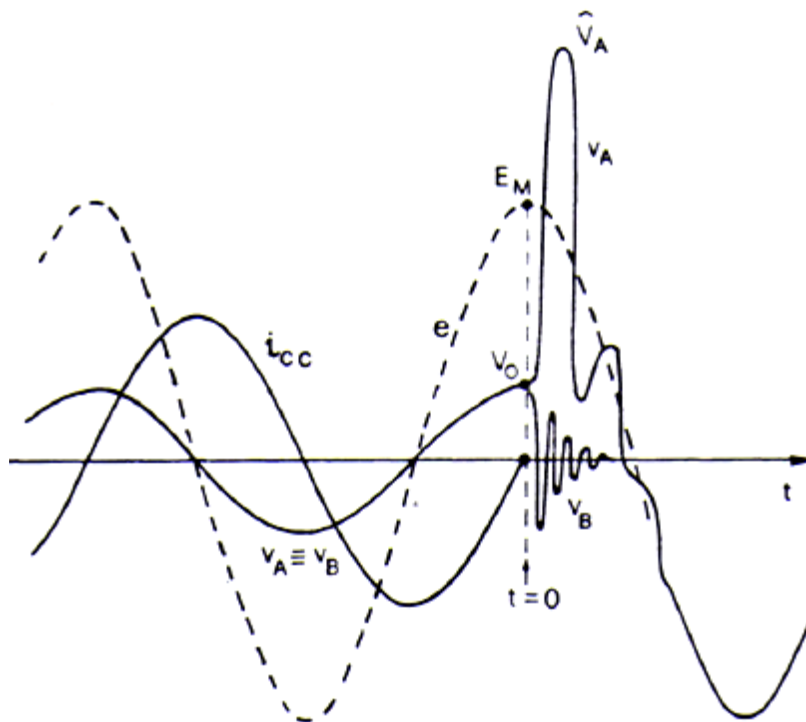


Figura 1. 9 - Andamento di tensioni e correnti in caso di eliminazione guasto

1.4.2.3 Perdita di carico

La normativa afferma che le sovratensioni a fronte lento dovute a perdita di carico hanno valori degni di nota nei sistemi a tensione più elevata (campo II), nei quali le sovratensioni dovute ad energizzazione o a richiusura sono limitate a valori inferiori a 2 p.u.. In questi casi è opportuno esaminare questi aspetti, specialmente in presenza di trasformatori di gruppo o di lunghe linee di trasmissione.

1.4.2.4 Interruzioni di correnti capacitive o induttive

Esempi di sovratensioni dovute a interruzione di correnti capacitive o induttive si hanno nei casi di interruzione delle correnti di spunto dei motori, di interruzione della corrente magnetizzante di un trasformatore, nel caso di manovre su forni ad arco (strappamento di corrente), nel caso di manovre di cavi a vuoto e di banchi di condensatori e nel caso di interruzione di correnti con fusibili ad alta tensione. In alcuni casi particolare l'interruzione di correnti capacitive dovuto al riadescamento degli interruttori può causare sovratensioni particolarmente dannose. In tali casi sarà necessario prevedere l'uso di interruttori non riadescanti.

1.4.2.5 Scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea

Tipicamente le scariche atmosferiche generano sovratensioni a fronte veloce, ma nel caso di linee aeree particolarmente lunghe (superiori a 100 km) possono generare sovratensioni a fronte lento. Poiché il tempo all'emivalore delle correnti di fulmine supera raramente 200 ms, non si producono sovratensioni di elevata ampiezza e tempo alla cresta critico per l'isolamento. Le sovratensioni atmosferiche a fronte lento sono, dunque, di minore importanza nel coordinamento dell'isolamento e vengono generalmente trascurate.

1.4.3 Sovratensioni a fronte veloce

La normativa definisce le sovratensioni a fronte veloce come sollecitazioni impulsive caratterizzate da un fronte di durata compresa tra 0,1 μ s e 20 μ s e una coda di durata inferiore ai 300 μ s. Queste sono provocate principalmente da scariche di origine atmosferica, ma possono essere provocate anche da manovre o guasti.

Le scariche di origine atmosferica possono colpire direttamente le apparecchiature innescando una scarica diretta, colpire i sistemi di protezione quali le funi di guardia, innescando poi una scarica tra questi e le apparecchiature (scarica di ritorno) o infine colpire il suolo nei pressi delle apparecchiature provocandovi delle sovratensioni per induzione elettromagnetica. La forma rappresentativa della sovratensione da fulmine è l'impulso atmosferico normalizzato (SLI - standard lightning impulse), avente come fronte di salita un tempo di 1,2 μ s ed un tempo all'emivalore pari a 50 μ s. L'ampiezza rappresentativa è data sia sotto forma di un valore massimo presunto sia mediante una densità di probabilità dei valori di picco in funzione della percentuale di ritorno delle sovratensioni.

L'ampiezza di queste sovratensioni in una sottostazione dipende da vari fattori, quali il numero delle linee aeree connesse e le loro prestazioni rispetto alle fulminazioni, l'estensione della sottostazione e il valore di tensione istantaneo che si ha quando si verifica la scarica. Generalmente la tensione risultante sarebbe comunque troppo elevata in assenza di protezioni e nella maggior parte dei casi vengono allora installati scaricatori di sovratensione, che giocano dunque un ruolo fondamentale nella determinazione di questi valori di picco. Casi particolari in cui non è necessario uno scaricatore sono quelli in cui molte linee (e in particolare cavi) sono connesse alla sottostazione: in questo caso si ha infatti un effetto di autoprotezione, dovuto alla bassa impedenza d'onda dei cavi, la quale può ridurre le ampiezze delle sovratensioni da fulmine a valori sufficientemente bassi.

L'analisi del comportamento al fulmine è complessa per la grande dispersione statistica dei fenomeni, sia in termini di magnitudine e caratteristiche, che di frequenza di apparizione. La norma fornisce dei metodi che, attraverso opportune semplificazioni, permettono di determinare la tensione di tenuta necessaria. Nel Capitolo 3 è esposto il cosiddetto metodo statistico semplificato, che è stato usato per il presente lavoro.

1.5 Tensione di tenuta di coordinamento

I materiali isolanti sottoposti a una sollecitazione elettrica sufficientemente elevata subiscono un processo di scarica. La resistività lungo un percorso interno al materiale passa, quindi, da un valore elevato a un valore paragonabile a quello dei conduttori, provocando un aumento importante della corrente attraverso il materiale isolante e il malfunzionamento dell'apparecchiatura, portando in alcuni casi alla sua distruzione. La tenuta dielettrica di questi materiali consiste nella capacità di sopportare sovratensioni senza incorrere in una scarica ed è quantificata da un livello di tensione al quale si ha una certa probabilità di incorrere o meno in una scarica.

Convenzionalmente, per isolanti autoripristinanti, la tensione di tenuta è definita come quel livello di tensione per il quale si ha una probabilità del 90% di non incorrere in scarica. Per i materiali non autoripristinanti la tensione di tenuta viene definita come il massimo livello di tensione per il quale si ha una probabilità del 100% di non incorrere in una scarica.

La tenuta dielettrica dell'isolamento dipende da molti fattori, tra cui:

- L'ampiezza, la forma, la durata e la polarità della tensione applicata;
- La distribuzione del campo elettrico nell'isolante;
- Il tipo d'isolamento, le impurità e le eventuali anisotropie in esso;
- Le condizioni fisiche del materiale (temperatura, pressione, sollecitazioni meccaniche);
- Le deformazioni dell'isolamento dovute a effetti chimici, gli effetti della superficie dei conduttori.

La determinazione delle tensioni di tenuta per il coordinamento consiste quindi nel determinare i più bassi valori delle tensioni di tenuta dell'isolamento che soddisfano i criteri di prestazione, quando questi isolamenti sono sottoposti alle sovratensioni rappresentative nelle condizioni di servizio.

Per operare le scelte riguardanti il coordinamento dell'isolamento è quindi necessario stabilire per le apparecchiature un criterio di prestazione. Questo è definito nella IEC 60071-2 come Ra, tasso di guasto ammissibile, fornito in numero di guasti per anno. I tassi di guasto comunemente usati sono tra 0,001/anno e 0,004/anno per le apparecchiature, a seconda della rapidità di riparazione. I tassi di guasto ammissibili per le sovratensioni di manovra sono compresi tra 0,01 e 0,001 per manovra.

Come anticipato, vi sono due metodi principali per la determinazione di queste tensioni, a seconda che si disponga o meno di informazioni statistiche provenienti da prove sulle apparecchiature in esercizio. Nel primo caso si parla di metodo statistico, nel secondo di metodo deterministico. La normativa fornisce le procedure per entrambi i metodi.

1.6 Tensione di tenuta specificata

Le condizioni di installazione e servizio in cui si trovano ad operare le apparecchiature sono diverse da quelle normalizzate, definite dalla IEC 60060-1, a cui è svolta la prova (Le condizioni atmosferiche di riferimento normalizzate sono $T=20\text{ °C}$, $p=101,3\text{ kPa}$, umidità assoluta $h=11\text{ g/m}^3$). Al fine di tenere conto di tali differenze ambientali, la norma introduce la tensione di tenuta specificata, calcolata moltiplicando la tensione di tenuta normalizzata per due fattori correttivi. Un fattore che tenga conto delle differenti condizioni atmosferiche rispetto alle condizioni di prova ed un fattore, detto di sicurezza, che tiene conto di varie condizioni che possono influenzare l'isolamento nelle condizioni reali di esercizio. Più nello specifico:

- Correzione atmosferica K_a , fattore che deve essere applicato per tenere in considerazione che gli isolamenti esterni risentono delle condizioni atmosferiche. I valori che può assumere questo fattore sono assegnati secondo regole descritte nella IEC 60060-1, che prendono in conto misurazioni eseguite fino a 2000 m di altitudine. Gli effetti di temperatura e umidità sugli isolamenti sono comparabili e di segno opposto, per cui si è deciso di considerare, ai fini del coordinamento dell'isolamento, il solo effetto della pressione (che è legata all'altitudine). Il fattore di correzione da applicare alle tensioni di tenuta ai vari tipi di sollecitazioni è definito secondo la formula:

$$K_a = e^{m\left(\frac{h}{8150}\right)} \quad (1.14)$$

Dove h è l'altitudine in metri sul livello del mare e m un fattore legato al tipo di tensione preso in considerazione.

- Correzione di sicurezza K_s , fattore avente la finalità di tenere conto di parametri diversi, quali ad esempio le differenze nel montaggio degli apparecchi, la dispersione nella qualità del prodotto, la qualità dell'installazione e l'invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta. La determinazione esatta dell'effetto di ognuno di questi fattori è di fatto impossibile. La normativa suggerisce, nel caso non siano specificati dai comitati di prodotto competenti, dei valori standard pari a 1,15 per l'isolamento interno (non autoripristinante) e 1,05 per quello esterno (autoripristinante).

1.7 Valori normalizzati e conversioni

La norma IEC 60071-1 fornisce la tabella (riportata di seguito, Tabella 1.2) delle tensioni di tenuta normalizzate tra le quali scegliere i livelli di isolamento per le apparecchiature e le installazioni. Per le apparecchiature del campo I, si definiscono tensioni normalizzate la tensione di tenuta alle sovratensioni temporanee e la tensione di tenuta ad impulso atmosferico. La IEC 60071-2 fornisce dei criteri di conversione che permettono di esprimere attraverso queste tensioni normalizzate anche tensioni di tipo diverso, al fine di uniformare le prove cui le apparecchiature devono essere sottoposte.

Tra i livelli normalizzati riportati è necessario selezionare per ogni apparecchiatura quello immediatamente superiore alla tensione di tenuta necessaria risultante dal processo sin qui descritto. Per apparecchiature protette da scaricatori sono generalmente sufficienti i primi livelli tra quelli propri di ogni livello di tensione mentre per apparecchiature non protette da scaricatori il livello più alto tra quelli contemplati è generalmente necessario.

Si noti anche che la norma prevede che i livelli di isolamento per i due tipi di tenuta sono connessi: un'apparecchiatura che avrà un alto livello di isolamento per uno tipo di sovratensioni avrà un corrispettivo livello di isolamento anche per l'altro.

Tabella 1. 2 – Table 2 IEC 60071-1:2019 – Standard insulation levels for range I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$)

| Highest voltage for equipment, U_m kV (RMS value) | Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (RMS value) | Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value) |
|--|--|--|
| 3,6 | | 20 |
| | | 40 |
| 7,2 | | 40 |
| | | 60 |
| 12 | | 60 |
| | | 75 |
| | | 95 |
| 17,5 ^a | | 75 |
| | | 95 |
| 24 | | 95 |
| | | 125 |
| | | 145 |
| 36 | | 145 |
| | | 170 |
| 52 ^a | 95 | 250 |
| 72,5 | 140 | 325 |
| 100 ^b | (150) | (380) |
| | 185 | 450 |
| 123 | (185) | (450) |
| | 230 | 550 |
| 145 | (185) | (450) |
| | 230 | 550 |
| | 275 | 650 |
| 170 ^a | (230) | (550) |
| | 275 | 650 |
| | 325 | 750 |
| 245 | (275) | (650) |
| | (325) | (750) |
| | 360 | 850 |
| | 395 | 950 |
| | 460 | 1 050 |
| NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed. | | |
| ^a These U_m are non-preferred values in IEC 60038 and therefore seldom used. These values should not be used for new systems to be constructed in future. | | |
| ^b This U_m value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards. | | |

1.8 Apparat di protezione

I dispositivi di protezione sono fondamentali nella determinazione delle sollecitazioni cui possono essere sottoposte le apparecchiature, in quanto quando correttamente calibrati e posizionati limitano l'entità delle sovratensioni sulle altre parti del sistema.

Le norme IEC prevedono dispositivi di protezione normalizzati di due tipologie:

- Scaricatori di sovratensione a resistenza non lineare con spinterometri;
- Scaricatori di sovratensione ad ossido metallico senza spinterometro.

Queste apparecchiature sono descritte nelle norme CEI EN IEC 60099-1 e 60099-4 e la procedura per la loro selezione è descritta nella CEI EN IEC 60099-5.

Nei sistemi ad alta tensione si sono affermati gli scaricatori ad ossido metallico, ai quali viene dedicato un approfondimento qui di seguito.

1.8.1 Scaricatori ad ossido metallico

Questo tipo di scaricatore (Figura 1.10) è costituito da resistori ad ossido metallico collegati tra loro in serie e/o parallelo. Tali resistori sono scelti per la loro particolare caratteristica tensione/corrente non lineare. Questa peculiarità li rende perfettamente adeguati a limitare le sovratensioni, in quanto nel normale funzionamento si comportano come isolanti, mentre al sopraggiungere di sovratensioni impulsive molto elevate costituiscono un percorso a bassa resistenza.

Le caratteristiche fondamentali, ai fini del coordinamento dell'isolamento, degli scaricatori ad ossido metallico sono:

- il livello di protezione agli impulsi atmosferici, corrispondente alla tensione residua massima alla corrente di scarica nominale;
- il livello di protezione contro gli impulsi di manovra, corrispondente alla tensione residua massima alla corrente di impulso di manovra specificata.

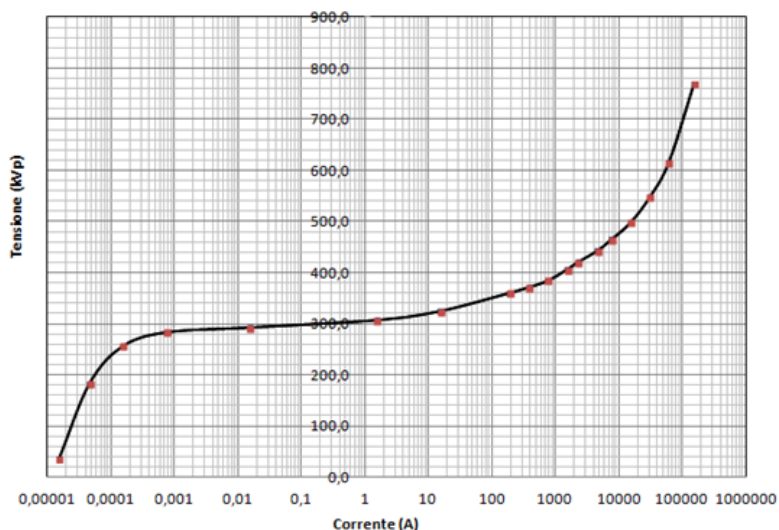


Figura 1. 10 - Sinistra: Esempio di scaricatore di sovratensioni - Destra: Esempio di curva di IV di uno scaricatore

1.9 Coefficienti di riflessione e di trasmissione

Quando un'onda di sovratensione raggiunge un punto di discontinuità per l'impedenza d'onda, ad esempio in corrispondenza del collegamento con un cavo o un nodo con più linee connesse, una parte della sovratensione si riflette indietro (la componente riflessa) ed un'altra parte prosegue sul nuovo collegamento (la componente trasmessa).

L'impedenza d'onda è una caratteristica intrinseca della linea e strettamente correlata ai parametri di induttanza e capacità per unità di lunghezza (rispettivamente l e c), calcolata mediante la formula:

$$Z = \sqrt{\frac{l}{c}} \quad (1.15)$$

Per spiegare i fenomeni di riflessione e trasmissione, consideriamo una giunzione in M tra due linee con impedenze d'onda Z_1 e Z_2 e lunghezza infinita, come rappresentato in Figura 1.11.

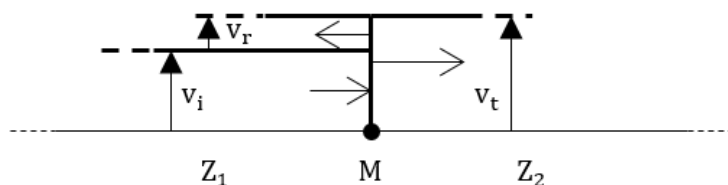


Figura 1. 11 - Fenomeno di riflessione e trasmissione dell'onda

L'onda incidente v_i viene in parte riflessa e in parte trasmessa, secondo la relazione:

$$v_i + v_r = v_t \quad (1.16)$$

dove v_r viene definita come onda riflessa e v_t come onda trasmessa.

Analogamente, una simile relazione varrà anche per le correnti associate:

$$i_i + i_r = i_t \quad (1.17)$$

Considerando il verso negativo della corrente i_r , risulterà:

$$\frac{v_i}{Z_1} - \frac{v_r}{Z_1} = \frac{v_t}{Z_2} \quad (1.18)$$

Dalle relazioni precedenti è possibile ricavare:

$$v_t = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} v_i \quad \text{e} \quad v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} v_i$$

ed i rispettivi coefficienti di trasmissione e riflessione:

$$\tau = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad \text{e} \quad \rho = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

correlati dalla seguente relazione:

$$1 + \rho = \tau \quad (1.19)$$

L'onda riflessa e l'onda trasmessa si propagheranno a partire da M in direzioni opposte, con velocità dettate dalle caratteristiche del mezzo di propagazione, come mostrato dalla formula:

$$a = \frac{1}{\sqrt{l \cdot c}} \quad (1.20)$$

dove a è la velocità di propagazione.

1.9.1 Diagrammi a graticcio

Nel caso di linee a lunghezza finita, si avvia un processo di riflessioni multiple innescate all'impatto in sequenza delle onde alle due estremità. Per risolvere una situazione così complessa anche senza l'ausilio di metodi automatici di calcolo, è possibile utilizzare il metodo dei diagrammi a graticcio (nome preso dalla forma dei diagrammi di calcolo). Il diagramma rappresenta nella relazione spazio-tempo l'evolversi dell'onda di tensione applicata in ingresso alla linea.

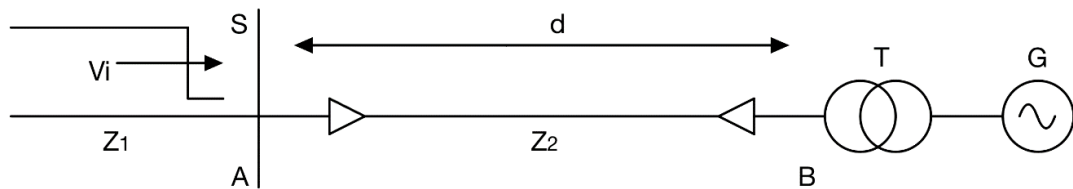


Figura 1. 12 - Propagazione delle sovratensioni in un collegamento linea aerea cavo

Un esempio può essere il caso tipico di una sovratensione in stazione con linea aerea e cavo, in cui la sovratensione arriva tramite una linea connessa alle sbarre e che si arrivi ad un trasformatore mediante un collegamento in cavo, come mostrato in Figura 1.12. Per ipotesi semplificativa supponiamo che la linea aerea sia molto più lunga della linea in cavo e che non vi siano altre linee connesse in parallelo.

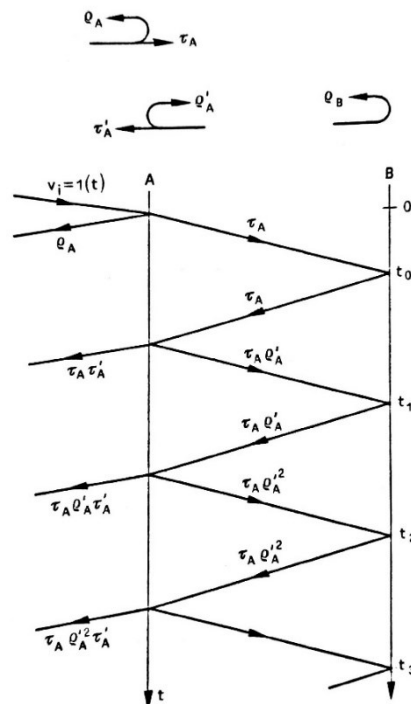


Figura 1. 13 - Esempio di diagramma a graticcio

I coefficienti di riflessione e trasmissione al punto A sono strettamente correlati alle impedenze d'onda delle linee aerea ed in cavo, come espresso precedentemente. In particolare τ_A e ρ_A sono legati al passaggio dell'onda dalla linea aerea a quella in cavo, mentre τ'_A e ρ'_A sono legati al passaggio dell'onda dalla linea in cavo a quella aerea (Figura 1.13). Al terminale B il cavo termina su un trasformatore che, comportandosi come una grossa induttanza, è comparabile ad un circuito aperto. I coefficienti di riflessione e trasmissione al punto B saranno quindi rispettivamente $\rho_B = 1$ e $\tau_B = 0$.

Il tempo impiegato dall'onda per percorrere la lunghezza del cavo è espresso dalla formula:

$$t_0 = \frac{d}{a} \quad (1.21)$$

dove d è la lunghezza del cavo ed a è la velocità di propagazione dell'onda nel cavo.

Supponendo un'onda a gradino di ampiezza 1 p.u. in ingresso alla linea aerea, al punto B si otterranno i riflessi riportati nella Tabella 1.3

Tabella 1. 3 – Ampiezza dei riflessi ottenuti al punto B

| Tempo | Ampiezza |
|-------|--------------------------|
| t_0 | τ_A |
| t_1 | $\tau_A \cdot \rho'_A$ |
| t_2 | $\tau_A \cdot \rho'^2_A$ |
| t_3 | $\tau_A \cdot \rho'^3_A$ |
| t_4 | $\tau_A \cdot \rho'^4_A$ |
| ... | ... |
| t_n | $\tau_A \cdot \rho'^n_A$ |

Sempre al punto B, l'andamento della tensione è del tipo indicato in Figura 1.14 ed esprimibile secondo la relazione seguente relativamente all'istante t_n :

$$V_B(t_n) = 2\tau_A \cdot (1 + \rho'_A + \rho'^2_A + \rho'^3_A + \dots + \rho'^n_A) \quad (1.22)$$

La relazione e quindi anche il diagramma mostrano come per tempi lunghi la tensione V_B tende a raggiungere il valore doppio della tensione incidente proveniente dalla linea. La tensione V_A presenta un andamento analogo a V_B con un anticipo temporale pari al tempo t_0 , ovvero il tempo impiegato dall'onda per transitare da un estremo e all'altro.

Entrambi gli estremi del cavo seguono mediamente la curva esponenziale

$$V = 2 \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) \quad (1.23)$$

dove la costante di tempo T è valutabile in buona approssimazione con la relazione

$$T = Z_1 \cdot C \quad (1.24)$$

essendo C la capacità complessiva della linea in cavo.

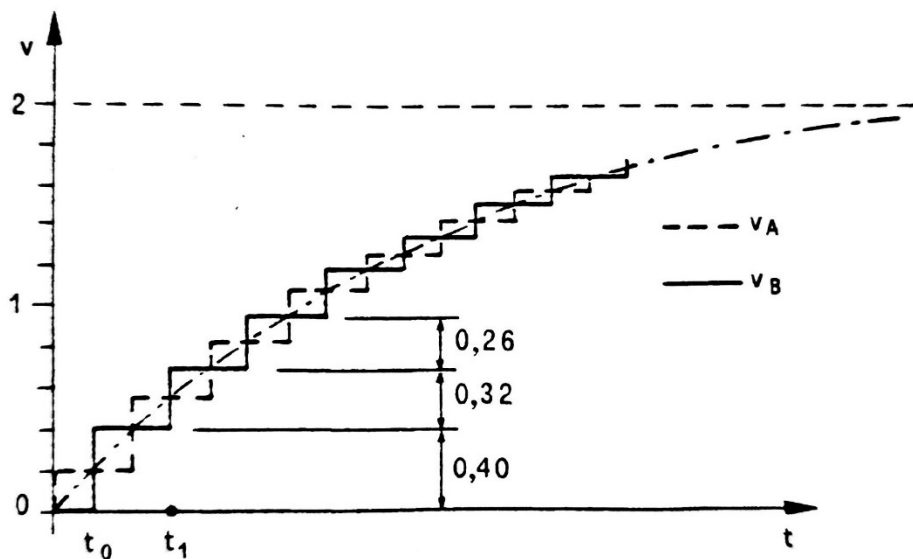


Figura 1. 14 - Andamento della tensione al punto B

Realisticamente può essere paragonato ad un circuito equivalente dove il cavo viene rappresentato da una capacità, la quale viene caricata tramite una resistenza pari all'impedenza di linea. Se non ci fosse la linea in cavo, il trasformatore raggiungerebbe subito il valore doppio della tensione incidente (il trasformatore si comporta come un circuito aperto, quindi rifletterebbe l'intera onda). Risulta quindi possibile affermare che la linea in cavo svolge una funzione di protezione per il trasformatore, dovuta al fatto che l'onda di tensione sale gradualmente, smorzando quindi notevolmente i fronti ripidi, notoriamente i più pericolosi per l'isolamento di macchina.

1.9.2 L'autoprotezione nelle linee in cavo

Gli impulsi atmosferici non sono rappresentabili realisticamente da un impulso a gradino, bensì hanno una forma d'onda a doppio esponenziale $1,2/50 \mu s$ con coda che assume un valore pari a metà del picco entro i $50 \mu s$. Risulta quindi intuibile come le onde riflesse non si sommino più su valori costanti nel tempo, bensì su valori che si smorzano. Tale effetto viene rappresentato nella Figura 1.15.

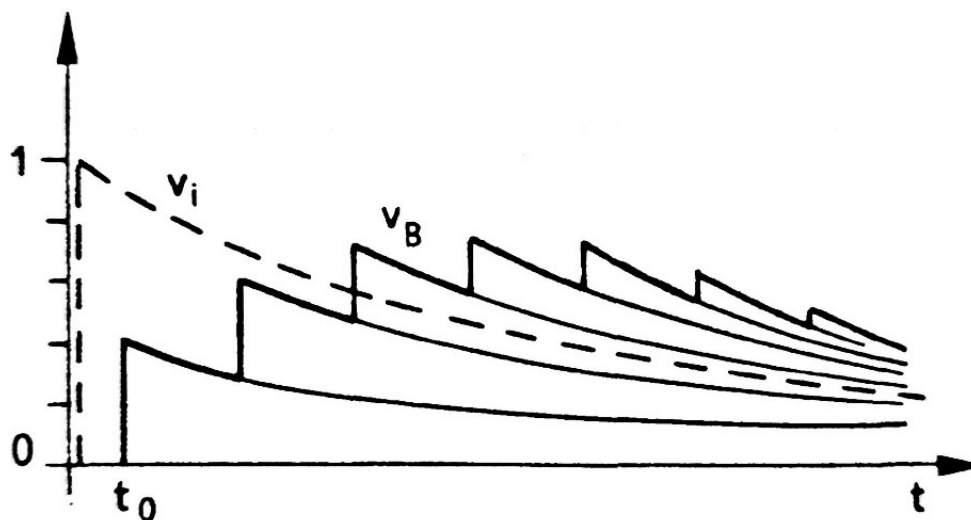


Figura 1. 15 - Sovrapposizione degli impulsi di tensione a gradino con coda decrescente

Da qui viene spontanea la deduzione: più la linea in cavo è lunga, minore è la base su cui si somma la riflessione successiva. Questo significa che vi sarà una determinata lunghezza della linea in cavo tale per cui la sovratensione massima sarà pari al picco della tensione incidente. Oltre tale lunghezza la sovratensione massima è addirittura inferiore a quella incidente.

Come dimostrato da [1], questo accade quando:

$$t_0 \geq 36 \cdot \frac{Z_2}{Z_1} \quad (1.25)$$

L'equazione (1.25) è valida fintantoché la (1.26) sia verificata.

$$\frac{Z_2}{Z_1} < 0,2 \quad (1.26)$$

Ricordando che il tempo di propagazione è stato definito nella (1.21), la disequazione (1.25) può essere riscritta esplicitando la lunghezza di autoprotezione [2]:

$$d = a \cdot 36 \frac{Z_2}{Z_1} \quad (1.25)$$

dove a rappresenta la velocità espressa in $m/\mu s$.

Quindi se la linea in cavo risulta maggiore della lunghezza di autoprotezione e si utilizzano mezzi di limitazione dell'ampiezza della sovratensione incidente, non è necessario adottare altri mezzi di protezione della linea in cavo. Se la lunghezza della linea in cavo dovesse essere inferiore alla lunghezza di autoprotezione, sarà necessario adottare scaricatori ad entrambi gli estremi.

2 Caso in esame: il BESS “Serre Tavazzano”

Il caso reale analizzato in questo elaborato è un sistema di accumulo di energia a batterie (da qui in avanti indicato come BESS – Battery Energy Storage System) denominato “Serre Tavazzano” e destinato ad essere installato nel Comune di Tavazzano con Villavesco, Provincia di Lodi, Regione Lombardia.

La tendenza di crescita degli ultimi anni del settore delle energie rinnovabili richiede l’integrazione con sistemi di regolazione costituiti da sistemi di stoccaggio dell’energia, fra i quali i BESS. Il sistema di immagazzinamento che si intende installare sarà in grado di scambiare energia con la rete consentendo il miglioramento della qualità del servizio elettrico e contribuendo alla stabilità di tensione e frequenza.

Inoltre, potrà fornire eventuali nuovi servizi specifici che potrebbero essere richiesti dall’operatore della rete di trasmissione nell’ambito dei progetti pilota sostenuti da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Si prevede di collegare il sistema BESS alla rete tramite un elettrodotto interrato che raggiunge la Sottostazione Elettrica Terna di Tavazzano posizionata entro il perimetro della vicina centrale termoelettrica di proprietà EP Produzione.

Va specificato che al momento della pubblicazione del presente elaborato, l’impianto si presenta ancora in fase di progettazione avanzata e costruzione, pertanto tutti i dati presentati sono da considerarsi come preliminari e potrebbero essere soggetti a variazioni.

2.1 Condizioni ambientali

Le caratteristiche ambientali nelle quali si trova la centrale caratterizzano vari aspetti della sua progettazione.

Le condizioni ambientali più rilevanti sono le seguenti:

- Temperatura dell’aria → valore medio 14,5°C, con variazione media oraria da +1,6°C a +30,6°C ($T_{amb} = 40^{\circ}\text{C}$)
- Umidità dell’aria → valore medio 72%, con variazione medie mensili da 60% a 84%
- Altitudine → +85,00 m s.l.m.
- Classe sismica → 3 (sismicità bassa)

L’altitudine è l’unico valore tra questi che risulterà utile nello studio del coordinamento dell’isolamento, in quanto risulta necessario al fine della determinazione del coefficiente altimetrico necessario per il calcolo delle tensioni di tenuta.

La classe sismica diventa rilevante invece nella realizzazione delle opere civili e meccaniche, al fine di progettare tali opere affinché possano resistere ai possibili sismi che possono verificarsi nell’area.

La temperatura dell’aria è rilevante nei dimensionamenti termici di tutte le apparecchiature presenti all’interno dell’impianto. L’umidità dell’aria, ad esempio, risulta rilevante nella progettazione delle linee aeree, in quanto la presenza di nebbia riduce la rigidità dielettrica dell’aria, modificando quindi le condizioni del materiale isolante, aumentando anche l’effetto corona. Inoltre, l’acqua sotto forma di umidità o condensa potrebbe depositarsi sulla superficie degli isolatori o penetrare all’interno se non presenti adeguate protezioni, con effetti deleteri sulla tenuta all’isolamento.

2.2 Dati di impianto

Il sistema BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all’immagazzinamento dell’energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione.

Il sistema si compone dei seguenti componenti principali:

- le batterie di accumulo, alloggiare in container rappresentano il componente del sistema che permette l'effettivo accumulo di energia per via elettrochimica;
- il sistema di conversione, detto in inglese Power Conversion System (abbreviato PCS) e necessario per la conversione di tensioni e correnti continue in alternate e viceversa mediante l'utilizzo di elettronica di potenza, in particolare tramite inverter;
- il quadro MT, detto in inglese Ring Main Unit (abbreviato RMU) racchiude al suo interno tutte le protezioni in media tensione necessarie per l'esercizio di una rete di distribuzione ad anello, data la configurazione "entra-esce";
- la sottostazione utente, necessaria per elevare la tensione MT al livello AT della rete elettrica nazionale;
- le linee in cavo, per consentire le interconnessioni all'interno del sistema e per connettere la SSE Utente con SSE Terna.

Il sistema BESS avrà una potenza complessiva di 50 MWac. Esso sarà realizzato in moduli mediante l'utilizzo di 14 blocchi da 3,72 MW, costituiti ciascuno da 4 container batterie da 3,72 MWh l'uno, due Power Conversion System (PCS), un quadro MT e un trasformatore MT/BT. Il sistema avrà durata 4 ore e quindi una capacità complessiva di 200MWh.

I container batterie, i PCS, il quadro RMU e il trasformatore BT/MT sono raccolti in piazzole. La dimensione di una piazzola, mostrata in pianta nella Figura 2.1 ed in prospettiva in Figura 2.2, è pari a circa 12,5x28 m. Nell'impianto sarà inoltre presente un ulteriore cabinato contenente la sala controllo e il trasformatore ausiliario.

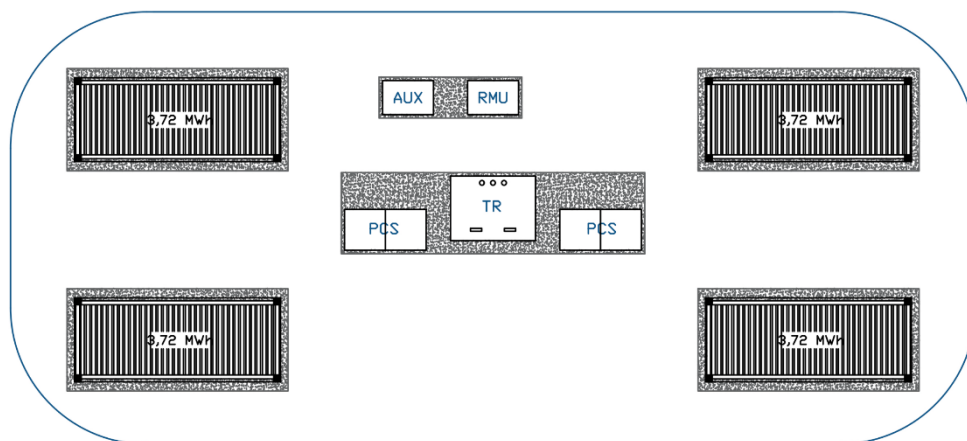


Figura 2. 2 - Disposizione dei container su di una piazzola

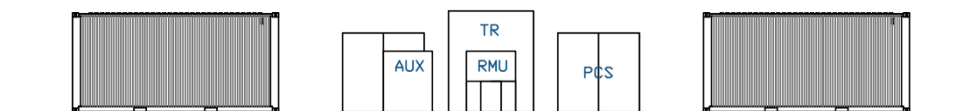


Figura 2. 1 – Prospetto container sulla piazzola

Il diagramma unifilare preliminare del sistema BESS è riportato nelle Figure 2.3 e 2.4. Il layout preliminare dell'impianto viene invece mostrato nella figura 2.5.

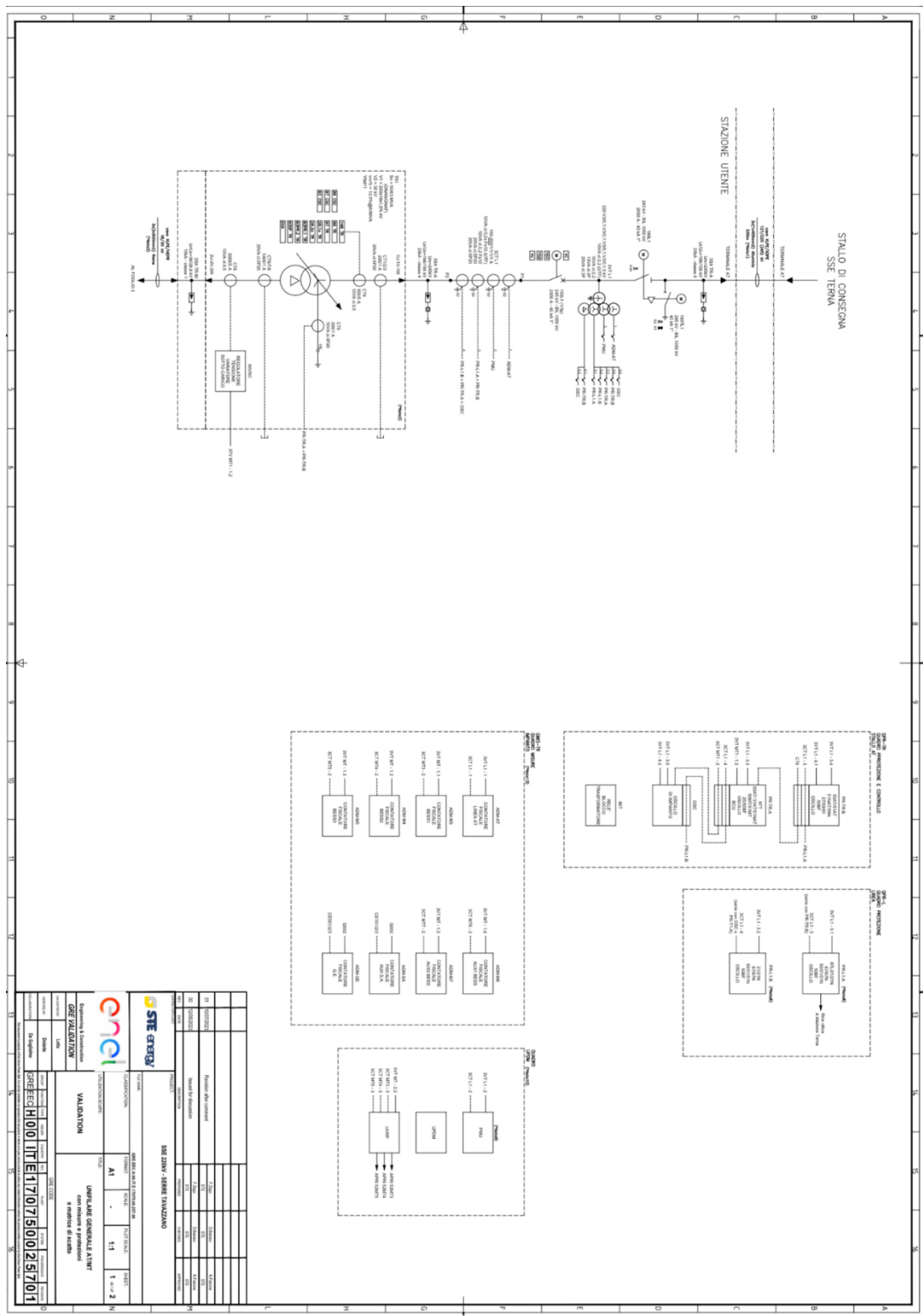


Figura 2. 3 - Schema unifilare preliminare della linea in cavo e della Sottostazione Elettrica Utente

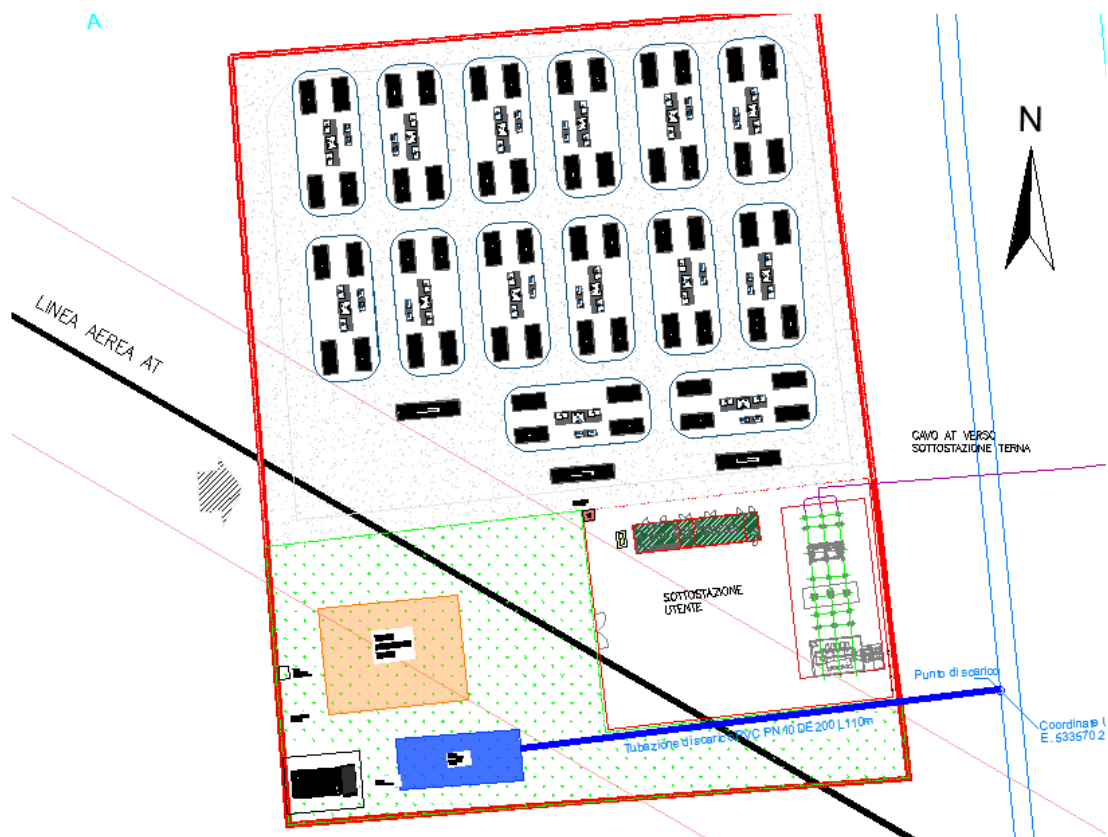


Figura 2.5 – Layout preliminare dell'impianto

2.2.1 Fasce di rispetto da linee aeree

L'area designata per l'installazione dell'impianto è attraversata da una linea aerea 220kV uscente dalla vicina sottostazione Terna.

In conformità a quanto indicato nelle note tecniche Terna e con riferimento al Testo Unico 327/01, le aree impegnate, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto che sono usualmente pari a circa:

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

Nel caso in esame si è quindi tenuta una fascia di 20m per parte, come visibile nel disegno di layout preliminare.

2.3 Batterie di accumulo

La tecnologia degli accumulatori è al Litio, ovvero basata su celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi, detti racks, in modo tale da conseguire i valori richiesti di energia, potenza, tensione e corrente. Degli esempi di questi componenti sono riportati nella Figura 2.6.

Ogni rack è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema di Battery Management System (BSM). I rack batterie sono installati all'interno di container contenenti anche i sistemi ausiliari quali ventilazione, condizionamento d'aria, rilevazione e spegnimento incendi.

Il sistema si compone di un totale di 56 container ognuno avente una capacità di 3,72 kWh. Questo permette al sistema di raggiungere una capacità totale di 200 kWh.



Figura 2. 6 - Sinistra in alto: esempio di celle al litio – Sinistra in basso: esempio di modulo batteria – Destra: esempio di rack batterie

2.4 Sistema di conversione e quadro MT

Il sistema di conversione (PCS - Power Conversion System) è basato su inverter elettronici bidirezionali che consentono la carica e la scarica delle batterie convertendo la corrente continua in alternata e scambiando energia attiva e reattiva con la rete elettrica. Tali inverter sono preassemblati in rack per facilitarne l'installazione. L'unico dato relativo agli inverter necessario per la stesura del presente elaborato di tesi è la potenza AC erogabile, pari a 3,72 MW. Per completezza vengono riportati nella Tabella 2.1 i principali dati di un PCS che soddisfa i requisiti del progetto.

Tabella 2. 1 - Esempio di datasheet di un inverter che soddisfa i requisiti di progetto

| | |
|--|------------------------------|
| Tensione DC massima in ingresso | 1500 V _{DC} |
| Range di tensione MPP ($\cos\phi = 1$) | 900 ÷ 1400 V _{DC} |
| Numero di MPPT | 1 |
| Massima corrente continua (40°C/20°C) | 4300 A / 4730 A |
| Tensione AC in uscita | 600 V _{AC} |
| Potenza AC in uscita (50°C/40°C/25°C) | 3750 kW / 4000kW / 4425 kW |
| Distorsione armonica della corrente (THDI) | < 3% alla potenza nominale |
| Fattore di potenza | > 0,99 alla potenza nominale |

Fanno parte del sistema di conversione anche i quadri elettrici MT/BT e i trasformatori che consentono l'elevazione della tensione dal livello BT dell'inverter (600V) al livello MT (30kV). I principali dati di targa dei trasformatori sono riportati in Tabella 2.2.

Tabella 2. 2 - Principali dati di targa dei trasformatori BT/MT

| | |
|---------------------------------|----------|
| Potenza nominale | 3,72 MVA |
| Gruppo | Dyn11 |
| Tensione nominale al primario | 30 kV |
| Tensione nominale al secondario | 0,6 kV |
| Tensione di corto circuito | 7 % |
| Corrente a vuoto | 3 % |

Nella Figura 2.7 sono riportati degli esempi di trasformatore BT/MT e di inverter.



Figura 2. 7 - Sinistra: esempio di un trasformatore BT/MT - Destra: esempio di un inverter

2.5 Sottostazione utente

Per il collegamento del sistema BESS alla rete Nazionale nel punto di connessione è necessario elevare la tensione MT al livello AT della rete elettrica nazionale, in questo caso 220kV. A tale scopo verrà utilizzato un trasformatore elevatore AT/MT, posizionato nella Sottostazione Utente entro il perimetro dell'area. In sottostazione saranno presenti anche tutti i dispositivi AT quali interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori e protezioni per consentire il sicuro esercizio dell'impianto, come mostrato nelle Figure 2.8 e 2.9.

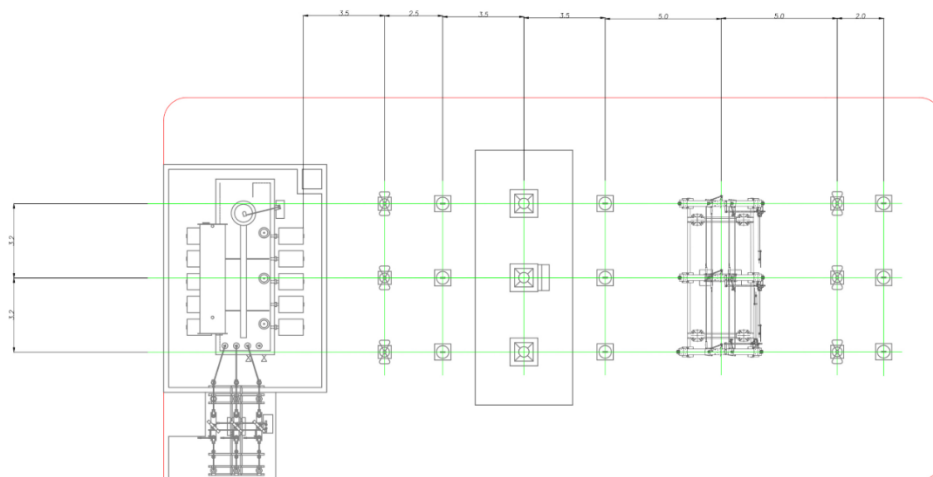


Figura 2. 8 - Stallo MT/AT Utente

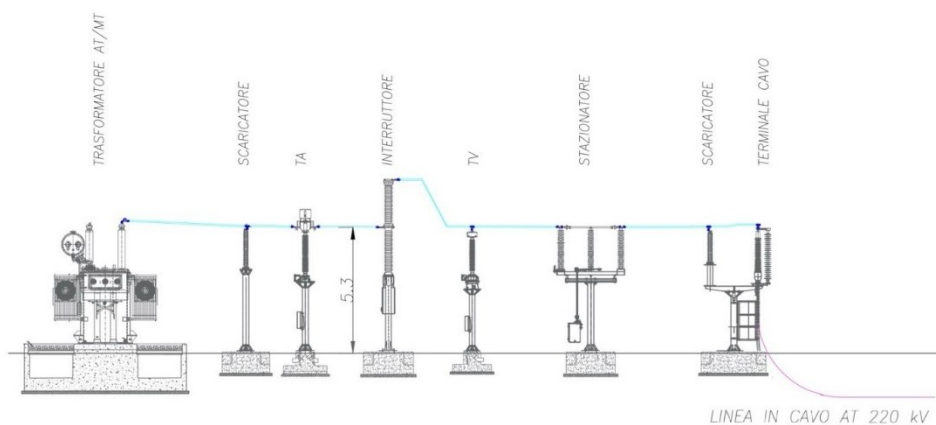


Figura 2. 9 - Stallo MT/AT Utente - Vista laterale

Il trasformatore è alloggiato su apposita vasca di contenimento interrata capace di contenere l'olio del trasformatore e che è collegata alla vasca di prima pioggia per il trattamento delle stesse prima del convogliamento alla vasca di invarianza idraulica.

2.5.1 Trasformatore MT/AT

Nella Sottostazione Utente è presente un trasformatore elevatore, che innalza la tensione da 30 kV ai 220 kV della rete elettrica nazionale a cui si interconnette. Il trasformatore è del tipo VSC (Variatore Sotto Carico), il che significa che è possibile variare il rapporto di trasformazione mentre il trasformatore è

in servizio. Il centro stella dell'avvolgimento AT è francamente a terra. Ulteriori caratteristiche tecniche del trasformatore sono riportate nella Tabella 2.3.

Tabella 2. 3 - Caratteristiche tecniche del trasformatore MT/AT

| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Potenza nominale | 50 MVA ONAN 63 MVA ONAF |
| Gruppo | YNd11 |
| Tensione nominale al primario | 220 kV |
| Tensione nominale al secondario | 30 kV |
| OLTC | 220 kV \pm 10 x 1,5% |
| Tensione di corto circuito | 12,5 % |
| Corrente nominale al primario | 147 A |
| Corrente nominale al secondario | 1077,8 A |
| Corrente a vuoto | 0,20% |
| Rendimento minimo garantito | 99,745 % |

Questo trasformatore rappresenta l'unico punto di collegamento tra il sistema in media tensione ed il sistema in alta tensione del quale si vuole esaminare l'isolamento. Per verificare che tale trasformatore soddisfi le caratteristiche minime che verranno determinate nell'analisi del coordinamento dell'isolamento risulta importante essere a conoscenza dei dati relativi all'isolamento degli avvolgimenti di media ed alta tensione, riportati nella Tabella 2.4.

Tabella 2. 4 - Caratteristiche dell'isolamento del trasformatore MT/AT

| | Avvolgimento AT | | Avvolgimento MT |
|--|-----------------|---------|-----------------|
| | Fasi | Neutro | Fasi |
| Massima tensione di esercizio continua (U_m) | 245 kV | 245 kV | 36 kV |
| Impulso di fulminazione (LI) | 1050 kV | 1050 kV | 170 kV |
| Impulso di fulminazione troncato (LIC) | 1155 kV | 1155 kV | 187 kV |
| Impulso di manovra (SI) | 850 kV | 850 kV | - |

L'impulso di fulminazione troncato (Lightning Impulse Chopped) è un impulso di fulminazione classico 1,2/50 μ s, come esposto nel Capitolo 1.4, con la differenza che la coda viene troncata ad un tempo che varia tra i 2 ed i 6 μ s dall'inizio dell'onda.

2.5.2 Scaricatori di tensione

Gli scaricatori di tensione sono di grande importanza nella limitazione delle sovratensioni e quindi nello studio di coordinamento dell'isolamento. Nel caso in questione sono presenti tre scaricatori AT ed uno scaricatore MT. Due scaricatori AT sono presenti nella Sottostazione Utente, come visto in Figura 2.9, mentre il terzo è presente nella Sottostazione Terna. Lo scaricatore MT è invece presente subito a valle dei morsetti lato MT del trasformatore elevatore MT/AT.

Nella Tabella 2.5 sono riportate le caratteristiche degli scaricatori AT.

Tabella 2. 5 - Caratteristiche tecniche degli scaricatori di tensione AT

| Tipologia | ZnO |
|--|--------|
| Tensione nominale (U_r) | 158 kV |
| Massima tensione di esercizio continua (U_m) | 198 kV |
| Sovratensioni temporanee TOV (1s) | 228 kV |
| Sovratensioni temporanee TOV (10s) | 214kV |
| Tensione residua agli impulsi di corrente | |
| 20 kA (1/20 μ s) | 537 kV |
| 5 kA (8/20 μ s) | 433 kV |
| 10 kA (8/20 μ s) | 455 kV |
| 20 kA (8/20 μ s) | 492 kV |
| 40 kA (8/20 μ s) | 537 kV |
| 0,5 kA (30/70 μ s) | 376 kV |
| 1 kA (30/70 μ s) | 387 kV |
| 2 kA (30/70 μ s) | 396 kV |
| 3 kA (30/70 μ s) | 405 kV |

Nella Tabella 2.6 sono riportate le caratteristiche degli scaricatori MT.

Tabella 2. 6 - Caratteristiche tecniche degli scaricatori di tensione MT

| Tipologia | ZnO |
|--|----------|
| Tensione nominale (U_r) | 39 kV |
| Massima tensione di esercizio continua (U_m) | 31,2 kV |
| Sovratensioni temporanee TOV (1s) | 42,9 kV |
| Sovratensioni temporanee TOV (10s) | 39,8 kV |
| Tensione residua agli impulsi di corrente | |
| 10 kA (1/20 μ s) | 122,6 kV |
| 5 kA (8/20 μ s) | 95,5 kV |
| 10 kA (8/20 μ s) | 103,7 kV |
| 20 kA (8/20 μ s) | 114,4 kV |
| 40 kA (8/20 μ s) | 131,7 kV |
| 0,5 kA (40/100 μ s) | 79,4 kV |
| 1 kA (40/100 μ s) | 82,2 kV |
| 2 kA (40/100 μ s) | 86,1 kV |
| 3 kA (40/100 μ s) | 88,9 kV |

2.6 Linea in cavo AT

La linea in cavo in alta tensione collega la Sottostazione Terna con la Sottostazione Utente ed ha lo scopo di collegare quest'ultima con la rete elettrica nazionale. La linea, di lunghezza pari a 540 metri, si compone di tre cavi unipolari con isolamento in polietilene reticolato XLPE. La posa è interrata in configurazione a trifoglio e gli schermi sono messi a terra in una sola delle due estremità, in particolare quella sul lato della Sottostazione Utente. Tale condizione di esercizio è comunemente definita come "single point bonding". I cavi utilizzati sono ARE4H1H5E FR 1x500RM/135 127/220 (245kV), le cui caratteristiche principali sono riportate nella Tabella 2.7.

Tabella 2. 7 - Caratteristiche tecniche dei cavi unipolari AT

| Caratteristiche fisiche | |
|---|---------------------|
| Tensione massima di funzionamento (U_m) | 245 kV |
| Sezione nominale conduttore | 500 mm ² |
| Materiale conduttore | Alluminio |
| Diametro conduttore | 25,8 ± 0,3 mm |
| Spessore nominale materiale semiconduttivo XLPE | 1,5 mm |
| Spessore nominale materiale isolante XLPE | 23,0 mm |
| Spessore nominale materiale semiconduttivo XLPE | 1,5 |
| Spessore del nastro rigonfiante semiconduttivo | 2 x ~0,35 mm |
| Sezione schermo metallico | 135 mm ² |
| Materiale schermo metallico | Rame |
| Tipologia schermo metallico | Fili e nastri |
| Spessore totale schermo metallico | 1,62 mm |
| Spessore del nastro rigonfiante semiconduttivo | 2 x ~0,35 mm |
| Spessore foglio di alluminio | 0,2 mm |
| Spessore guaina esterna | 4,0 mm |
| Diametro complessivo approssimativo | 92,2 mm |
| Caratteristiche elettriche | |
| Resistenza massima in DC del conduttore a 20°C | 0,0605 Ω/km |
| Resistenza massima in DC del conduttore a 90°C | 0,0788 Ω/km |
| Resistenza massima in DC dello schermo metallico a 20°C | 0,136 Ω/km |
| Resistenza massima in DC del foglio di alluminio a 20°C | 0,498 Ω/km |
| Induttanza (disposizione a trifoglio) | 0,444 mH/km |
| Induttanza (disposizione piana) | 0,629 mH/km |
| Reattanza induttiva (disposizione a trifoglio) | 0,140 Ω/km |
| Reattanza induttiva (disposizione piana) | 0,198 Ω/km |
| Capacità | 0,141 μF/km |
| Reattanza capacitiva | 22,63 kΩ/km |
| Reattanza alla sequenza zero | 0,088 Ω/km |

| | |
|--|-------|
| Ampacity (single point bonding – disposizione a trifoglio) | 582 A |
| Ampacity (single point bonding – disposizione piana) | 531 A |
| Ampacity (both end bonding – disposizione a trifoglio) | 621 A |
| Ampacity (both end bonding – disposizione piana) | 499 A |

Nella Figura 2.10 è possibile vedere la foto del cavo unipolare in questione.

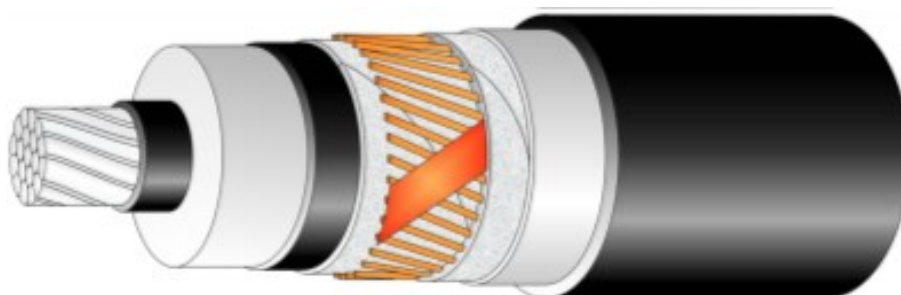


Figura 2. 10 – Sezione cavo unipolare ARE4H1H5E FR 1x500RM/135 127/220 (245kV)

2.7 Linea aerea

Per la corretta simulazione degli eventi di fulminazione sul sistema sarà necessario, come spiegato al Capitolo 4, conoscere le caratteristiche principali delle linee aeree connesse alla Sottostazione Terna. La geometria dei tralicci determina la disposizione geometrica delle corde e della fune di guardia, le quali influenzano la determinazione delle sovratensioni, nello specifico le sovratensioni da scarica atmosferica).

Non potendo disporre dei dati relativi alle specifiche linee aeree in questione, di seguito sono riportati i dati ipotizzati per le linee aeree ed utilizzati nelle simulazioni dinamiche.

Le dimensioni e geometrie del traliccio ipotizzato sono riportati nella Figura 2.11.

La disposizione geometrica dei conduttori della linea aerea viene riportata nella Tabella 2.8.

Tabella 2. 8 - Disposizione geometrica dei conduttori della linea aerea

| Conduttore | Altezza [m] | Distanza dall'asse [m] |
|--------------------|-------------|------------------------|
| Fune di guardia | 33,9 | 0 |
| Corda della fase 1 | 27,0 | -3,8 |
| Corda della fase 2 | 24,0 | 4,0 |
| Corda della fase 3 | 21,0 | -5,0 |

La lunghezza delle prime sette campate della linea aerea è stata ipotizzata pari a 300 metri, valore ottenuto facendo una media delle misurazioni effettuate tramite immagini satellitari delle campate della linea aerea connessa. La messa a terra dei tralicci è stata invece ipotizzata pari a 10 Ω per traliccio [3]

Le caratteristiche dei conduttori di fase ipotizzati sono riportati nella Tabella 2.9.

Tabella 2. 9 - Caratteristiche principali delle corde della linea aerea

| | |
|----------------------------------|-----------------------|
| Materiale | Alluminio |
| Diametro esterno | 36 mm |
| Sezione teorica | 766,5 mm ² |
| Resistenza DC a 20°C | 0,0468 Ω/km |
| Massima temperatura di esercizio | 75°C |

Le caratteristiche della fune di guardia sono riportati nella Tabella 2.10.

Tabella 2. 10 - Caratteristiche principali della fune di guardia della linea aerea

| | |
|----------------------------------|---------------------|
| Materiale | Alluminio |
| Diametro esterno | 14,5 mm |
| Sezione teorica | 125 mm ² |
| Resistenza DC a 20°C | 0,224 Ω/km |
| Massima temperatura di esercizio | 75°C |

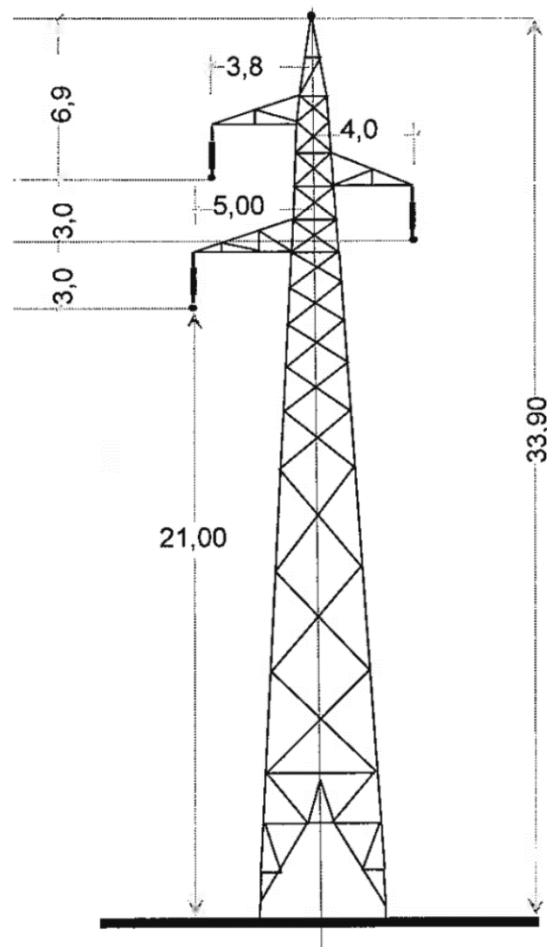


Figura 2. 11 - Caratteristiche geometriche linea aerea

3 Lo studio analitico secondo la normativa CEI EN IEC 60071

Lo studio analitico del coordinamento dell'isolamento proposto dalla norma IEC 60071-2 ed esposto nel capitolo 1 dell'elaborato, viene sviluppato nel presente capitolo applicandolo alle apparecchiature dell'impianto BESS Serre Tavazzano. Le procedure fornite dalla normativa consentono di ottenere dei risultati, talvolta conservativi, che utilizzando i dati disponibili sfruttino il metodo deterministico e quando possibile, alcuni aspetti del metodo statistico o, per usare i termini della norma, un metodo statistico semplificato. Quest'ultimo è utilizzato in particolare per la determinazione delle tensioni di tenuta a sovratensioni impulsive.

Lo studio analitico eseguito in questo capitolo è stato inoltre formalizzato attraverso la redazione di foglio di calcolo mediante l'utilizzo di Microsoft Excel. L'intento di questa formalizzazione è quello di fornire uno strumento per eseguire efficacemente studi di coordinamento dell'isolamento. Si è cercato quindi di coniugare alla specificità di alcuni aspetti un'impostazione quanto più possibile generalizzabile affinché possa servire il maggior numero di impianti.

Come esposto nel Capitolo 1, le sollecitazioni cui il sistema può essere sottoposto sono le seguenti:

- tensione massima nel normale esercizio
- sovratensioni temporanee (a frequenza industriale)
- sovratensioni impulsive a fronte lento (normalmente dovute a manovre interne al sistema)
- sovratensioni impulsive a fronte veloce (normalmente dovute a scariche di origine atmosferica)

Tali sollecitazioni vengono descritte dai seguenti parametri fondamentali: costanti di tempo e valore massimo raggiunto. Essendo le costanti di tempo prese pari a quelle normalizzate descritte al Capitolo 1.4 resta da definire il valore massimo che esse possono raggiungere.

La procedura di coordinamento dell'isolamento prevede quattro fasi principali, che possono essere identificate come segue:

- step 1: determinazione delle sovratensioni rappresentative (U_{rp} – representative voltage);
- step 2: determinazione delle sovratensioni di coordinamento (U_{cw} – co-ordination withstand voltage);
- step 3: determinazione delle tensioni di tenuta richieste (U_{rw} – required withstand voltage);
- step 4: determinazione delle tensioni di tenuta standard (U_w standard withstand voltage).

Queste fasi principali, con i relativi collegamenti, sono illustrate in alcuni esempi contenuti nell'Allegato G della norma IEC 60071-2.

Le sovratensioni rappresentative non sono, in senso stretto, le sovratensioni che si verificano nel sistema, ma sono sovratensioni che rappresentano lo stesso stress elettrico sulle apparecchiature delle sovratensioni reali. Pertanto, se la sovratensione reale presunta ha una forma diversa da quella del test, è possibile che la sovratensione rappresentativa debba essere modificata di conseguenza, in modo che i test verifichino realmente la resistenza dell'isolamento.

3.1 Step 1: determinazione delle sovratensioni rappresentative

3.1.1 Tensione massima nel normale esercizio

Per la procedura di coordinamento dell'isolamento, la tensione di riferimento più importante è la massima tensione operativa continua U_s . Per il sistema analizzato la tensione nominale è di 220 kV, mentre il valore di U_s è confermato a 245 kV (RMS, fase-fase). Il sistema, compresa la compensazione, è progettato per funzionare a questo limite o al di sotto. Ovviamente, le apparecchiature installate devono avere un U_m pari o superiore a U_s .

3.1.2 Sovratensioni temporanee

Si tratta di sovratensioni a frequenza prossima a quella industriale, che possono essere dovute a guasti, perdita di carico, operazioni di sincronizzazione (si tratta in questo caso di sovratensioni longitudinali), condizioni di risonanza o ferrorisonanza o combinazioni delle precedenti. Abitualmente solo le prime due cause vengono prese in considerazione, trattandosi le altre di sovratensione legate a condizioni particolari. Si è scelto anche qui di trascurare queste ultime per le seguenti motivazioni:

- condizioni di risonanza e ferrorisonanza: si producono generalmente quando vengono energizzati sistemi con importanti componenti capacitivi (linee, cavi, cavi con compensazione serie) e induttivi (trasformatori reattanze shunt) che presentano caratteristiche di magnetizzazione non lineari, sia a seguito di perdita di carico. Queste sovratensioni devono essere limitate tramite opportune resistenze di smorzamento oppure modificando la configurazione del sistema e quindi la frequenza di risonanza. Non vengono quindi generalmente considerate per la scelta degli scaricatori e nel dimensionamento degli scaricatori.
- Combinazioni delle precedenti: vanno applicate solamente se la probabilità di apparizione è sufficientemente alta e necessitano di studi di sistema approfonditi.

Le sovratensioni temporanee prese in considerazione nell'impianto BESS Serre Tavazzano sono quindi il guasto a terra e la perdita di carico.

3.1.2.1 Guasto a terra

Un guasto tra una fase e la terra può causare sovratensioni fase-terra sulle due fasi sane. Usualmente non si producono sovratensioni temporanee né tra fasi né su un isolamento longitudinale. Le sovratensioni da guasto a terra vengono determinate attraverso la definizione del fattore di guasto a terra K , descritta precedentemente e riportata nella norma IEC 60071-2. La norma fornisce inoltre dei valori massimi per il fattore di guasto a terra K che possono quindi venire assunti come valori conservativi. Essi sono:

- $K = 1,73$ per sistemi MT non efficacemente atterrati;
- $K = 1,4$ per sistemi AT efficacemente atterrati, quali i sistemi 110 kV;
- $K \leq 1,3$ per sistemi con tensione superiore o uguale a 220 kV.

Senza ulteriori studi è possibile, in primo luogo, assumere come conservativo un fattore di guasto a terra $K=1,3$ ottenendo quindi delle sovratensioni fase-terra pari a:

$$U_{ft} = 1,3 \cdot U_m \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 1,3 \cdot 245 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 184 \text{ kV} \quad (3.1)$$

Il valore di riferimento U_m è la tensione massima del sistema in funzionamento normale, pari a 245 kV.

Come affermato nel capitolo 1 il coefficiente di messa a terra è un valore che varia da punto a punto della rete. Nel caso specifico della sottostazione di Tavazzano con Villavescovo sarebbe possibile assumere un fattore di guasto a terra K inferiore osservando che tutte le apparecchiature sono relativamente vicine al punto di messa a terra, ovvero il centro stella del trasformatore elevatore. Questa osservazione ci permetterebbe di affermare che le sovratensioni temporanee da guasto a terra che si possono presentare sono molto ridotte (a discapito delle correnti di guasto). Essendo però la messa a terra strettamente collegata al trasformatore, si è deciso di mantenere il fattore di guasto $K=1,3$ per garantire sicurezza anche nel caso di guasto a terra con trasformatore fuori servizio.

3.1.2.2 Perdita di carico

Le sovratensioni temporanee dovute ad una perdita di carico dipendono dal carico disconnesso, dalla configurazione del sistema dopo la sconnessione e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione. La norma IEC 60071-2 fornisce valori di sovratensioni in p.u. applicabili a diversi sistemi al fine di ottenere una stima conservativa di tali sovratensioni. Nello specifico la norma fornisce un valore di sovratensione fase-terra pari a 1,2 p.u. nel caso di perdita completa del carico in sistemi di alimentazione di media estensione. In sistemi estesi, lo stesso evento può provocare sovratensioni fase-terra pari a 1,5 p.u.. È bene precisare che nei sistemi estesi la presenza dell'effetto Ferranti o di fenomeni di risonanza potrebbe aumentare ulteriormente tale valore.

La norma specifica che: *“...per sistemi di media estensione si intende sistemi con linee relativamente corte ed elevato valore della potenza di cortocircuito alle stazioni terminali, mentre per sistemi estesi sistemi aventi linee lunghe e bassa potenza di corto circuito.”*

La porzione di sistema elettrico che collega la sottostazione di Tavazzano con Villavescovo alla rete elettrica AT italiana ricade senz'altro nel primo caso, essendo la line in cavo non più lunga di 540 m. Per questo motivo otteniamo i seguenti valori di sovratensione:

$$U_{ft} = 1,2 \cdot U_m \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 1,2 \cdot 245 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 170 \text{ kV} \quad (3.2)$$

$$U_{ff} = 1,2 \cdot U_m = 1,2 \cdot 245 = 294 \text{ kV} \quad (3.3)$$

Si osservi che in questo caso tale fattore va applicato anche alla tensione fase-fase.

3.1.3 Sovratensioni a fronte lento

Vengono definite tali quelle sovratensioni impulsive caratterizzate da durate del fronte e della coda comprese tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi. Tipicamente sono di natura oscillatoria e dovute ai seguenti fenomeni:

- Chiusura e richiusura di una linea
- Guasti ed eliminazione di guasti
- Perdita di carico
- Interruzione di correnti capacitive o induttive
- Scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea

Anche in questo caso alcune delle cause sono limitate a dei casi particolari ed è stato possibile escluderle a priori dall'analisi dell'impianto di Tavazzano con Villavescovo per i seguenti motivi:

- Guasti ed eliminazione di guasti: nei sistemi del campo I, vanno prese in considerazione se il neutro è isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, mentre nel caso in esame il neutro è efficacemente a terra;

- Perdita di carico: sono rilevanti solo nei sistemi del campo II, in cui le sovratensioni dovute a energizzazione o richiusura non superano $2p.u.$, mentre il caso in esame rientra nei sistemi del campo I;
- Interruzione di correnti capacitive: possono essere importanti in casi particolari quali l'interruzione di correnti di spunto dei motori, manovre e funzionamento di forni ad arco, interruzione di correnti con fusibili, manovre di banchi di condensatori, etc. Non riguardano quindi il BESS Serre Tavazzano;
- Scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea: poiché il tempo all'emivalore delle correnti di fulmine supera raramente 200 ms, non si producono sovratensioni di elevata ampiezza e tempo alla cresta critico per l'isolamento. Le sovratensioni atmosferiche a fronte lento sono, dunque, di minore importanza nel coordinamento dell'isolamento e vengono generalmente trascurate.

3.1.3.1 Chiusura e richiusura di una linea

Le sovratensioni prodotte dalle manovre di chiusura e richiusura sulle linee trifase provocano sia sovratensioni fase-terra che sovratensioni fase-fase. Data la complessità del fenomeno vengono introdotte numerose semplificazioni nella valutazione di tali sovratensioni per le applicazioni pratiche che possono essere determinate attraverso studi di sistema.

La norma IEC 60071-2 fornisce valori di sovratensione in p.u. approssimati, sia per le sovratensioni fase-terra utilizzando la Figura 3.1, sia per le sovratensioni fase-fase attraverso la Figura 3.2. I valori trovati tramite tali figure sono i valori al 2% delle distribuzioni delle sovratensioni (u_{e2} e u_{p2}). Assumendo tali distribuzioni come distribuzioni di Weibull è possibile determinare, a partire da questi valori, i valori di troncatura ed assumere questi come sovratensioni rappresentative.

Nello specifico, la Figura 3.1 fornisce dei valori indicativi per le tensioni fase-terra dovute a operazioni di chiusura o richiusura trifase di una linea. Questi tengono conto dei fattori che più hanno influenza su di esse: la presenza o meno di resistore d'inserzione, il tipo di rete che alimenta il nodo da cui si esegue l'operazione e la quantità di compensazione parallela presente. La normativa suggerisce di prendere tali valori come un'indicazione, mentre per valutazioni più precise siano necessarie simulazioni numeriche.

Essendo questo non sempre possibile si è scelto di utilizzare tale metodo, e quindi tale figura, per ottenere i valori massimi raggiungibili, fornendo quindi un risultato conservativo. La Figura 3.1 va interpretata seguendo la legenda e selezionando tra le voci della legenda quelle corrispondenti al caso in esame e "seguendo" il ramo della struttura arborescente definito da tali scelte.

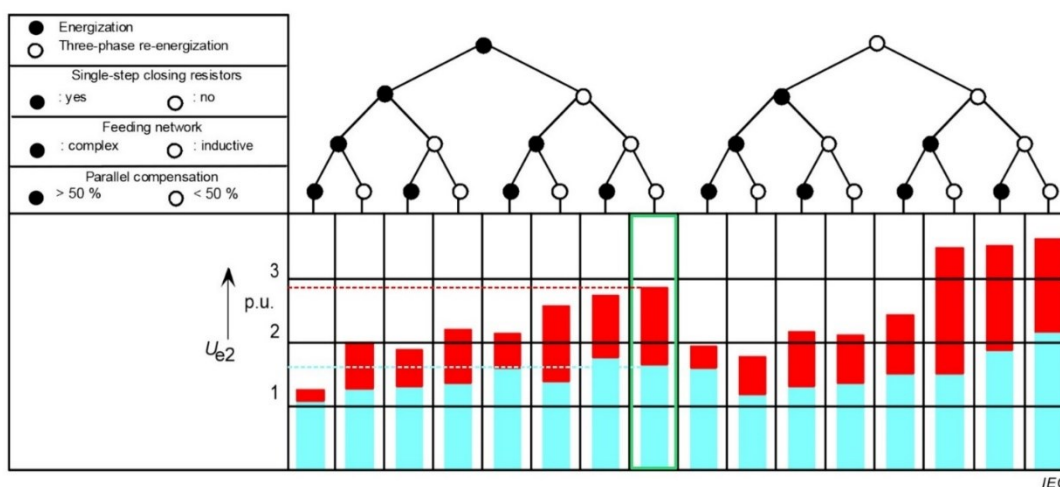


Figura 3.1 - Intervallo di sovratensioni a fronte lento del 2% sul lato ricevente dovute all'energizzazione ed alla rienergizzazione della linea

Nel caso del BESS di Tavazzano con Villavescovo sono stati considerati i seguenti rami: operazione di energizzazione, l'assenza di resistore di inserzione, un sistema di alimentazione induttivo e compensazione parallela <50%. Tali considerazioni portano a considerare la colonna evidenziata di verde, avente una sovratensione massima $u_{e2} = 2,9 \text{ p.u.}$. Tale valore vale solo per le apparecchiature ad ingresso linea, le quali saranno sottoposte alla sovratensione massima. Le altre apparecchiature saranno sottoposte a sovratensioni più contenute, per i quali si è individuato un valore $u_{e2} = 1,6 \text{ p.u.}$.

Le sovratensioni fase-terra ottenute sono:

- Per le apparecchiature ad ingresso linea:

$$U_{e2} = u_{e2} \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 2,9 \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 580 \text{ kVp} \quad (3.4)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{e2} = u_{e2} \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1,6 \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 320 \text{ kVp}$$

I valori di sovratensione fase-fase sono poi stati trovati utilizzando la Figura 3.2, la quale espone graficamente la correlazione tra le sovratensioni concatenate e le sovratensioni fase-terra. In particolare, presenta sull'asse delle ascisse i valori u_{e2} (p.u.) determinati precedentemente, mentre sulle ordinate il rapporto tra i valori 2% delle tensioni fase-fase e fase-terra. Il limite superiore di questo intervallo si applica alle sovratensioni di rienergizzazione trifase rapida, il limite inferiore alle sovratensioni di energizzazione trifase. Nel caso di energizzazione con u_{e2} superiore a 2,75 p.u., ovvero oltre la fine del limite inferiore, è possibile prendere come riferimento il limite superiore.

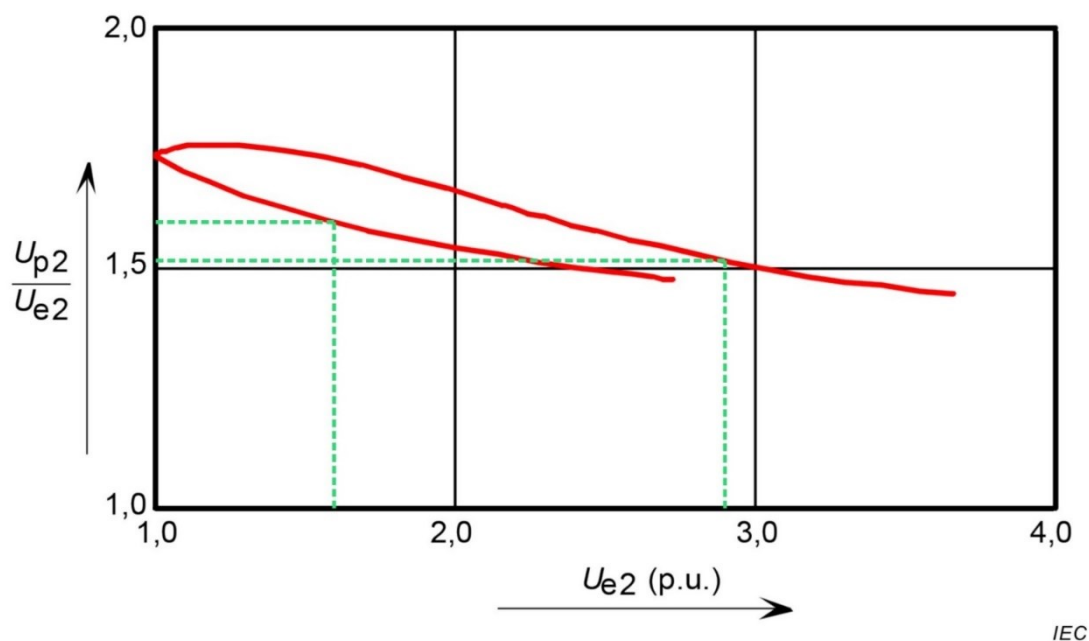


Figura 3.2 - Rapporto tra i valori del 2% delle sovratensioni a fronte lento fase-fase e fase-terra

Come evidenziato nella Figura 3.2 i rapporti ottenuti sono rispettivamente 1,52 per le apparecchiature ad ingresso linea e 1,6 per le altre apparecchiature. Moltiplicando tali rapporti per le corrispondenti u_{e2} è possibile ricavare le rispettive u_{p2} :

- Per le apparecchiature ad ingresso linea:

$$u_{p2} = 1,52 \cdot u_{e2} = 1,52 \cdot 2,9 = 4,408 \text{ p. u.} \quad (3.5)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$u_{p2} = 1,6 \cdot u_{e2} = 1,6 \cdot 1,6 = 2,56 \text{ p. u.}$$

Ottenendo quindi le seguenti sovratensioni fase-fase:

- Per le apparecchiature ad ingresso linea:

$$U_{p2} = u_{p2} \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 4,408 \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 882 \text{ kVp} \quad (3.6)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{p2} = u_{p2} \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 2,56 \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 512 \text{ kVp}$$

Il metodo del picco per caso per i sistemi del campo I, permette di calcolare i valori di troncatura mediante le seguenti relazioni:

$$u_{et} = 1,25 \cdot u_{e2} - 0,25 \quad (3.7)$$

$$u_{pt} = 1,25 \cdot u_{p2} - 0,43 \quad (3.8)$$

ed ottenendo quindi i seguenti risultati:

- Per le apparecchiature ad ingresso linea:

$$U_{et} = (1,25 \cdot u_{e2} - 0,25) \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \cdot 2,9 - 0,25) \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 675 \text{ kVp} \quad (3.9)$$

$$U_{pt} = (1,25 \cdot u_{p2} - 0,43) \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \cdot 4,408 - 0,43) \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1016 \text{ kVp} \quad (3.10)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{et} = (1,25 \cdot u_{e2} - 0,25) \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \cdot 1,6 - 0,25) \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 350 \text{ kVp}$$

$$U_{pt} = (1,25 \cdot u_{p2} - 0,43) \cdot U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \cdot 2,56 - 0,43) \cdot 245 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 554 \text{ kVp}$$

Per controllare le possibili forti sovratensioni derivanti dalla rialimentazione a distanza, all'ingresso della linea vengono installati degli scaricatori di sovratensione al biossido di metallo, aventi il seguente livello di protezione dagli impulsi di manovra:

$$U_{ps} = 405 \text{ kVp}$$

Con l'uso di scaricatori di sovratensione, le sovratensioni rappresentative del fronte lento possono essere date direttamente da U_{ps} (per le sovratensioni fase-terra) o $2 \cdot U_{ps}$ (per le sovratensioni fase-fase) se questi valori di protezione sono inferiori alle corrispondenti sollecitazioni massime di sovratensione del

fronte lento (valori U_{et} e U_{pt}). Tenendo conto quindi della presenza degli scaricatori si ottengono le seguenti sovratensioni di tenuta di coordinamento per sovratensioni a fronte lento:

- Per le apparecchiature ad ingresso linea:

$$U_{et} = U_{ps} = 405 \text{ kVp}$$

$$U_{pt} = 2 \cdot U_{ps} = 810 \text{ kVp}$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{et} = 350 \text{ kVp}$$

$$U_{pt} = 554 \text{ kVp}$$

3.1.4 Sovratensioni a fronte veloce

L'allegato G della norma propone un approccio statistico semplificato che permette di determinare, per le sovratensioni a fronte veloce, direttamente la sovratensione di coordinamento, evitando la necessità di calcolare la sovratensione rappresentativa. Avendo scelto di utilizzare tale metodo ed essendo il fulmine l'unica causa presa in considerazione per tali sovratensioni, non è stato necessario definire alcun valore di sovratensione rappresentativa.

Nella Tabella 3.1 vengono quindi riassunti i valori delle sovratensioni rappresentative ottenuti.

Tabella 3.1 - Valori delle sovratensioni rappresentative calcolati tramite normativa IEC 60071-2

| Step 1: Sovratensioni rappresentative | | | | | | |
|---------------------------------------|-----------------|-----------------------|---------|----------------|-----------------------|---------|
| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
| | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| Sovratensioni temporanee | 184 | | | 294 | | |
| Impulsi di manovra | 405 | 350 | | 810 | 554 | |
| Impulsi atmosferici | - | | | - | | |

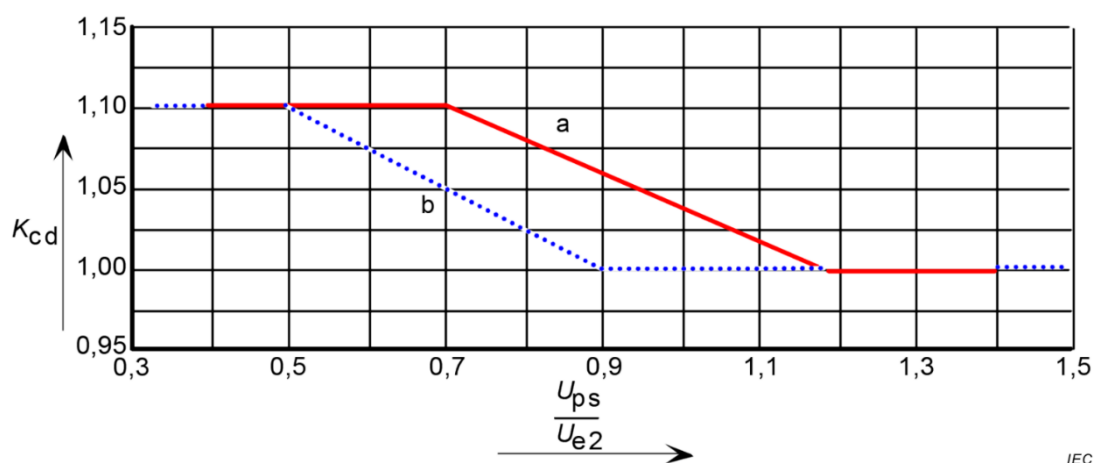
3.2 Step 2: determinazione delle sovratensioni di coordinamento

Le tensioni di tenuta, come detto, si ottengono a partire dalle sovratensioni rappresentative, applicandovi dei fattori che tengano conto delle incertezze relative ai valori di sovratensione e alla tenuta dei dielettrici delle apparecchiature.

Non disponendo di informazioni statistiche circa la frequenza con cui si presentano tali sovratensioni si è optato per il metodo deterministico, più conservativo. Questo consiste nel determinare la tensione massima alla quale l'apparecchiatura è sottoposta e quindi scegliere la tenuta dielettrica minima con un margine che terrà conto delle incertezze inerenti alla determinazione dei valori.

Il valore del fattore K_{cd} dipende dalla presenza o meno di scaricatori di sovratensione nell'impianto. Per le apparecchiature non protette da scaricatori, la sovratensione massima presunta è uguale al valore di troncatura (U_{et} o U_{pt}) e il fattore di coordinamento deterministico è $K_{cd} = 1$.

Per le apparecchiature protette da scaricatori, K_{cd} è determinato in funzione del rapporto tra il livello di protezione dello scaricatore a impulso di manovra U_{ps} e il valore 2% delle sovratensioni prevedibili fase-terra U_{e2} , mediante la Figura 3.3. Tale coefficiente serve per compensare il fatto che la presenza dello scaricatore distorce la distribuzione statistica di queste sovratensioni, creando un rigonfiamento significativo nella distribuzione di probabilità delle sovratensioni all'incirca al livello di protezione dello scaricatore. Pertanto, piccole incertezze relative alla caratteristica di protezione dello scaricatore o alla resistenza dell'apparecchiatura potrebbero portare a un aumento anomalo del tasso di guasto. Risulta quindi necessario un fattore $K_{cd} > 1$ per tutelarsi da tale effetto.



Legenda

a - fattore di coordinamento K_{cd} applicato al livello di protezione dello scaricatore per ottenere la tensione di resistenza di coordinamento fase-terra;

b - fattore di coordinamento K_{cd} applicato al doppio del livello di protezione dello scaricatore per ottenere la tensione di resistenza di coordinamento fase-fase.

Figura 3.3 - Valutazione del fattore di coordinamento deterministico K_{cd}

3.2.1 Sovratensioni temporanee

Per questa classe di sovratensioni, la tensione di tenuta del coordinamento è pari alla sovratensione temporanea rappresentativa. In altre parole, il fattore di coordinamento K_{cd} è pari a 1. Quindi le sovratensioni di coordinamento fase-terra e fase-fase risultano rispettivamente 184 kV e 294 kV.

3.2.2 Sovratensioni a fronte lento

Per ottenere i valori K_{cd} è necessario prima calcolare il rapporto U_{ps}/U_{e2} ed applicarli successivamente alla Figura 3.3. Qui di seguito sono riportati i dati ottenuti:

- Per le apparecchiature di ingresso linea:
 - fase-terra: $U_{ps}/U_{e2} = 405/580 = 0,698 \quad \rightarrow \quad K_{cd} = 1,10$
 - fase-fase: $(2 \cdot U_{ps})/U_{p2} = 810/882 = 0,918 \quad \rightarrow \quad K_{cd} = 1,00$
- Per tutte le altre apparecchiature:
 - fase-terra: $U_{ps}/U_{e2} = 405/320 = 1,266 \quad \rightarrow \quad K_{cd} = 1,00$
 - fase-fase: $(2 \cdot U_{ps})/U_{p2} = 810/512 = 1,582 \quad \rightarrow \quad K_{cd} = 1,00$

Le tensioni di tenuta di coordinamento risultano quindi essere:

- Per le apparecchiature di ingresso linea:

- fase-terra: $U_{cw} = K_{cd} \cdot U_{et} = 1,10 \cdot 405 = 446 \text{ kV}$
- fase-fase: $U_{cw} = K_{cd} \cdot U_{pt} = 1,00 \cdot 810 = 810 \text{ kV}$
- Per le altre apparecchiature:
 - fase-terra: $U_{cw} = K_{cd} \cdot U_{et} = 1,00 \cdot 350 = 350 \text{ kV}$
 - fase-fase: $U_{cw} = K_{cd} \cdot U_{pt} = 1,00 \cdot 554 = 554 \text{ kV}$

3.2.3 Sovratensioni a fronte veloce

Le sovratensioni che si generano in una sottostazione a causa di un'onda incidente di origine atmosferica variano in base alla presenza o meno di scaricatori a protezione della sottostazione. Se non sono presenti scaricatori la sovratensione massima sarà dovuta al valore di picco della tensione incidente. Al contrario, in presenza degli scaricatori, sarà la pendenza dell'onda incidente a determinare l'entità della sovratensione. Questa differenza è dovuta al fatto che, in presenza di scaricatori, il valore di picco della sovratensione non sarà mai trasmesso alla sottostazione ma si scaricherà sullo scaricatore stesso. Ciononostante, la tensione su una apparecchiatura a una certa distanza dallo scaricatore salirà tanto più in fretta tanto più elevata è la pendenza dell'onda incidente, prima che l'onda sia "tagliata" dall'intervento degli scaricatori.

La pendenza dell'onda incidente è limitata dall'effetto corona che quest'onda genera sulla linea. Tanto più lontano è il punto in cui il fulmine ha colpito la linea, tanto minore sarà la pendenza dell'onda incidente e conseguentemente tanto meno importanti saranno le sovratensioni che interesseranno le apparecchiature di sottostazione.

Risulta quindi di grande importanza allora stabilire quale sia la distanza limite oltre la quale il fulmine genererà un'onda che arrivata in stazione avrà una pendenza non in grado di generare sovratensioni pericolose.

I metodi per calcolare tale distanza limite in funzione della corrente di fulmine sia per eventi di "shielding penetration", cioè quando il fulmine colpisce un conduttore di fase, sia per eventi di "backflashover", ovvero nel caso in cui un fulmine, dopo aver colpito una fune di guardia, innesca una scarica tra di essa e un conduttore di fase.

L'allegato E della IEC 60071-2 fornisce un metodo "semplificato" che si basa sull'ipotesi che all'interno di una certa distanza limite tutte le scariche provocheranno una sovratensione maggiore a un livello presunto, mentre oltre questa distanza limite tutte le scariche, quale che sia la loro entità, non genereranno sovratensioni superiori a tale livello.

Partendo quindi dall'equazione per il calcolo delle sovratensioni:

$$U_{cw} = U_{pt} + 2 \cdot S \cdot t_s \quad (3.11)$$

dove

U_{rp} è l'ampiezza rappresentativa della sovratensione da fulmine (kV);

U_{pt} è il livello di protezione dagli impulsi di fulmine dello scaricatore (kV);

S è la pendenza della sovracorrente (kV/μs);

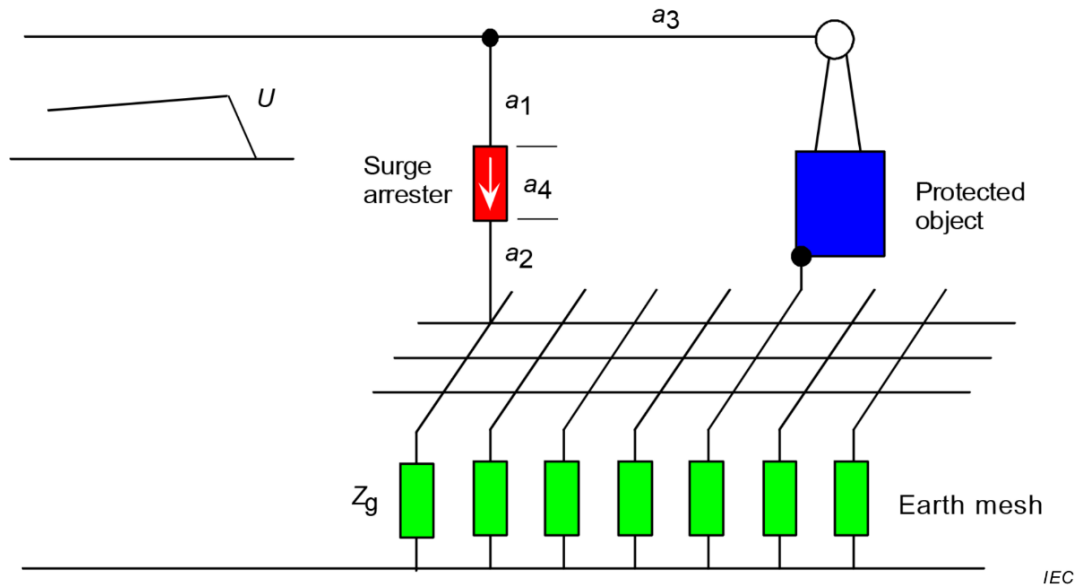
t_s è il tempo di percorrenza della sovratensione da fulmine, determinato come segue:

$$t_s = L/c$$

dove

c è la velocità della luce (300 m/μs);

L è la somma di a_1 , a_2 , a_3 e a_4 (distanza della Figura 3.4 [m]).



Legenda

a_1 lunghezza del cavo che collega lo scaricatore alla linea

a_2 lunghezza del conduttore che collega lo scaricatore a terra

a_3 lunghezza del conduttore di fase tra lo scaricatore e l'apparecchiatura protetta

a_4 lunghezza della parte attiva dello scaricatore di sovratensioni

Z_g impedenza di terra

Figura 3. 4 - Schema di collegamento dello scaricatore di sovratensione all'oggetto protetto

Sviluppando l'equazione (3.11) è possibile calcolare la sovratensione rappresentativa secondo la:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (3.12)$$

dove

A è un fattore che descrive le prestazioni antifulmine della linea aerea collegata alla stazione;

n è il numero minimo di linee collegate alla sottostazione ($n = 1$ o $n = 2$);

L_{sp} è la lunghezza della campata (m);

L_a è la sezione di linea aerea con tasso di interruzione pari al tasso di guasto accettabile, determinata come segue:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (3.13)$$

dove:

R_a è il tasso di guasto considerato accettabile per l'apparecchiatura (1/anno);

R_{km} è il tasso di guasto annuale della linea aerea per una progettazione che corrisponda al primo chilometro davanti alla stazione (1/100km/anni).

Si può subito osservare, grazie al termine n al denominatore, come una sottostazione dotata di molte linee entranti sia autoprotetta, sia cioè sufficiente una tensione di tenuta molto bassa. Ciò è dovuto al fatto che il parallelo di più linee presenterà un'impedenza d'onda molto bassa.

La stazione di Tavazzano con Villavesco presenta un sistema a doppia sbarra alimentato da 4 linee aeree. Viene specificato in normativa che il numero minimo di linee collegate alla sottostazione n può essere solamente pari ad 1 o a 2. Pertanto, verrà utilizzato quest'ultimo valore nel calcolo in questione.

Non avendo a disposizione i dati relativi alle linee elettriche aerea collegate alla sottostazione di partenza vengono ipotizzati e proposti i seguenti dati, presenti anche nell'allegato G della IEC 60071-2:

- La distanza massima di separazione per l'isolamento interno è di 30 m
- La distanza massima di separazione per l'isolamento esterno è di 60 m
- Le due linee a torre in acciaio collegate alla stazione sono caratterizzate come segue:
 - Presentano un fattore $A = 4500$
 - Presentano una campata $L_{sp} = 300$ m
- La prestazione antifulmine per queste linee è di un'interruzione ogni 100 km all'anno
- Il tasso di guasto accettabile per le apparecchiature da installare nella stazione di partenza è definito come 1 su 400 anni.

Utilizzando l'equazione (3.13) si ottiene:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} = \frac{100}{400} = 0,25 \text{ km}$$

Come esposto al Capitolo 2, gli scaricatori di sovratensione al biossido metallico installati all'ingresso della linea presentano il seguente livello di protezione dagli impulsi da fulminazione:

$$U_{pl} = 537 \text{ kVp}$$

Inserendo nell'equazione (3.12) i parametri esposti, si trova la tensione di tenuta del coordinamento:

- per l'isolamento interno:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 537 + \frac{4500}{2} \cdot \frac{30}{300 + 250} = 660 \text{ kV}$$

- per isolamento esterno:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 537 + \frac{4500}{2} \cdot \frac{60}{300 + 250} = 782 \text{ kV}$$

È bene ricordare che le sovratensioni frontali veloci agiscono allo stesso modo sugli isolamenti fase-fase e fase-terra.

Nella Tabella 3.2 vengono quindi riassunti i valori delle sovratensioni di coordinamento ottenuti.

Tabella 3. 2 - Valori delle sovratensioni rappresentative e di coordinamento calcolati tramite normativa IEC 60071-2

| Step 1: Sovratensioni rappresentative | | | | | | |
|--|-----------------|-----------------------|---------|----------------|-----------------------|---------|
| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
| | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| Sovratensioni temporanee | 184 | | | 294 | | |
| Impulsi di manovra | 405 | 350 | | 810 | 554 | |
| Impulsi atmosferici | - | | | - | | |
| Step 2: Sovratensioni di coordinamento | | | | | | |
| Sovratensioni temporanee | 184 | | | 294 | | |
| Impulsi di manovra | 446 | 350 | | 810 | 554 | |
| Impulsi atmosferici | 782 | | 660 | 782 | | 660 |

3.3 Step 3: determinazione delle tensioni di tenuta richieste

Le tensioni di tenuta richieste si ottengono applicando alle tensioni di tenuta di coordinamento due fattori di correzione: il fattore K_a , che tiene conto dell'altitudine dell'impianto, ed il fattore di sicurezza K_s . Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate.

Il fattore di sicurezza K_s permette di tenere conto di:

- Differenze nel montaggio degli apparecchi;
- Dispersione nella qualità del prodotto;
- Qualità dell'installazione;
- Invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta;
- Altri fattori sconosciuti.

Se non specificato altrimenti dai comitati di prodotto, è consigliato applicare i seguenti fattori di sicurezza:

- $K_s = 1,05$ per l'isolamento esterno;
- $K_s = 1,15$ per l'isolamento interno.

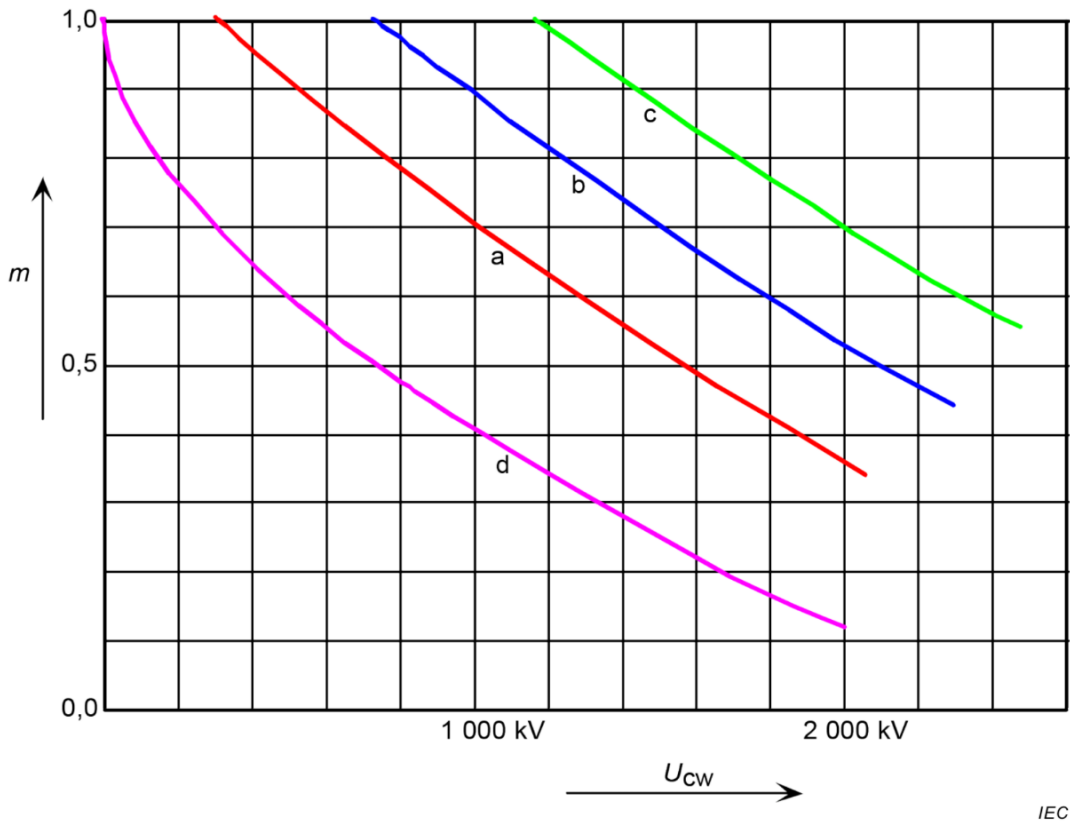
Il fattore di correzione K_a , basato sulla variazione della pressione atmosferica in funzione dell'altitudine, definita nella IEC 60071-2, è determinato per ogni tensione di tenuta (temporanea, fronte lento, fronte veloce) e viene moltiplicato a esse per ottenere le tensioni di tenuta specificate. Esso va comunque preso in considerazione **solo per gli isolamenti esterni**, potendo considerare che le proprietà degli isolamenti interni non siano influenzate dalle condizioni atmosferiche dell'aria.

Il fattore di correzione atmosferica viene calcolato come:

$$K_a = e^{m \frac{H}{8150}} \quad (3.14)$$

dove H è l'altitudine sul livello del mare in metri, mentre m varia in base alla sovratensione considerata. In particolare, viene definito $m = 1$ per la tensione di tenuta di coordinamento alle sovratensioni temporanee delle distanze in aria e degli isolatori puliti. Nel caso di isolatori contaminati, si può prendere $m = 0,5$ per gli isolatori normali e $0,8$ per gli isolatori antinquinamento.

Anche nel caso della tensione di tenuta di coordinamento agli impulsi atmosferici viene definito $m = 1$, mentre per le tensioni di tenuta di coordinamento agli impulsi di manovra è possibile determinare il valore di m attraverso la Figura 3.5.



Legenda

- a* – isolamento fase-terra
- b* – isolamento longitudinale
- c* – isolamento fase-fase
- d* – distanza tra le sbarre (distanza di riferimento)

Figura 3.5 - Dipendenza dell'esponente m dalla tensione di tenuta di coordinamento all'impulso di manovra

In accordo con la Figura 3.5 vengono quindi ricavati i seguenti valori:

- Per gli isolamenti fase-terra (con isolamento esterno):
 - Ingresso linea: $U_{cw} = 446 \text{ kV}$ → $m = 0,94$
 - Altre apparecchiature: $U_{cw} = 350 \text{ kV}$ → $m = 0,98$

- Per gli isolamenti fase-fase (con isolamento esterno):
 - Ingresso linea: $U_{cw} = 810 \text{ kV}$ → $m = 1,00$
 - Altre apparecchiature: $U_{cw} = 554 \text{ kV}$ → $m = 1,00$

L'altitudine di installazione delle apparecchiature a Tavazzano con Villavesco corrisponde a $H = 85\text{m}$. Mediante l'equazione (3.14) è possibile quindi ricavare i seguenti coefficienti di altitudine:

- Per tensioni di tenuta alla frequenza industriale

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} = e^{1 \cdot \frac{85}{8150}} = 1,0105$$

- Per tensioni di tenuta all'impulso di manovra

- Fase-terra (ingresso linea)

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} = e^{0,94 \cdot \frac{85}{8150}} = 1,0099$$

- Fase-terra (altre apparecchiature)

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} = e^{0,98 \cdot \frac{85}{8150}} = 1,0103$$

- Fase-fase

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} = e^{1 \cdot \frac{85}{8150}} = 1,0105$$

- Per tensioni di tenuta all'impulso di fulminazione

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} = e^{1 \cdot \frac{85}{8150}} = 1,0105$$

Applicando quindi l'equazione (3.15) per gli isolamenti esterni

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = U_{cw} \cdot K_a \cdot 1,05 \quad (3.15)$$

e l'equazione (3.16) per gli isolamenti interni

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = U_{cw} \cdot 1,15 \quad (3.16)$$

è possibile ottenere le tensioni di tenuta richieste:

- Per le sovratensioni temporanee a frequenza industriale

- Fase-terra

- Apparecchiature con isolamento esterno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 184 \cdot 1,0105 \cdot 1,05 = 195 \text{ kV}$$

- Apparecchiature con isolamento interno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = 184 \cdot 1,15 = 212 \text{ kV}$$

- Fase-fase

- Apparecchiature con isolamento esterno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 294 \cdot 1,0105 \cdot 1,05 = 312 \text{ kV}$$

- Apparecchiature con isolamento interno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = 294 \cdot 1,15 = 338 \text{ kV}$$

- Per le sovratensioni dovute agli impulsi di manovra
 - Fase-terra
 - Apparecchiature in ingresso linea

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 446 \cdot 1,0099 \cdot 1,05 = 473 \text{ kV}$$
 - Altre apparecchiature (isolamento esterno)

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 350 \cdot 1,0103 \cdot 1,05 = 371 \text{ kV}$$
 - Altre apparecchiature (isolamento interno)

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = 350 \cdot 1,15 = 403 \text{ kV}$$
 - Fase-fase
 - Apparecchiature in ingresso linea

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 810 \cdot 1,0105 \cdot 1,05 = 859 \text{ kV}$$
 - Altre apparecchiature (isolamento esterno)

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 554 \cdot 1,0105 \cdot 1,05 = 588 \text{ kV}$$
 - Altre apparecchiature (isolamento interno)

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = 554 \cdot 1,15 = 637 \text{ kV}$$

- Per le sovratensioni dovute agli impulsi di fulminazione
 - Fase-terra e fase-fase
 - Apparecchiature con isolamento esterno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s = 782 \cdot 1,0105 \cdot 1,05 = 830 \text{ kV}$$
 - Apparecchiature con isolamento interno

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s = 660 \cdot 1,15 = 759 \text{ kV}$$

Nella Tabella 3.3 vengono quindi riassunti i valori delle sovratensioni di tenuta ottenuti.

Tabella 3. 3 - Valori delle sovratensioni rappresentative, di coordinamento e di tenuta calcolati tramite normativa IEC 60071-2

| Step 1: Sovratensioni rappresentative | | | | | | |
|---|------------------------|------------------------------|----------------|-----------------------|------------------------------|----------------|
| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
| Posizione apparecchiatura | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| Sovratensioni temporanee | 184 | | | 294 | | |
| Impulsi di manovra | 405 | 350 | | 810 | 554 | |
| Impulsi atmosferici | - | | | - | | |
| Step 2: Sovratensioni di coordinamento | | | | | | |
| Sovratensioni temporanee | 184 | | | 294 | | |
| Impulsi di manovra | 446 | 350 | | 810 | 554 | |
| Impulsi atmosferici | 782 | | 660 | 782 | | 660 |
| Step 3: Sovratensioni di tenuta | | | | | | |
| Sovratensioni temporanee | 195 | | 212 | 312 | | 338 |
| Impulsi di manovra | 473 | 371 | 403 | 859 | 588 | 637 |
| Impulsi atmosferici | 830 | | 759 | 830 | | 759 |

3.4 Step 4: conversione in tensioni di tenuta normalizzate per il campo I

Nel campo I, il livello di isolamento è normalmente descritto da un insieme di due valori, come indicato nella Tabella 2 della norma IEC 60071-1:2006: una tensione di tenuta a breve durata a frequenza di potenza e una tensione di tenuta a impulso di fulmine.

Per un corretto dimensionamento, al fine di tener conto anche delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra, è necessario convertire i valori ottenuti fino ad ora in valori equivalenti. La Tabella 1 della norma IEC 60071-2:2018, di seguito riportata nella Figura 3.6, fornisce il fattore di conversione della prova da applicare alla tensione di tenuta richiesta per la sovratensione a fronte lento per ottenere una serie di valori equivalenti.

| Insulation | Short-duration power-frequency withstand voltage ^a | Lightning impulse withstand voltage |
|--|---|-------------------------------------|
| External insulation | | |
| – air clearances and clean insulators, dry: | | |
| • phase-to-earth | $0,6 + U_{rw} / 8\,500$ | $1,05 + U_{rw} / 6\,000$ |
| • phase-to-phase | $0,6 + U_{rw} / 12\,700$ | $1,05 + U_{rw} / 9\,000$ |
| – clean insulators, wet | 0,6 | 1,3 |
| Internal insulation | | |
| – GIS | 0,7 | 1,25 |
| – liquid-immersed insulation | 0,5 | 1,10 |
| – solid insulation | 0,5 | 1,00 |
| U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV. | | |
| ^a The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to RMS value. | | |

Figura 3.6 - Tabella 1 della norma CEI EN IEC 60071-2:2018-09 - Fattori di conversione per la classe I, per convertire il SIWV richiesto in SDWV e LIWV

La conversione delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra SIWV in tensioni di tenuta alla frequenza industriale SDWV risulta quindi:

- Fase-terra
 - Isolamento esterno (Ingresso linea)

$$SDWV = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 473 \cdot \left(0,6 + \frac{473}{8500}\right) = 310 \text{ kV}$$
 - Isolamento esterno (Altre apparecchiature)

$$SDWV = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 371 \cdot \left(0,6 + \frac{371}{8500}\right) = 239 \text{ kV}$$
 - Isolamento interno

$$SDWV = U_{rw} \cdot 0,5 = 403 \cdot 0,5 = 202 \text{ kV}$$
- Fase-fase
 - Isolamento esterno (Ingresso linea)

$$SDWV = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 859 \cdot \left(0,6 + \frac{859}{12700}\right) = 574 \text{ kV}$$

- Isolamento esterno (Altre apparecchiature)

$$SDWV = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 588 \cdot \left(0,6 + \frac{588}{12700}\right) = 380 \text{ kV}$$

- Isolamento interno

$$SDWV = U_{rw} \cdot 0,5 = 637 \cdot 0,5 = 319 \text{ kV}$$

La conversione delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra SIWV in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico LIWV risulta quindi:

- Fase-terra

- Isolamento esterno (Ingresso linea)

$$LIWV = U_{rw} \cdot 1,3 = 473 \cdot 1,3 = 615 \text{ kV}$$

- Isolamento esterno (Altre apparecchiature)

$$LIWV = U_{rw} \cdot 1,3 = 371 \cdot 1,3 = 482 \text{ kV}$$

- Isolamento interno

$$LIWV = U_{rw} \cdot 1,1 = 403 \cdot 1,1 = 443 \text{ kV}$$

- Fase-fase

- Isolamento esterno (Ingresso linea)

$$LIWV = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 859 \cdot \left(1,05 + \frac{859}{9000}\right) = 984 \text{ kV}$$

- Isolamento esterno (Altre apparecchiature)

$$LIWV = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 588 \cdot \left(1,05 + \frac{588}{9000}\right) = 656 \text{ kV}$$

- Isolamento interno

$$LIWV = U_{rw} \cdot 1,1 = 637 \cdot 1,1 = 701 \text{ kV}$$

Nella Tabella 3.4 vengono quindi riassunti i valori ricavati dalla conversione delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra (SIWV) in tensioni di tenuta alla frequenza industriale (SDWV) e in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico (LIWV).

Tabella 3. 4 - Valori delle SIWV convertiti in SDWV e LIWV

| Step 4: Conversione in tensioni di tenuta normalizzate per il campo I | | | | | | |
|---|-----------------|-----------------------|---------|----------------|-----------------------|---------|
| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
| | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| Impulsi di manovra SDWV | 310 | 239 | 202 | 574 | 380 | 319 |
| Impulsi di manovra LIWV | 615 | 482 | 443 | 984 | 656 | 701 |

3.5 Livelli di tenuta normalizzati

L'ultimo passo della procedura consiste nello scegliere i valori normalizzati (esposti nella Tabella 1.2) che soddisfino le tensioni di tenuta sin qui trovate. Come detto, il livello di tenuta delle apparecchiature del campo I viene rappresentato da due valori. Il primo valore rappresenta il livello di isolamento a frequenza industriale, che dovrà coprire le tensioni di tenuta alla frequenza industriale, ovvero le sovratensioni rappresentative temporanee. Il secondo valore è un livello di tenuta all'impulso atmosferico che deve coprire le tensioni di tenuta all'impulso atmosferico calcolate in precedenza. La normativa afferma che, per sistemi del campo I, la tensione di resistenza all'impulso di manovra richiesta è normalmente coperta da una prova standard di breve durata in frequenza di potenza oppure da una prova standard di impulso di fulmine. In questo caso è stato deciso di utilizzare i valori convertiti per una prova di impulso di fulmine (LIWV), in modo che i valori convertiti per tensioni di tenuta alla frequenza industriale (SDWV) non necessitino di ulteriore considerazione.

Nella Tabella 3.5 vengono quindi riassunti i valori più elevati che dovranno essere coperti dalle tensioni di tenuta normalizzate.

Tabella 3. 5 - Valori definitivi ottenuti dal calcolo analitico necessari per determinare le tensioni di tenuta normalizzate

| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
|--------------------------|-----------------|-----------------------|---------|----------------|-----------------------|---------|
| | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| Sovratensioni temporanee | 195 | | 212 | 312 | | 338 |
| Impulsi di manovra LIWV | 615 | 482 | 443 | 984 | 656 | 701 |
| Impulsi atmosferici | 830 | | 759 | 830 | | 759 |

I valori standardizzati ottenuti vengono quindi riportati nella Tabella 3.6.

Tabella 3. 6 - Tensioni di tenuta normalizzate scelte

| Descrizione | Fase-terra [kV] | | | Fase-fase [kV] | | |
|-------------|-----------------|-----------------------|---------|----------------|-----------------------|---------|
| | Ingresso linea | Altre apparecchiature | | Ingresso linea | Altre apparecchiature | |
| Isolamento | Esterno | Esterno | Interno | Esterno | Esterno | Interno |
| SDWV/LIWV | 360/850 | | | 460/1050 | 360/850 | |

Si noterà che, per l'isolamento esterno fase-terra, il valore specificato per la prova a frequenza industriale di breve durata (360 kV) è ben superiore al requisito minimo relativo alle sovratensioni temporanee (195 kV). Tuttavia, un valore di 360 kV corrisponde al livello di isolamento standard con il livello di resistenza ai fulmini richiesto di 850 kV.

Le apparecchiature che verranno installate nel lato AT della Sottostazione Utente dell'impianto BESS Serre Tavazzano sono tutte del tipo monofase, sia in ingresso linea sia non in ingresso linea. Pertanto, per tutte le apparecchiature e conseguentemente anche per la linea in cavo, sarebbe sufficiente un livello di isolamento 360/850 kV.

Dato però il grande impatto che potrebbe avere il possibile guasto di una linea in cavo AT interrata, sia dal punto di vista economico sia dal punto di vista operativo, è stato deciso in via cautelativa di utilizzare il più alto livello di isolamento disponibile, ovvero 460/1050 kV.

3.6 Determinazione delle distanze in aria

I livelli di isolamento determinati hanno quindi due applicazioni. La prima consta nel determinare i livelli di isolamento nominali necessari alle apparecchiature utilizzate. La seconda consta invece nella determinazione delle distanze in aria minime tra le parti in tensione e non e tra fasi, con lo scopo di ottenere la tenuta dell'isolamento autoripristinante costituito dall'aria.

La norma IEC 60071-1 fornisce, nell'allegato A, delle tabelle che correlano le distanze minime in aria con la tensione nominale standard di resistenza all'impulso di fulmine e con la tensione nominale standard di tenuta all'impulso di commutazione.

La distanza dell'aria fase-terra e fase-fase per la tensione nominale di resistenza all'impulso di fulmine è determinata dalla Tabella A.1 della normativa IEC 60071-1, riportata nel seguente elaborato in Tabella 3.7.

Viene specificato nella normativa 60071-1 come la tensione nominale di tenuta a breve durata di potenza-frequenza standard può essere ignorata quando il rapporto tra la tensione nominale di tenuta all'impulso di fulmine standard e la tensione nominale di tenuta a breve durata di potenza-frequenza standard è superiore a 1,7. È bene specificare subito come ogni rapporto tra la tensione nominale di tenuta all'impulso di fulmine standard e la tensione nominale di tenuta a breve durata di potenza-frequenza standard del caso in esame risulti superiore a 1,7. Risulta quindi solamente necessario determinare le distanze dell'aria fase-terra e fase-fase per la tensione nominale di resistenza all'impulso di fulmine.

Tali distanze risultano quindi pari a 2,1 m per le apparecchiature ad ingresso linea riguardanti le tensioni fase-fase, corrispondenti ad una tensione di tenuta ad impulso di fulmine standard di 1050 kV. Per qualsiasi altro isolamento esterno è richiesta una distanza minima tra fase e fase e tra fase e terra di 1,7 m.

La normativa ricorda come queste distanze si basano esclusivamente sui requisiti di coordinamento dell'isolamento e sono validi per le altitudini che sono state prese in considerazione nella determinazione delle tensioni di tenuta richieste.

Tabella 3. 7 - Tabella A1 della norma CEI EN IEC 60071-1:2020-02

| Standard rated lightning impulse withstand voltage [kV] | Minimum clearance [mm] | |
|---|------------------------|-----------------------|
| | Rod - structure | Conductor - structure |
| 20 | 60 | - |
| 40 | 60 | - |
| 60 | 90 | - |
| 75 | 120 | - |
| 95 | 160 | - |
| 125 | 220 | - |
| 145 | 270 | - |
| 170 | 320 | - |
| 200 | 380 | - |
| 250 | 480 | - |
| 325 | 630 | - |
| 380 | 750 | - |
| 450 | 900 | - |
| 550 | 110 | - |
| 650 | 1300 | - |
| 750 | 1500 | - |
| 850 | 1700 | 1600 |
| 950 | 1900 | 1700 |
| 1050 | 2100 | 1900 |
| 1175 | 2350 | 2200 |
| 1300 | 2600 | 2400 |
| 1425 | 2850 | 2600 |
| 1550 | 3100 | 2900 |
| 1675 | 3350 | 3100 |
| 1800 | 3600 | 3300 |
| 1950 | 3900 | 3600 |
| 2100 | 4200 | 3900 |
| 2250 | 4500 | 4150 |
| 2400 | 4800 | 4450 |
| 2550 | 5100 | 4700 |
| 2700 | 5400 | 5000 |

3.7 Sviluppo del software per il calcolo automatico

Il processo descritto finora è stato incorporato in un software di calcolo per consentirne l'applicazione automatica, sia per il caso specifico che per altri impianti ad alta tensione. Questo software, sviluppato utilizzando Microsoft Excel, è organizzato su diverse pagine, ciascuna con uno scopo specifico. La prima pagina è dedicata all'inserimento dei dati. Questa sezione consente di inserire tutti i dati necessari per ogni fase del processo analitico di coordinamento dell'isolamento. Qui vengono inclusi i dati ambientali e dell'impianto utilizzati in tutte le formule descritte nel presente capitolo. Queste formule sono successivamente implementate nel secondo foglio, quello dei Risultati. Quest'ultimo a partire dai dati inseriti, calcola automaticamente le sovratensioni rappresentative, le sovratensioni di coordinamento, le tensioni di tenuta richieste, le conversioni nei livelli di isolamento normalizzati e le distanze in aria relative a questi ultimi.

Vi sono infine delle ulteriori pagine focalizzate su aspetti particolari della procedura analitica, e il cui scopo è quello di fornire determinati parametri. Queste sono:

- *Calcolo di Ra e Rkm*: esso permette, inserendo tasso ceraunico e dati relativi alla linea aerea entrante, di calcolare il tasso di guasto annuale per una linea aerea per una progettazione di un km, così come definito nell'allegato F della norma CEI EN IEC 60071-2. Tale fattore, come visto al paragrafo 3.3.2 è fondamentale per il calcolo della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici;
- *Energizzazione e Richiusura*: permette un agevole utilizzo della Figura 1 della norma IEC 60071-2 (Figura 3.1) per il calcolo dei valori U_{e2} relativi alle sovratensioni a fronte lento per chiusura o richiusura di una linea. Implementa inoltre la Figura 2 della norma IEC 60071-2 (Figura 3.2) e ne calcola una linea di tendenza polinomiale, permettendo, per dati valori di U_{e2} di calcolare i rispettivi U_{p2} (si veda il paragrafo 3.1.2). In tal modo, rende disponibile direttamente il valore numerico di U_{p2} , altrimenti ottenibile solo in modo approssimativo dalla suddetta figura;
- *Fattore deterministico*: implementa la Figura 3.3, estrapolando da essa i parametri delle curve lineari a tratti corrispondenti ai fattori di coordinamento da applicare tra fase e terra e tra fasi. Così facendo, tale foglio restituisce direttamente i valori di K_{cd} , senza bisogno di ricorrere all'impreciso ausilio grafico;
- *Fattore Ka*: implementa la Figura 9 della norma IEC 60071-2 (Figura 3.5) relativa alla relazione tra l'esponente m e la tensione di tenuta di coordinamento per gli impulsi di manovra su apparecchiature protette da scaricatore. Dalla figura estrapola poi le funzioni polinomiali relative ai vari tipi di isolamento, permettendo l'utilizzo di tali funzioni per il calcolo diretto di K_a ;
- *Calcolo distanze da scaricatore*: riporta la Figura 3 dalla norma IEC 60071-2 (Figura 3.4);
- *Distanza superficiale*: riporta la Tabella 1 da norma;
- *Distanze in aria*: riporta da norma la relazione tra le tensioni normalizzate di tenuta all'impulso atmosferico e le distanze in aria minime;
- *Livelli normalizzati*: raccoglie i livelli normalizzati per il campo I, rendendo così possibile il confronto automatico tra i livelli di tenuta ottenuti dalla procedura e tali livelli normalizzati e la selezione dei più adatti da questi ultimi.

Va notato che questi fogli, oltre alle formule e definizioni necessarie, contengono anche una dettagliata descrizione di tutta la procedura. Questo è fatto per facilitare l'utilizzo del software in studi simili a quello presentato qui. Il foglio di calcolo Excel completo è riportato all'appendice A.

4 Il modello dinamico

Nel presente capitolo è esposta la realizzazione del modello dinamico del Battery Energy Storage System denominato “Serre Tavazzano” sito nel comune di Tavazzano con Villavescovo al fine di simulare gli eventi presi in considerazione nello studio analitico. Tali simulazioni permettono di verificare l’intensità delle sovratensioni che si possono verificare nel sistema in questione e possono eventualmente essere utilizzati per la determinazione delle sovratensioni. In particolare, i valori di sovratensione ottenuti dalle simulazioni possono sostituire quelli determinati allo step 2 della procedura analitica, ovvero le sovratensioni di coordinamento dell’isolamento (co-ordination withstand voltages - U_{cw}). I passaggi successivi risultano invece identici.

Il software utilizzato per sviluppare i modelli è DIGSILENT PowerFactory, uno tra i più completi software dedicati allo studio di reti elettriche. In questo capitolo verrà esposto nello specifico come eseguire lo studio di transitori elettromagnetici (EMT – ElectroMagnetic Transient).

Lo studio di sovratensioni risulta particolarmente delicato in quanto riguarda fenomeni molto diversi fra loro. La frequenza di queste sovratensioni spazia dalla tensione continua ai 50 MHz (VFTO, very fast transient overvoltage) e riguarda sia fenomeni elettromeccanici sia puramente elettromagnetici. Tanto maggiori sono le frequenze prese in considerazione, tanto più precisa dovrà essere la modellazione della rete, poiché entreranno in gioco fenomeni parassiti ed accoppiamenti capacitivi trascurabili a 50 Hz.

La modellazione di una rete deve essere tanto più precisa quanto più vicini siamo all’evento studiato. Al fine di un corretto studio dei fenomeni di fulminazione, nel caso di studio in esame è stato necessario modellare dettagliatamente la porzione di rete interessata dalle fulminazioni, ovvero il primo tratto della linea aerea e la linea in cavo ad essa collegata.

Il manuale tecnico del software DIGSILENT PowerFactory presenta accurate indicazioni riguardo alla modellazione dei componenti elettrici per lo studio di transitori elettromagnetici, utilizzate in questo elaborato per sviluppare il modello dinamico della porzione di rete AT interessata dal presente studio di coordinamento dell’isolamento.

4.1 Lo schema del modello dinamico

Lo schema del modello è stato rappresentato in due diversi schemi, rispettivamente le Figure 4.1 e 4.2. I due schemi risultano collegati tra loro in quanto il modello fisico è uno solo. La scelta di realizzare due schemi separati è dovuta semplicemente alla semplicità di rappresentazione ed utilizzo che ne deriva.

Il primo schema (Figura 4.1) rappresenta la linea elettrica collegata alla Sottostazione Elettrica Terna. Tale linea è sede degli eventi di guasto nelle simulazioni e pertanto è stata modellata molto precisamente. Nello schema sono rappresentate le 7 campate, con gli annessi 8 tralicci più vicini alla Sottostazione Elettrica Terna. La linea elettrica aerea risulta collegata sul lato destro alla Rete Elettrica Nazionale, mentre sul lato sinistro risulta collegata alla Sottostazione Elettrica Terna.

Il secondo schema (Figura 4.2) rappresenta tutto il sistema BESS con annessa Sottostazione Elettrica Utente e linea in cavo. Il sistema BESS è composto da 14 piazzole, descritte nei particolari al Capitolo 2.2. Per semplicità grafica e di rappresentazione nello schema vengono rappresentati solamente 7 piazzole. Questo è reso possibile in quanto il programma permette avere un solo componente grafico che rappresenta però molteplici componenti fisici in parallelo. Quindi nel modello sono presenti 7 componenti grafici, ciascuno dei quali rappresenta 2 componenti fisici. Sono inoltre rappresentati il Trasformatore MT/AT, le sbarre della SSE Utente ed il modello preciso della linea in cavo interrata.

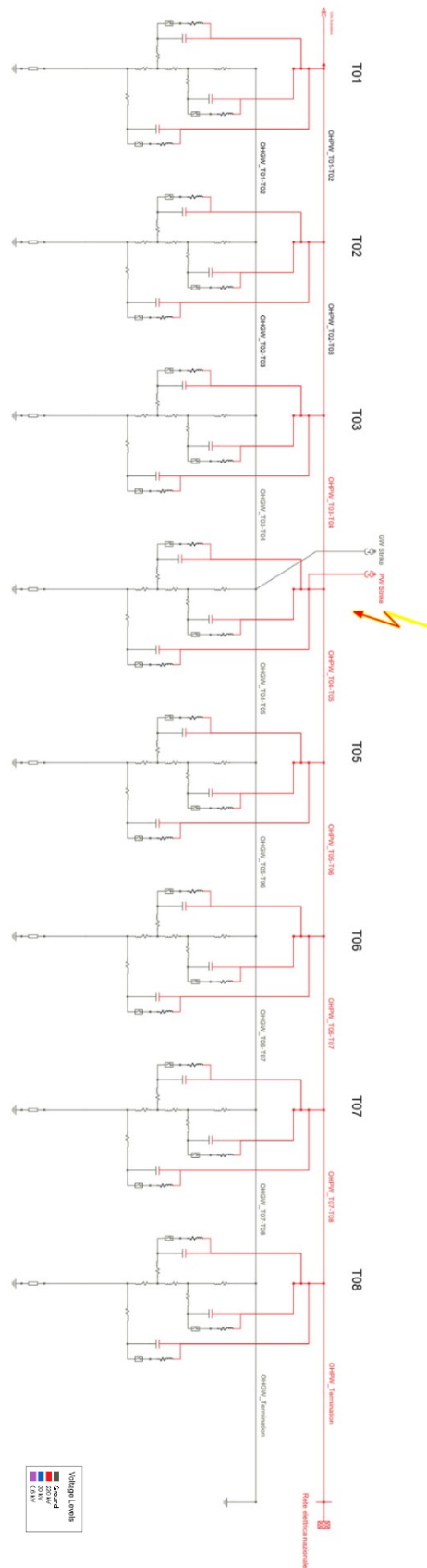


Figura 4. 1 - Schema del modello della linea aerea

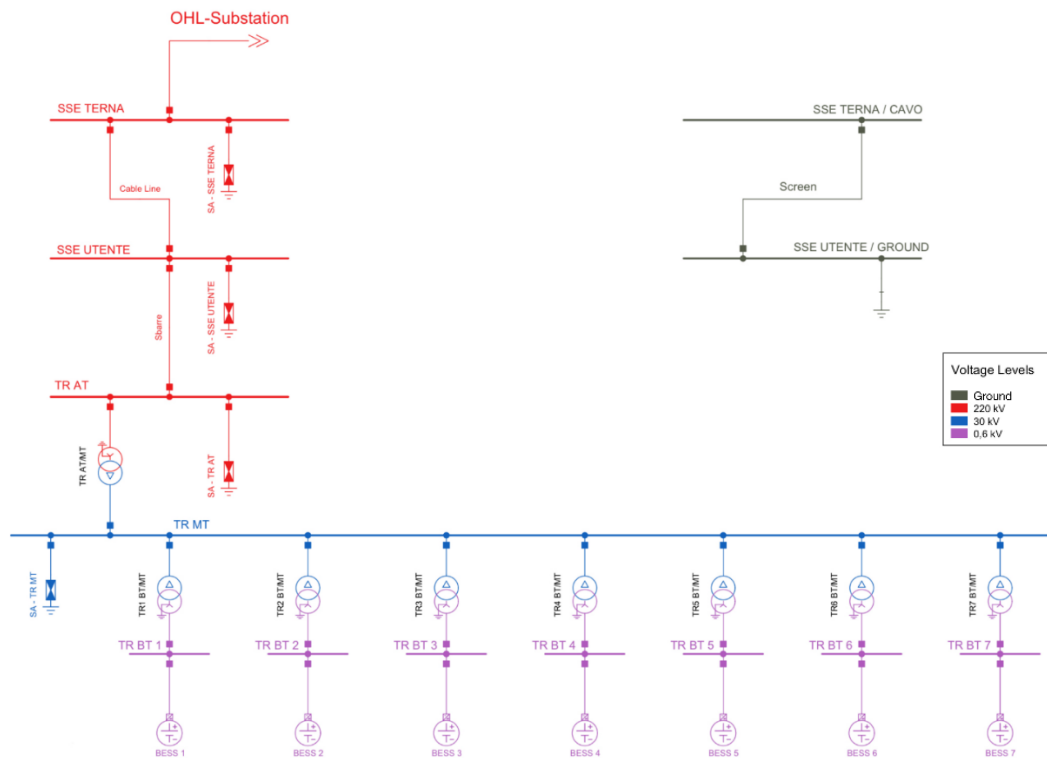


Figura 4. 2 - Schema del modello della linea in cavo, SSE Utente e sistema BESS

L'elemento di linea in alto a destra nella Figura 4.2 rappresenta lo schermo della linea in cavo, il quale è necessario rappresentare separatamente dal conduttore, come verrà dettagliato più avanti nel capitolo.

Nel modello si è cercato ovviamente di dettagliare quanto più possibile le parti di maggiore influenza sulle sovratensioni riscontrabili nel sistema di alta tensione. In particolare, essendo le fulminazioni gli eventi più rapidi presi in considerazione, si è usata particolare perizia nella modellazione della linea aerea entrante nella Sottostazione Elettrica Terna, del cavo AT tra la Sottostazione Elettrica Terna e quella Utente, al fine di verificare come queste sovratensioni si possano trasferire fino a quest'ultima. Tali parti saranno quindi descritte qui di seguito, dettagliando sia le scelte teoriche effettuate sia le modalità pratiche in cui tali scelte sono state implementate in DIGSILENT PowerFactory.

4.2 Premessa generale

In DIGSILENT PowerFactory, poiché gli elementi di un sistema elettrico tipicamente sono standardizzati, i dati relativi ai vari componenti del modello sono divisi in due categorie: una categoria comprendente i dati relativi al singolo elemento ed una categoria comprendente i dati relativi al *tipo* di elemento modellato. Il modello di una linea aerea può essere realizzato attraverso diversi tipi (Type) di elemento, ovvero diverse categorie di oggetti che ne descrivono il comportamento secondo gradi diversi di complessità e completezza. Questi tipi sono linea (TypLne), la geometria di un traliccio (TypGeo), un *line coupling* o accoppiamento di linee (ElmTow) o un *cable system coupling* o accoppiamento di cavi (ElmCabSys). Una linea sarà quindi definita da un elemento *ElmLne*, che possiederà dei parametri locali e dei parametri definiti dal tipo cui tale elemento fa riferimento. Tale elemento *ElmLne* si può costruire selezionando l'oggetto linea dalla libreria di componenti e collegando nella finestra di lavoro due nodi. I parametri della linea così definita possono poi essere caratterizzati attraverso il *tipo TypLne*, che permette di inserire direttamente i parametri elettrici o attraverso i tipi *TypTow* e *TypGeo*, detti tipi di traliccio, in cui vanno fornite le coordinate geometriche e le caratteristiche dei conduttori e il software calcola i parametri a partire da questi dati.

Oltre a creare le singole linee, DIGSILENT PowerFactory permette di creare i *couplings*, vale a dire gli accoppiamenti tra vari oggetti di tipo linea appartenenti a sistemi di conduttori diversi, attraverso i tipi *ElmTow* (per linee aeree) ed *ElmCabSys* per linee in cavo. *ElmTow* - Tower Line Coupling - è utilizzato per rappresentare l'accoppiamento elettromagnetico tra linee di trasmissione. Esso contiene sia i dati geometrici dei piloni (e quindi la disposizione dei conduttori) sia i dati riguardanti i vari conduttori.

Per creare un line coupling nel caso di linea aerea sono necessari i seguenti passaggi:

1. Creare una libreria dei tipi di conduttore utilizzati nei componenti, fornendo i dati dei conduttori (resistività, diametri etc.);
2. Creare la geometria relativa al traliccio, fornendo il numero e le coordinate dei conduttori che lo caratterizzano;
3. Creare l'oggetto nel modello collegando i terminali e inserendo i dati;
4. Creare il line coupling selezionando le linee e selezionando le corrette impostazioni dal menu a tendina. In questo passaggio sarà possibile impostare i dati precedentemente definiti per i piloni e i vari conduttori.

Il tipo *ElmTow* risulta fondamentale per le simulazioni di transitori elettromagnetici in quanto, nonostante *ElmLne* permetta di modellare linee monofase o linee di ogni tipo di sistema multifase, questo tipo non tiene in conto il mutuo accoppiamento induttivo e capacitivo che c'è tra linee parallele ma appartenenti a sistemi diversi, quali sono ad esempio i conduttori e le funi di guardia di una linea aerea. Qualora sia necessario modellare questo accoppiamento per sviluppare simulazione di transitori elettromagnetici si usa *ElmTow*.

DIGSILENT PowerFactory permette di scegliere se rappresentare le linee a parametri costanti o frequenza-dipendenti. I primi sono definiti in termini di dati elettrici per unità di lunghezza, mentre i secondi sono definiti in termini di dati geometrici. Sarà il programma stesso, poi, a calcolare i parametri elettrici per una data frequenza o per una data gamma di frequenze.

Ogni modello può essere rappresentato a parametri concentrati o a parametri distribuiti. Nel presente studio sono stati utilizzati i parametri distribuiti dipendenti dalla frequenza. I modelli per simulazioni di transitori elettromagnetici sviluppabili in ambiente DIGSILENT sono basati sul metodo di Bergeron per la soluzione nel dominio del tempo e possono essere a parametri costanti o a parametri dipendenti dalla frequenza.

Le equazioni di Bergeron nel dominio della frequenza sono:

$$U_r - Z_c \cdot I_r = (U_s + Z_c \cdot I_s) \cdot e^{-\gamma l}$$

$$U_s - Z_c \cdot I_s = (U_r + Z_c \cdot I_r) \cdot e^{-\gamma l}$$

Il metodo rappresenta allora la linea utilizzando generatori ideali di corrente controllati con in parallelo l'ammettenza Y_c a entrambe le estremità della linea o attraverso generatori ideali di tensione controllati con in serie l'impedenza Z_c (Figura 4.3)

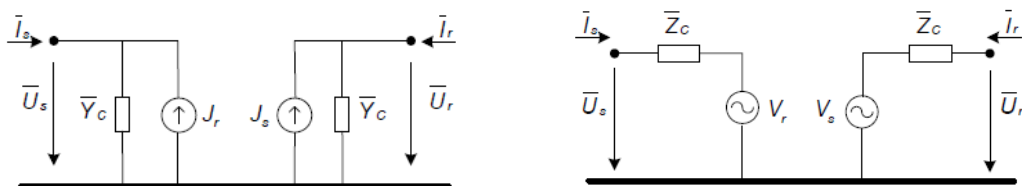


Figura 4.3 - Generatori ideali di corrente (sinistra) e tensione (destra) relativi al modello di Bergeron

Le equazioni nel dominio del tempo sono poi ottenute attraverso la trasformata di Fourier inversa nella forma:

$$u_s(t) = F^{-1}\{Z_c \cdot I_s + (U_r + Z_c \cdot I_r) \cdot e^{-\gamma l}\}$$

$$u_r(t) = F^{-1}\{Z_c \cdot I_r + (U_s + Z_c \cdot I_s) \cdot e^{-\gamma l}\}$$

In cui l'impedenza caratteristica e la costante di propagazione sono dipendenti dalla frequenza.

$$Z_c = Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}}$$

$$\gamma = \gamma(\omega) = \sqrt{(R' + j\omega L') \cdot (G' + j\omega C')}$$

In linea di principio, impedenza caratteristica e costante di propagazione di una linea sono sempre parametri dipendenti dalla frequenza, a meno di considerare la linea stessa priva di perdite e priva di distorsione. La variazione di Z_c e γ con la frequenza è particolarmente grande per la sequenza zero e questo metodo va dunque preferito qualora si desideri studiare (come nel nostro caso) eventi che coinvolgono correnti o tensioni di sequenza zero. (Si noti che questo è il caso, ad esempio, di guasti monofase a terra, analizzati, tra gli altri transitori, in questo elaborato).

PowerFactory gestisce i parametri frequenza-dipendenti utilizzando l'approccio proposto da J. Marti [4], secondo il quale, impedenza caratteristica e costante di propagazione sono sviluppati in funzioni razionali e i poli e gli zeri di queste ultime sono calcolate attraverso la procedura di Bode.

4.3 Linea aerea

L'analisi dei transitori da fulmine richiede un modello dettagliato della linea aerea. Per tale modello sono necessari i seguenti dati di input:

- Coordinate X-Y di ogni conduttore e fune di guardia
- Trasposizione, se presente
- Freccia (sag) dei conduttori di fase e delle funi di guardia
- Diametro di ciascun conduttore
- Resistenza DC di ciascun conduttore e fune di guardia
- Resistività specifica del terreno lungo il percorso della linea di trasmissione

La geometria della linea aerea è illustrata nella Figura 2.11 e comprende i tre conduttori di fase (PW) A, B e C e una fune di guardia (GW). Le coordinate dei conduttori sono riportate nella Tabella 4.1.

Tabella 4.1 - Disposizione geometrica dei conduttori della linea aerea al traliccio

| Conduttore | Altezza [m] | Distanza dall'asse [m] |
|--------------------|-------------|------------------------|
| Fune di guardia | 33,9 | 0 |
| Corda della fase 1 | 27,0 | -3,8 |
| Corda della fase 2 | 24,0 | 4,0 |
| Corda della fase 3 | 21,0 | -5,0 |

Il calcolo dei parametri della linea presuppone conduttori paralleli al suolo [5]. Pertanto, è necessario ricavare l'altezza media dei conduttori di fase e dei fili di schermatura. L'altezza media è calcolata in base all'altezza del conduttore e alla lunghezza di freccia secondo la seguente equazione [5]:

$$h_{media} = h_{conduttore} - \frac{2}{3} \cdot l_{freccia} \quad (4.1)$$

Tali parametri della campata sono illustrati nella Figura 4.4.

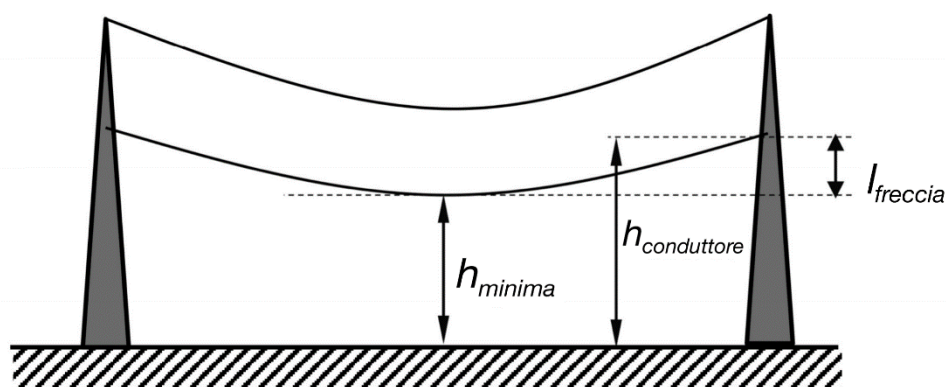


Figura 4. 4 – Parametri di campata

La lunghezza di freccia viene ipotizzata rispettivamente pari a 6 m per i conduttori di fase e 5 m per le funi di guardia, prendendo come esempio una linea avente campate della stessa lunghezza in [3].

Sulla base delle coordinate della Tabella 4.1 e dell'equazione 4.1, l'altezza media per il modello di simulazione sono calcolate e documentate nella Tabella 4.2.

Tabella 4. 2 - Disposizione media dei conduttori della linea aerea

| Conduttore | Altezza [m] | Distanza dall'asse [m] |
|--------------------|-------------|------------------------|
| Fune di guardia | 30,6 | 0 |
| Corda della fase 1 | 23,0 | -3,8 |
| Corda della fase 2 | 20,0 | 4,0 |
| Corda della fase 3 | 17,0 | -5,0 |

In Figura 4.5 è riportata la rappresentazione geometrica dei conduttori effettuata da PowerFactory.

Il conduttore di fase e la fune di guardia sono specificati nella Tabella 4.3. Il conduttore di fase è un conduttore a trefoli in alluminio e modellato come conduttore pieno (Solid).

Tabella 4. 3 - Caratteristiche dei conduttori di fase e della fune di guardia

| Tipologia | Conduttore | Fune di guardia |
|----------------------------------|-----------------------|---------------------|
| Materiale | Alluminio | Alluminio |
| Diametro esterno | 36 mm | 14,5 mm |
| Sezione teorica | 766,5 mm ² | 125 mm ² |
| Resistenza DC a 20°C | 0,0468 Ω/km | 0,224 Ω/km |
| Massima temperatura di esercizio | 75°C | 75°C |

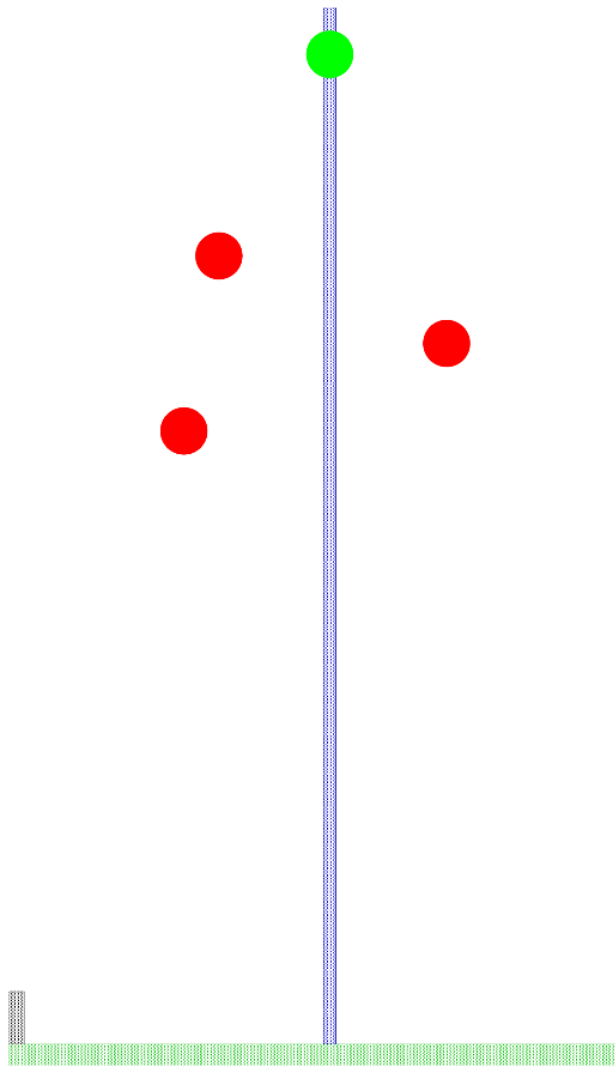


Figura 4. 5 - Rappresentazione geometrica dei conduttori in PowerFactory

Infine, la resistività specifica del terreno lungo il percorso della linea di trasmissione è richiesta come input per il modello della linea. Si presume che sia pari a $100 \Omega\text{m}$, che corrisponde al suolo dei terreni agricoli, argillosi e limosi [6].

Il modello di linea multifase per le simulazioni EMT in PowerFactory si basa sui parametri di input di cui sopra e viene creato utilizzando i seguenti elementi e tipi:

- ElmLne per rappresentare la linea trifase e il filo di schermatura monofase
- TypCon per definire il conduttore di fase e il filo di schermatura
- TypTow per definire la geometria della torre e la resistività specifica del terreno
- ElmTow per definire il sistema multifase accoppiato.

Sulla base dei parametri di input sopra descritti, le routine interne di PowerFactory calcolano l'impedenza dipendente dalla frequenza $Z(f)$ e la matrice di ammettenza per l'intero sistema multifase

4.3.1 Tralicci della linea aerea

Per lo studio dei transitori da fulmine, nel modello di simulazione sono incluse anche le torri delle linee di trasmissione. Le torri sono rappresentate da diverse sezioni di linea ed elementi di circuito, a seconda della struttura della torre.

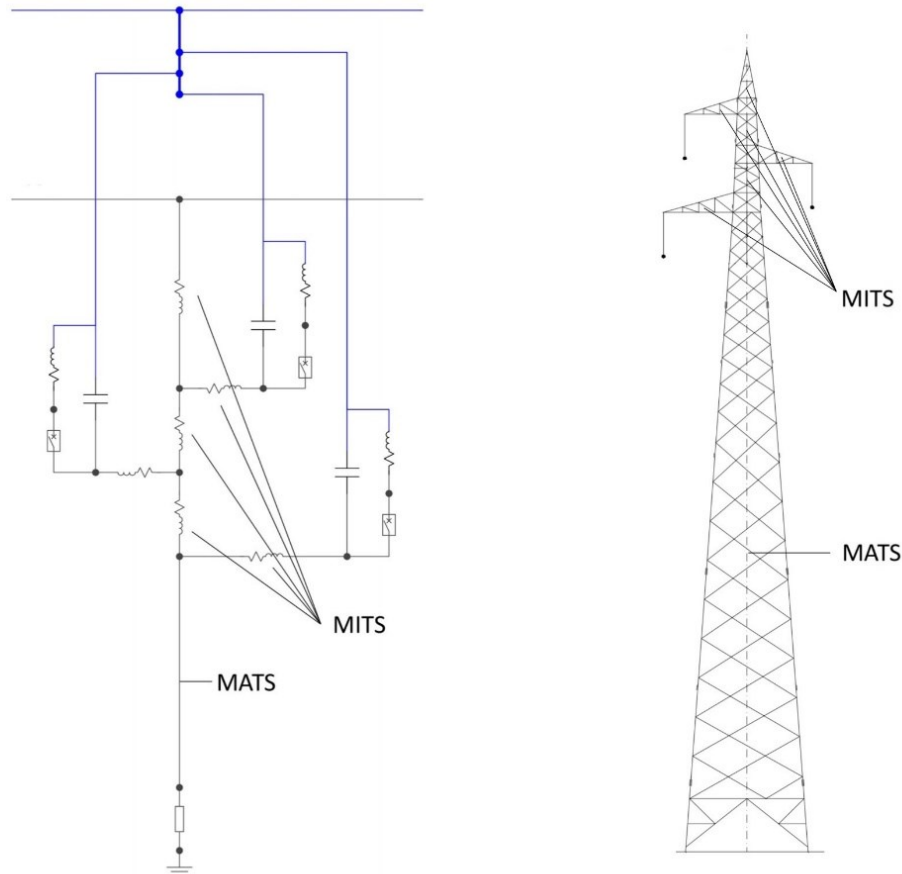


Figura 4. 6 - Modello del traliccio della linea aerea

Il modello di torre utilizzato è mostrato nella Figura 4.6 e comprende:

- Sezione principale della torre (Major Tower Section - MATS), da terra al primo braccio trasversale.
- Sezioni minori della torre (Minor Tower Section - MITS) che rappresentano le sezioni corte della torre e i bracci trasversali

La sezione principale della torre (MATS) è modellata come una linea monofase senza perdite a parametri distribuiti. L'impedenza di sovratensione della torre è calcolata secondo l'equazione 4.2, [6].

$$Z_{MATS} = 60 \cdot \left(\ln \left(2 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(\frac{h_{MATS}}{r_{MATS}} \right) \right) - 1 \right) \quad (4.2)$$

La velocità di propagazione di un'onda lungo la sezione maggiore della torre è calcolata in base all'equazione 4.3. L'equazione si basa sull'altezza della sezione principale della torre h_{MATS} e sulla velocità della luce c .

$$\tau_{MATS} = \frac{h_{MATS}}{0,85 \cdot c} \quad (4.3)$$

L'altezza della sezione principale della torre e il raggio equivalente sono assunti come segue [3]:

- $h_{MATS} = 24 \text{ m}$
- $r_{MATS} = 6 \text{ m}$

Pertanto, dalle equazioni 4.2 e 4.3 si otterranno i seguenti risultati:

$$Z_{MATS} = 60 \cdot \left(\ln \left(2 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(\frac{24}{6} \right) \right) - 1 \right) = 140 \Omega$$

$$\tau_{MATS} = \frac{24}{0,85 \cdot 0,299792} = 94,08 \text{ ns}$$

La linea monofase a parametri distribuiti è modellata con il TypTow. L'induttanza e la capacità corrispondenti possono essere calcolate in base all'impedenza di sovratensione e al tempo di propagazione come segue:

$$C' = \frac{1}{Z_C \cdot \left(\frac{h_{MATS}}{\tau_{MATS}} \right)} = 0,033 \mu\text{F}/\text{km} \quad (4.4)$$

$$L' = \frac{Z_C}{\left(\frac{h_{MATS}}{\tau_{MATS}} \right)} = 0,55 \text{ mH}/\text{km} \quad (4.5)$$

L'induttanza e la capacità possono essere definite nel TypTow selezionando la modalità di input "Parametro elettrico" e definendo L' e C' nella pagina Load Flow.

Le sezioni minori della torre (MITS) sono modellate con elementi forfettari. Il motivo è la loro breve lunghezza che richiederebbe un passo di integrazione molto piccolo nella simulazione. Le MITS sono modellate con un'induttanza di $1 \mu\text{H}/\text{m}$ [3].

4.3.2 Isolatori della linea aerea

Per gli studi sui transitori di fulmini, gli isolatori sono rappresentati da interruttori dipendenti dalla tensione in parallelo con le capacità, come indicato nella Figura 4.7. Nel funzionamento a regime della linea aerea, l'interruttore dipendente dalla tensione è aperto e l'isolatore è rappresentato solo dalla capacità forfettaria.

La capacità rappresenta l'effetto di accoppiamento dei conduttori alla struttura della torre. I valori tipici di capacità per gli isolatori di sospensione sono compresi tra 10pF e 100pF. Per questo caso si assume una capacità di 20pF [7].

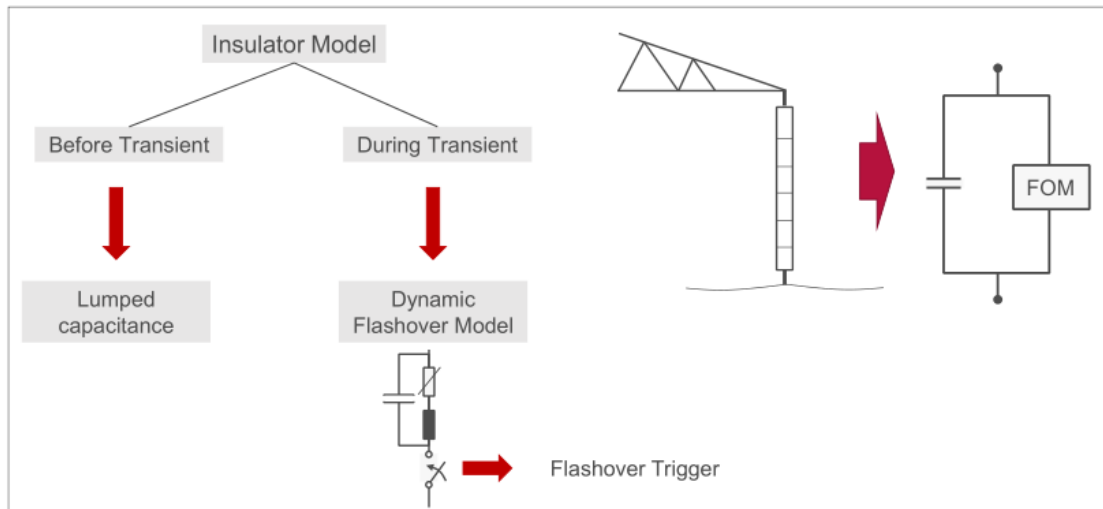


Figura 4. 7 - Modello degli isolatori della linea aerea

Durante il transitorio di fulminazione, l'interruttore dipendente dalla tensione è controllato e attivato da un modello di scarica. L'interruttore si chiude se la tensione supera la rigidità dielettrica dell'isolante della linea. Secondo la Figura 4.8, la rigidità dielettrica dell'isolante non è solo una funzione della grandezza della sovratensione, ma anche della forma d'onda e della durata.

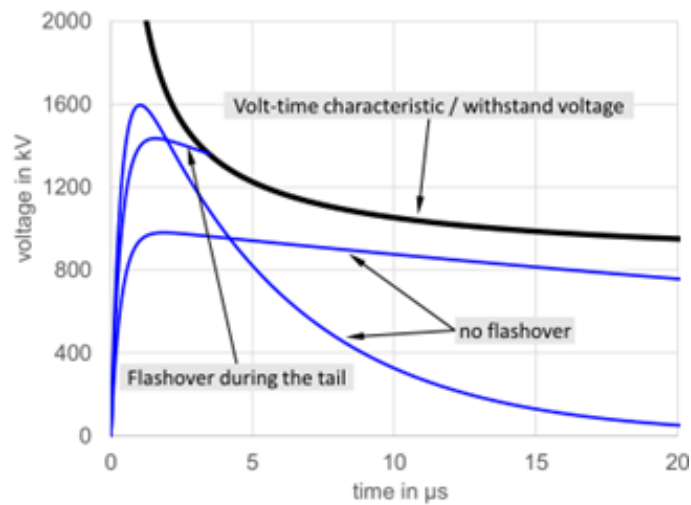


Figura 4. 8 - Rigidità dielettrica dell'isolante

In PowerFactory sono disponibili diversi modelli per modellare la rigidità dielettrica dell'isolante durante i transitori di fulmine e la relativa rottura dell'aria lungo l'isolante. I modelli disponibili sono qui brevemente descritti e illustrati nella Figura 4.9.

Modello di soglia di tensione:

Si tratta di un modello molto semplice che utilizza un interruttore controllato dalla tensione in PowerFactory. L'interruttore viene attivato (chiuso) in base alla tensione critica di flashover (CFO). Se la tensione attraverso l'isolatore di linea supera la tensione di soglia CFO, l'interruttore, che rappresenta l'isolatore di linea, viene chiuso. Finché la tensione attraverso l'interruttore è inferiore al valore di soglia, l'interruttore rimane aperto.

Lo svantaggio del modello è che la tensione di resistenza della linea (CFO) è indipendente dalla durata e dalla forma d'onda della sovratensione, che non rappresenta la realtà. Pertanto, questo modello è solo parzialmente adatto per uno studio sui fulmini. Tuttavia, per un'indagine preliminare questo modello potrebbe essere utilizzato in alcuni casi.

Modello della curva tensione-tempo:

In questo modello, la tensione di resistenza dell'isolatore è una funzione del tempo, come mostrato nella Figura 4.9 [8]. Rappresentando l'isolatore con un interruttore controllato dalla tensione che si attiva in base alla tensione di tenuta dipendente dal tempo, il comportamento del meccanismo di rottura reale è rappresentato in modo molto realistico. Questo modello è quindi spesso utilizzato per l'analisi dei transitori da fulmine ed è un modello abbastanza adatto.

Il calcolo della tensione di resistenza dell'isolatore di linea in funzione del tempo viene avviato quando la tensione attraverso l'isolatore supera un valore di soglia (ad esempio, la caratteristica volt-tempo per/x). Una volta avviata, la tensione attraverso l'isolatore viene continuamente confrontata con la tensione di resistenza dell'isolatore in funzione del tempo. Se la tensione attraverso l'interruttore supera la tensione di resistenza durante la simulazione, l'interruttore viene chiuso, modellando il flashover.

La tensione di resistenza in funzione del tempo è una funzione della lunghezza dell'isolatore ed è calcolata secondo le seguenti equazioni [7]:

$$U_f = K_1 + \frac{K_2}{t^{0,75}} \quad (4.6)$$

$$K_1 = 400 \cdot L \quad (4.7)$$

$$K_2 = 710 \cdot L \quad (4.8)$$

L è la lunghezza dell'isolatore e t è il tempo trascorso dopo che la tensione attraverso l'isolatore supera un valore di soglia.

Modello di progressione del leader (Leader Progression Model - LPM):

Il modello di progressione del leader (LPM) [7] è un modello fisico del processo di scarica ed è in grado di modellare realisticamente la scarica per una grande varietà di forme d'onda di tensione diverse.

Il modello si basa sulla fisica della propagazione di streamer (anche conosciuto come “getto corona”, ovvero piccoli canali di scarica che si formano da oggetti puntiformi o appuntiti sulla superficie di un oggetto) e leader (anche conosciuto come “conduttore luminoso”, è la parte di canale ionizzato che si forma durante la generazione di un fulmine) durante il transitorio. Inizialmente, uno streamer si propaga lungo la stringa di isolante quando la differenza di tensione attraverso l'isolante supera la tensione di innesco dello streamer.

La fase di propagazione dello streamer può essere generalmente trascurata. La propagazione del leader è descritta in termini di valori istantanei della sua velocità. La velocità del leader può essere calcolata secondo la seguente espressione [6]:

$$\frac{dl}{dt} = v = k \cdot u(t) \cdot \left[\frac{u(t)}{d_g - l_l(t)} - E_{50} \right] \quad (4.9)$$

dove:

d_g è la lunghezza dell'isolatore (gap length)

$l_l(t)$ è la lunghezza del leader

$u(t)$ è la tensione effettiva ai capi dell'isolatore

E_{50} campo medio alla tensione critica di scarica (Critical Flashover Voltage – CFO)

Le costanti k ed E_{50} dipendono dalla configurazione dell'isolatore e dal tipo di isolante. Per gli isolatori a cappa perno, k può essere assunto con un valore di $1,2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 \cdot \text{s}/\text{V}^2$ ed E_{50} con $520 \text{ kV}/\text{m}$ [6].

Il modello di progressione del leader è valido per un'ampia varietà di forme di impulso.

Tutti e tre i modelli per gli isolatori delle linee di trasmissione sono disponibili in PowerFactory. In questo esempio di applicazione, viene utilizzato il modello di progressione del leader (LPM).

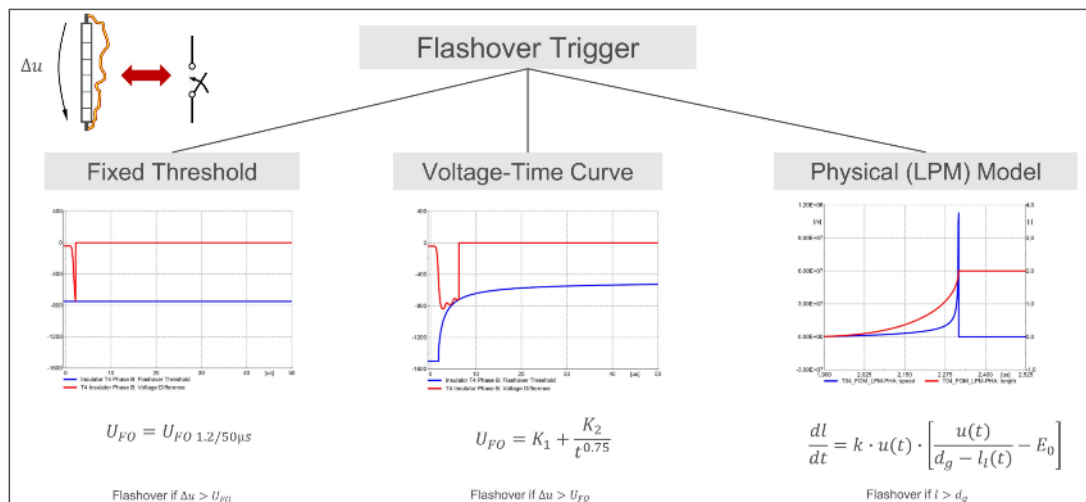


Figura 4. 9 - Modelli di scarica negli isolatori disponibili in PowerFactory

4.3.3 Impedenza di terra del traliccio

La messa a terra del traliccio influenza in modo significativo la risposta della linea aerea ai transitori di back-flashover (scariche atmosferiche di ritorno). Il sistema di messa a terra può essere modellato con una semplice resistenza costante o con un modello non lineare:

- **Modello di resistenza alla frequenza di rete:** il sistema di messa a terra è semplicemente una resistenza costante che corrisponde alla resistenza della torre a 50 Hz;
- **Modello di impedenza con ionizzazione del terreno:** l'iniezione di grandi correnti nel terreno provoca effetti di ionizzazione che causano una riduzione della resistenza effettiva di messa a terra durante il transitorio.

La resistenza di messa a terra non lineare in funzione della corrente iniettata nel sistema di messa a terra può essere calcolata secondo la seguente equazione [6]:

$$R(i(t)) = \frac{R_0}{1 + \frac{i(t)}{I_g}} \quad (4.10)$$

dove

$i(t)$ è la corrente scaricata nell'impianto di terra durante il transitorio

R_0 è la resistenza di terra alla frequenza di rete (50 Hz)

I_g corrente minima per ottenere la ionizzazione del terreno, calcolata come segue:

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{E_0 \cdot \rho}{R_0^2} \quad (4.11)$$

dove

ρ è la resistività del terreno [$\Omega \cdot m$]

E_0 è il gradiente di ionizzazione del terreno (tipicamente 400 kV/m)

La Figura 4.10 mostra l'andamento della resistenza transitoria alle alte correnti in un impianto di terra di un traliccio in funzione della corrente di scarica iniettata per varie resistenze alla frequenza di rete R_0 .

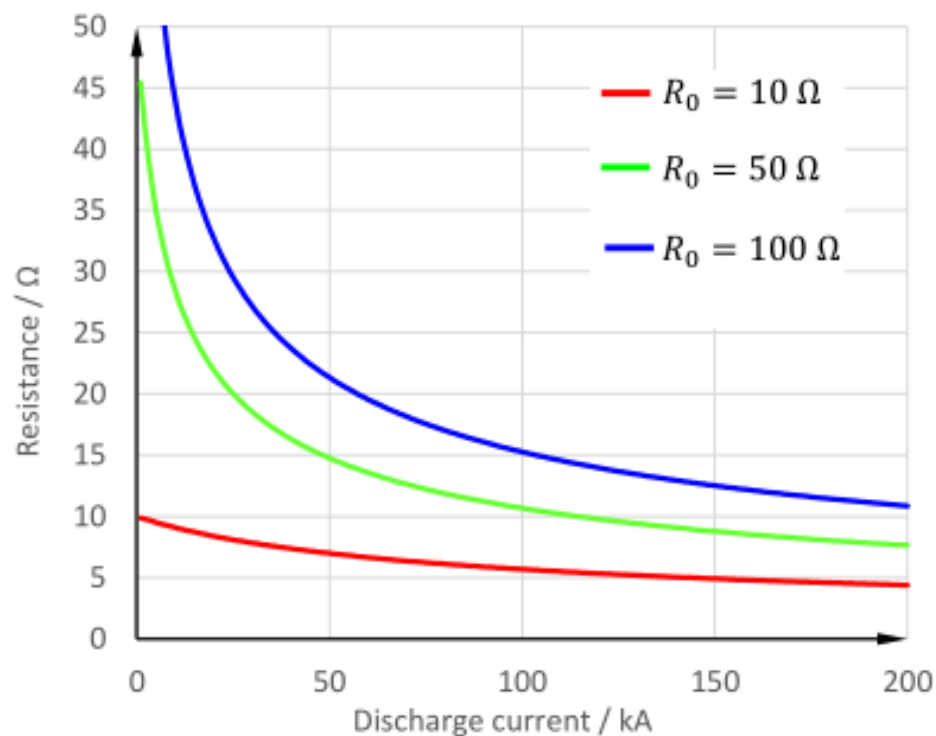


Figura 4. 10 - Resistenza transitoria nell'impianto di terra

4.3.4 Il modello completo della linea aerea

Il modello di simulazione completo della linea aerea a 220Kv, mostrato nella Figura 4.1 e riproposto nella Figura 4.11, comprende 7 campate modellate in dettaglio. La lunghezza della campata (distanza tra due torri) è di 300 metri, valore ottenuto facendo una media delle misurazioni effettuate tramite immagini satellitari delle campate della linea aerea connessa. Ogni campata comprende due linee, una che rappresenta le tre fasi A, B e C e l'altra che rappresenta la fune di guardia.

Gli isolatori sono modellati con interruttori monofase ElmCoup che collegano il braccio trasversale della torre corrispondente alla fase sulla torre in parallelo alla capacità ElmScap. L'interruttore è controllato da un modello DSL che lo chiude se la tensione di resistenza dell'isolatore viene superata durante la simulazione utilizzando il modello LPM per la scarica.

L'impedenza di terra è modellata da una resistenza in serie ElmSind. La resistenza dell'elemento è controllata da un modello DSL durante la simulazione per tenere conto della ionizzazione del terreno.

Sul lato sinistro, la linea aerea è collegata alla Sottostazione Elettrica Terna, mentre sul lato destro, la linea aerea è collegata a un tratto di linea della lunghezza di 5 km che ha gli stessi parametri elettrici, e quindi la stessa impedenza caratteristica, del tratto di linea corto, al fine di evitare la riflessione su questo lato.

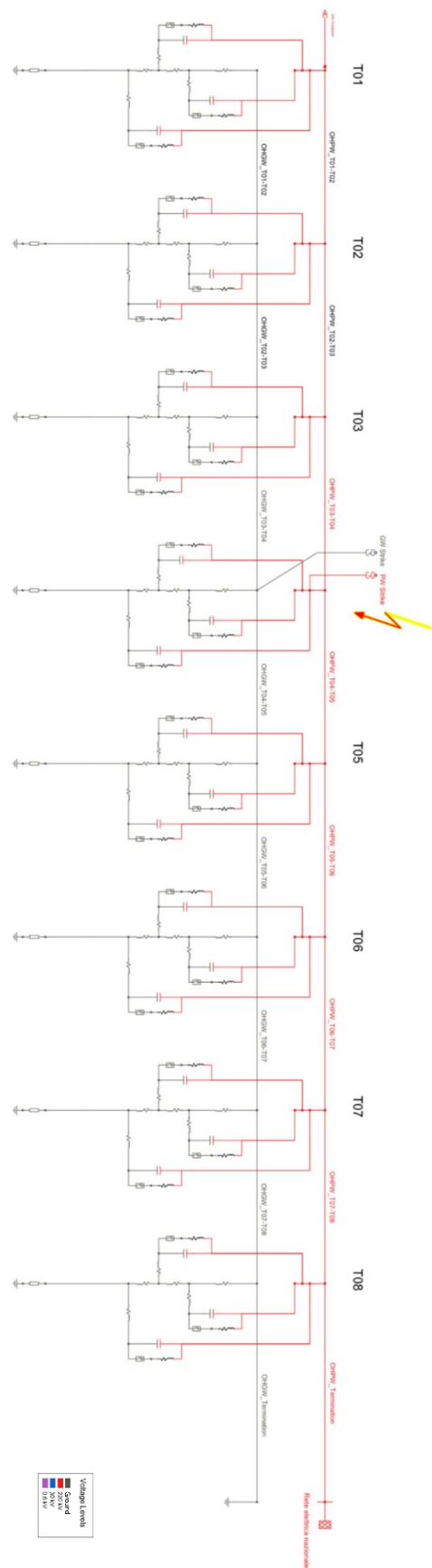


Figura 4. 11 - Schema del modello della linea aerea

4.4 Linea in cavo

Così come per la linea aerea anche quella in cavo è di fondamentale importanza realizzare un modello molto dettagliato. Le sovratensioni che giungono fino al cavo si propagano in forma di onde viaggianti e subiscono, in corrispondenza della giunzione di linea e cavo numerose riflessioni. Per questo motivo uno studio analitico è complesso e risulta particolarmente interessante la possibilità invece di poter modellare accuratamente il cavo, in modo da ottenere tali risultati per via numerica.

Lo strumento che PowerFactory offre per modellare un cavo è il tipo *TypCabSys*, il quale calcola gli accoppiamenti induttivi e capacitivi fra le fasi di un sistema trifase di cavi interrati alta tensione, le cui caratteristiche costruttive sono definite attraverso il tipo *TypCab*. In questo modo, il software calcola i parametri frequenza dipendenti del sistema di cavi, ovvero le matrici alle impedenze dipendenti dalla frequenza.

TypCab permette di caratterizzare geometricamente e dal punto di vista dei parametri elettrici un cavo, definendo fino a tre strati conduttori coassiali separati da isolanti in un cavo unipolare ed essendo questi tre strati il conduttore centrale, la guaina e lo schermo. Un esempio è rappresentato in Figura 4.12.

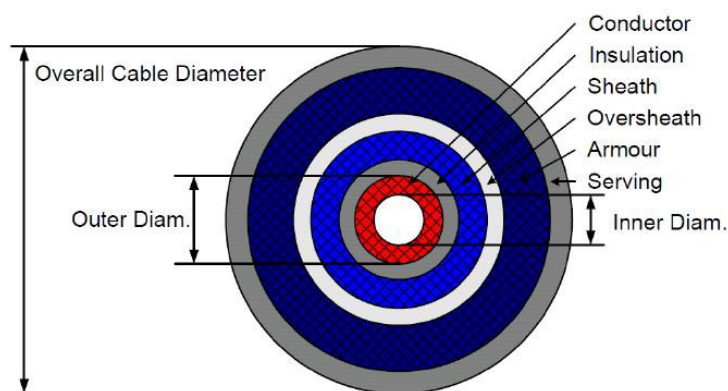


Figura 4.12 - Esempio di sezione di un cavo AT

Per ogni singolo strato conduttore è possibile definire alternativamente la resistenza in corrente continua R_{DC} o il fattore di riempimento C_f (filling factor), che tiene conto, definiti il diametro interno ed esterno del conduttore, del *compacting ratio* ovvero del rapporto tra la sezione trasversale relativa al materiale conduttore di uno strato e la sezione trasversale totale dello strato stesso. La correlazione tra R_{DC} e C_f è inversamente proporzionale.

Typcabsys completa la definizione di un sistema di cavi definendo l'accoppiamento tra le fasi, che deve evidentemente essere preso in considerazione, essendo i vari cavi posti prossimi gli uni agli altri. Le possibili disposizioni dei cavi sono due:

- **cavi unipolari paralleli:** ovvero posti direttamente nel terreno in posa piana o a trifoglio (tipico dei cavi interrati alta tensione).
- **cavi in condotto:** i cavi sono posti in un condotto, solitamente d'acciaio che è posto nel terreno (tipico dei cavi sottomarini).

Nel caso in esame i cavi AT sono direttamente interrati in posa a trifoglio. Inoltre, come è possibile notare dallo schema in Figura 4.2, lo schermo viene messo a terra in una sola delle due estremità. Tale condizione di lavoro è conosciuta come "single point bonding". Condizioni di esercizio alternative sono il "solid bonding", dove lo schermo presenta entrambe le estremità messe a terra, e "cross bonding", dove lo schermo è suddiviso in sezioni di lunghezza multiple di tre e viene effettuata la trasposizione.

Trattandosi di una terna di cavi unipolari si è proceduto, in primo luogo, nel modellare il singolo cavo unipolare, definendo resistività, spessore e tutti i parametri necessari dei vari strati del cavo, utilizzando i dati del datasheet presentato al Capitolo 2.6, nello specifico nella Tabella 2.7.

Successivamente risulta necessario rappresentare la disposizione geometrica dei cavi unipolari. Nella Tabella 4.4 sono riportate le coordinate geometriche implementate e rappresentate nella Figura 4.13.

Tabella 4. 4 - Disposizione geometrica dei cavi unipolari AT

| Conduttore | Distanza dall'asse verticale[m] | Profondità [m] |
|------------|---------------------------------|----------------|
| Fase A | -0,05 | 0,2 |
| Fase B | 0 | 0,113 |
| Fase C | 0,05 | 0,2 |

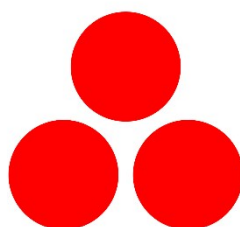


Figura 4. 13 – Disposizione a trifoglio dei cavi unipolari AT

Per il corretto funzionamento del modello nelle simulazioni di transitori elettromagnetici è stato necessario, anche in questo caso come in quello della linea aerea, impostare che la linea venisse rappresentata a parametri distribuiti e non a parametri concentrati. La lunghezza della linea in cavo è pari a 540 metri.

4.5 Trasformatore elevatore MT/AT

Il trasformatore elevatore MT/AT non necessita di particolari accorgimenti per i transitori elettromagnetici, se non specificare le capacità interne presenti, in quanto in caso di sovratensioni da fulminazione possono risultare non trascurabili. Per la rappresentazione è stato quindi utilizzato il modello standard presente nella libreria.

Pertanto, sono stati implementati nel modello del trasformatore di PowerFactory i dati presentati al Capitolo 2.5.1, nello specifico nella Tabella 2.3.

Non disponendo ancora dei dati relativi alle capacità del trasformatore sono stati ipotizzati in via preliminare i valori riportati nella Tabella 4.5. Pertanto, risulta necessario, una volta svolte le dovute misurazioni, svolgere nuovamente le simulazioni per confermare la validità dei dati ipotizzati e conseguentemente i risultati ottenuti.

Tabella 4. 5 - Valori delle capacità modellate per il trasformatore elevatore MT/AT

| Elettrodi | Capacità [nF] |
|--|---------------|
| Lato AT - Terra | 4,0 |
| Lato MT - Terra | 3,0 |
| Lato AT - Lato MT (sequenza diretta) | 1,0 |
| Lato AT - Lato MT (sequenza omopolare) | 1,0 |

4.6 Scaricatori

Come è possibile vedere nello schema presentato nella Figura 4.2, nel sistema sono presenti quattro scaricatori di sovratensione. Tre di questi sono per la linea AT: due sono posizionati agli estremi della linea in cavo ed uno subito a monte del trasformatore elevatore MT/AT. Il quarto è per la linea MT ed è posizionato a valle del trasformatore elevatore MT/AT.

Gli scaricatori svolgono un ruolo fondamentale nella limitazione delle sovratensioni impulsive e pertanto risulta fondamentale la loro presenza anche nel modello dinamico. Per la modellazione di questi componenti PowerFactory fornisce un modello standardizzato già presente all'interno delle sue librerie. Tale modello permette di implementare al suo interno i dati relativi alla curva caratteristica tra tensione residua e corrente descritta al Capitolo 2.5.2. Tale curva caratteristica necessita però un prolungamento per riprodurre in modo realistico il comportamento dello scaricatore anche a tensioni più contenute.

Va specificato che i valori di tensione residua inseriti corrispondono ad un'onda di sovratensione 8/20 μ s, quella considerata dalla normativa per la verifica degli scaricatori contro le scariche atmosferiche.

Nella Tabella 4.6 sono riportati i dati inseriti nel modello degli scaricatori AT, mentre la Figura 4.14 riporta la curva caratteristica V-I degli stessi.

Tabella 4. 6 - Dati inseriti nel modello degli scaricatori AT

| Corrente [kA] | Tensione residua [kV] |
|---------------|-----------------------|
| 0,00001 | 156 |
| 0,00002 | 173 |
| 0,0005 | 220 |
| 0,5 | 380 |
| 2 | 403 |
| 5 | 433 |
| 10 | 455 |
| 20 | 492 |
| 40 | 537 |

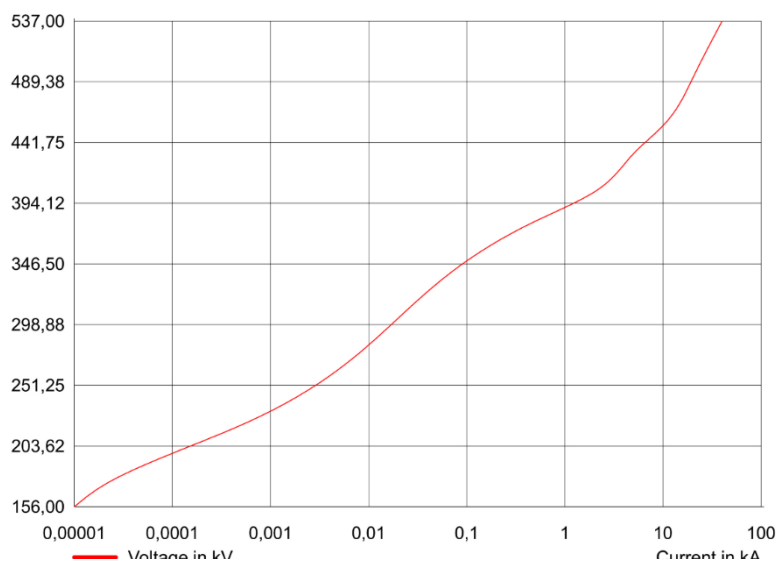


Figura 4. 14 – Curva caratteristica V-I del modello degli scaricatori AT

Nella Tabella 4.7 sono riportati i dati inseriti nel modello degli scaricatori MT, mentre la Figura 4.15 riporta la curva caratteristica V-I degli stessi.

Tabella 4. 7 - Dati inseriti nel modello degli scaricatori MT

| Corrente [kA] | Tensione residua [kV] |
|---------------|-----------------------|
| 0,00001 | 39,0 |
| 0,00002 | 42,4 |
| 0,0005 | 50,0 |
| 0,5 | 84,0 |
| 2 | 92,7 |
| 5 | 95,5 |
| 10 | 103,7 |
| 20 | 114,4 |
| 40 | 131,7 |

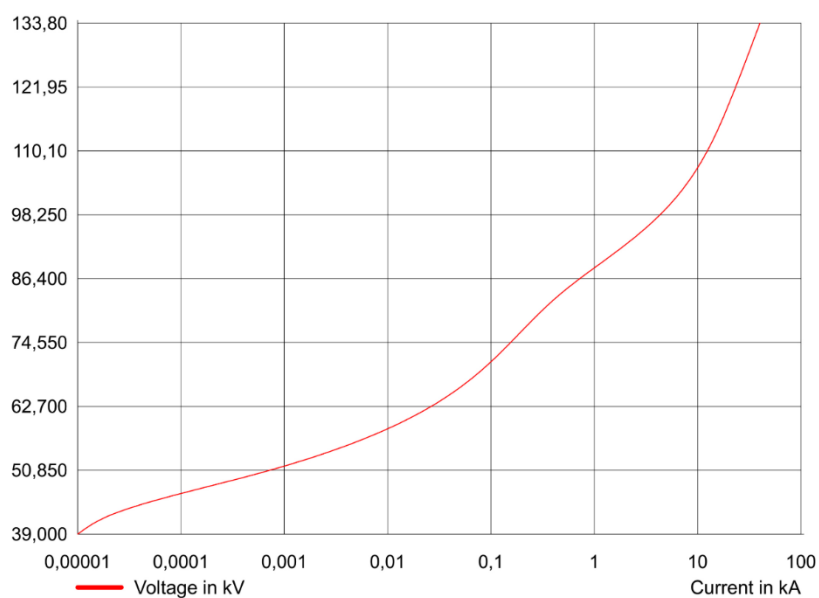


Figura 4. 15 – Curva caratteristica V-I del modello degli scaricatori MT

4.7 Sottostazioni elettriche

Le sottostazioni elettriche sono state modellate entrambe allo stesso modo, nonostante graficamente risultino differenti. Per entrambe sono state modellate le sbarre conduttrici delle singole fasi inserendo nel modello *TypTow* i dati geometrici riportati nella Tabella 4.8.

Tabella 4. 8 - Dati geometrici delle sbarre delle Sottostazioni

| Conduttore | Altezza [m] | Distanza dall'asse [m] |
|---------------------|-------------|------------------------|
| Sbarra della fase 1 | 5,3 | -3,2 |
| Sbarra della fase 2 | 5,3 | 0 |
| Sbarra della fase 3 | 5,3 | 3,2 |

I dati riguardanti le sbarre sono invece riportati nella Tabella 4.9.

Tabella 4. 9 - Caratteristiche delle sbarre delle Sottostazioni Elettriche

| Tipologia | Conduttore |
|----------------------------------|---------------------|
| Materiale | Alluminio |
| Lunghezza | 50 m |
| Raggio equivalente | 11 mm |
| Resistenza DC a 20°C | 0,0731 Ω /km |
| Massima temperatura di esercizio | 75°C |

4.8 Sistema bess

Il sistema BESS con annessi trasformatori BT/MT non risultano particolarmente influenti nelle simulazioni dei transitori elettromagnetici in questione in quanto il trasformatore elevatore MT/AT e gli scaricatori presenti limitano o annullano, nel caso dei transitori più veloci, le sovratensioni che possono raggiungere la rete MT. Per tale ragione la loro modellazione non è approfondita come quelle esposte ai capitoli precedenti.

Per i BESS è risultato quindi sufficiente inserire la potenza apparente per cui sono dimensionati, ovvero pari a 3,72 MVA e classificarli come sistemi trifase di accumulo negli appositi spazi.

Per i trasformatori BT/MT è stato sufficiente inserire i principali dati di targa, riportati nella Tabella 4.10.

Tabella 4. 10 - Principali dati di targa dei trasformatori BT/MT

| | |
|---------------------------------|----------|
| Potenza nominale | 3,72 MVA |
| Gruppo | Dyn11 |
| Tensione nominale al primario | 30 kV |
| Tensione nominale al secondario | 0,6 kV |
| Tensione di corto circuito | 7 % |
| Corrente a vuoto | 3 % |

4.9 Implementazione guasti

Gli scenari rappresentati nelle simulazioni sono svariati, ma possono essere classificati secondo 4 tipologie di guasti:

- guasto a terra monofase (cortocircuito monofase)
- estinzione del guasto a terra
- energizzazione della linea in cavo
- fulminazione della linea aerea

Definire un guasto a terra in PowerFactory è molto semplice, basterà cliccare con il tasto destro nel punto dell'impianto desiderato e definire (define) un evento di corto circuito (Short-Circuito Event). Tale evento può essere di tipo trifase, bifase, monofase, fase-neutro e via dicendo. È possibile poi determinare se si tratta di un guasto franco (resistenza nulla) oppure impostare il valore di resistenza desiderato, oltre ovviamente alla possibilità di determinare l'istante della simulazione in cui avrà luogo l'evento.

Mediante lo stesso comando è possibile simulare l'estinzione del guasto a terra, selezionando tra i tipi di guasto l'apposita casella "Clear Short-Circuit". In questo caso sarà inoltre possibile determinare se l'estinzione del guasto va effettuata all'istante impostato o al successivo passaggio per lo zero.

Realizzare l'energizzazione di una linea in PowerFactory risulta anch'esso molto semplice. Basterà cliccare con il tasto destro nel lato della linea in cui si vuole eseguire la chiusura (o in alternativa l'apertura) e definire (define) un evento di commutazione (Switch Event). Tale evento può essere di apertura o di chiusura. In caso di evento di apertura è possibile decidere se la commutazione va effettuata all'istante impostato o al successivo passaggio per lo zero della corrente.

Per quando riguarda la modellazione degli eventi di fulminazione è possibile utilizzare il generatore di impulsi *ElmImpulse* già presente all'interno delle librerie di PowerFactory. Tale generatore permette di scegliere che tipo di onda utilizzare, in particolare è possibile scegliere tra l'onda definita nella normativa IEC 62305-1 (utilizzata nel presente elaborato), l'onda di Heidler, l'onda a doppio esponenziale e l'onda definita dall'International Council on Large Electric Systems (Cigre). Oltre a determinare l'istante della simulazione in cui avrà luogo l'evento è possibile definire il valore di picco in kA e le costanti di tempo dell'onda. Per tutte le simulazioni di fulminazione è stata scelta l'onda 1,2/50 μ s.

Per simulare gli eventi di fulminazione diretta del conduttore di fase (corda) sarà necessario collegare il generatore di impulsi direttamente alla fase interessata. Tale generatore di impulsi, essendo collegato al conduttore di fase è stato nominato PW Strike (Phase Wire Strike). Per simulare invece le scariche atmosferiche di ritorno, sarà necessario collegare il generatore di impulsi direttamente alla fune di guardia. Tale generatore di impulsi, essendo collegato alla fune di guardia è stato nominato GW Strike (Ground Wire Strike).

Come dimostra [9], se un evento di fulminazione colpisce la linea aerea entro i primi 5km dalla SSE, la distanza tra la scarica e la SSE non comporta variazioni sostanziali in termini di sovratensioni. Pertanto, entrambi i generatori di impulsi sono collegati al traliccio T04.

Per determinare il valore di picco nei due casi verranno affrontati due approcci differenti. Per quanto riguarda l'ampiezza massima I_{MAX} in grado di penetrare la schermatura data dalla fune di guardia (fulminazione diretta) può essere calcolata in base alla distanza di scaricamento r_{LF} della fulminazione, utilizzando modelli elettrogeometrici. La distanza d'impatto e conseguentemente l'area di protezione della fune di guardia aumenta all'aumentare dell'intensità della corrente di scarica (Figura 4.16).

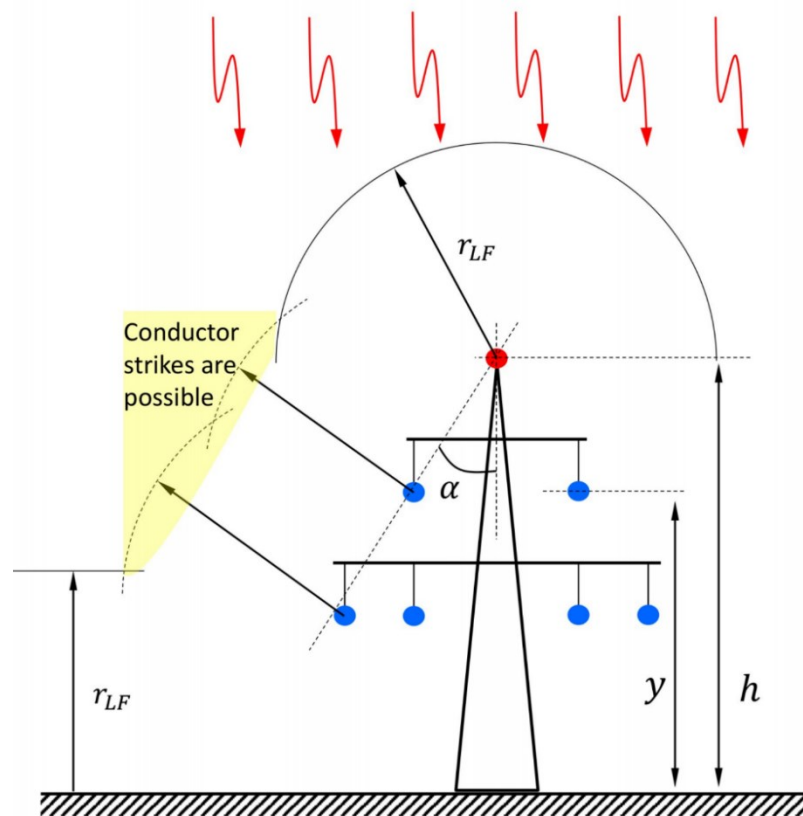


Figura 4. 16 - Area di protezione fornita dalla fune di guardia

La distanza di impatto può essere calcolata secondo la seguente equazione [6]:

$$r_{LF} = 7,1 \cdot I_{MAX}^{0,75} \quad (4.12)$$

La massima corrente di guasto della schermatura da fulmine I_{SFI} che può penetrare la schermatura della linea aerea può essere calcolata con la seguente equazione [10]:

$$I_{SFI} = \left[\frac{\frac{h+y}{2}}{0,71 \cdot (1 - \sin(\alpha))} \right]^{0,75} \quad (4.13)$$

A seconda della geometria della linea aerea, la corrente massima di guasto della schermatura varia da 10kA a 30 KA. I transitori di guasto della schermatura vengono solitamente studiati solo per correnti di fulmine con ampiezza fino alla corrente massima di guasto della schermatura I_{SFI} . Essendo la geometria della linea in questione ipotizzata in quanto non si dispone di tali informazioni, non è stato possibile calcolare la I_{SFI} correlata. Pertanto nelle simulazioni di fulminazioni diretta la corrente di picco utilizzata è di 30 kA.

Per quanto riguarda invece gli eventi di scariche atmosferiche di ritorno (back-flashover lightning) l'approccio utilizzato è differente. In questi scenari infatti non esiste un valore di corrente massimo, bensì un valore di corrente minimo, il quale può provocare una differenza di tensione attraverso l'isolatore di linea sufficientemente elevata da superare la rigidità dielettrica dell'aria, la corona si svilupperà intorno agli elettrodi nella regione di alto campo elettrico e causerà degli archi elettrici. Pertanto si è deciso in questo caso di valutare le possibili entità dei fulmini.

Il valore di cresta della corrente di fulmine può assumere ampiezze anche maggiori di 200 kA. Il diagramma in Figura 4.17 fornisce nelle ordinate la percentuale di fulmini la cui ampiezza super la corrispondente corrente indicata nelle ascisse e si riferisce ad oltre 4000 registrazioni effettuate su linee aeree in U.S.A. e in Europa [11].

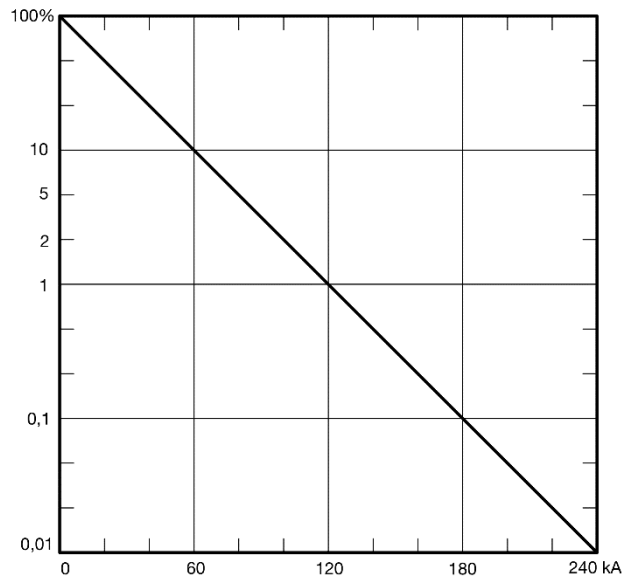


Figura 4. 17 - Dati statistici sul valore di picco raggiunto da fulminazioni su linee aeree

Dal grafico è possibile identificare come al valore di picco di 200 kA corrisponda una percentuale pari allo 0,05%. In altre parole vi è una probabilità del 99,95% che un fulmine abbia un valore di picco inferiore a 200 kA. Pertanto tale valore risulta più che adeguato ed è quindi stato scelto come valore di picco per gli impulsi di fulminazione nelle simulazioni delle scariche atmosferiche di ritorno (back-flashover)

5. Simulazioni dei transitori elettromagnetici

In questo capitolo verranno simulati gli eventi individuati nella procedura analitica di coordinamento dell'isolamento svolta al Capitolo 3. Tali simulazioni permettono di verificare se le stime fatte dalla normativa IEC 60071 risultano soddisfacenti, conservative o se, invece, si verificano sovratensioni che il procedimento analitico non ha tenuto in considerazione.

Risulta quindi possibile, attraverso queste simulazioni, determinare i valori massimi per le ampiezze delle varie sovratensioni presenti, ottenendo quindi dei nuovi valori per le tensioni di coordinamento dell'isolamento. Come affermato dalla normativa, tali valori possono sostituire quelli determinati allo step 2 della procedura analitica, ovvero le sovratensioni di coordinamento dell'isolamento (co-ordination withstand voltages - U_{cw}). I passaggi successivi risultano invece identici. Pertanto, i risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche verranno confrontati con le sovratensioni di coordinamento ottenute allo step 2 della procedura analitica.

Gli eventi simulati nel presente capitolo sono:

- Guasto monofase a terra
- Energizzazione della linea in cavo
- Fulminazioni dirette ed indirette della linea aerea connessa

Per ognuno di questi eventi è stato utilizzato un tempo di simulazione ed un passo d'integrazione coerente con il tipo di sovratensione attesa.

Trattandosi di un sistema a regime sinusoidale, i picchi massimi di tensione dovuti alle sovratensioni a fronte lento ed a fronte veloce variano anche in base all'istante in cui l'evento ha luogo. Pertanto, ogni simulazione è stata ripetuta dieci volte, in modo tale che l'inizio dell'evento si verifichi ogni volta in un punto diverso della sinusoide. Ipotizzando una distribuzione normale delle sovratensioni, il valore preso in considerazione per il confronto viene determinato come:

$$U_{cw} = U_{media} + 3\sigma \quad (5.1)$$

dove σ è pari alla deviazione standard. Il valore U_{cw} ottenuto è superiore o uguale alle sovratensioni che si possono verificare in oltre il 99,7% dei casi. Lo stesso ragionamento è stato applicato anche alle sovratensioni temporanee, per una maggiore precisione e coerenza dei dati.

È bene specificare che l'istante di inizio di ogni simulazione è coerentemente in anticipo rispetto all'istante in cui avviene l'evento, per permettere al sistema di arrivare a regime.

5.1 Sovratensioni dovute a guasti a terra

Queste sovratensioni si verificano sulle fasi sane e sono di tipo temporanee a frequenza industriale. Il passo d'integrazione utilizzato per le seguenti simulazioni è pari a 5 μ s, al fine di tracciare correttamente ogni oscillazione presente. Tale passo permette di ottenere 4000 campioni per ogni sinusoide, essendo la frequenza di sistema pari a 50 Hz.

I punti di guasto scelti in questo caso sono gli estremi della linea in cavo, ovvero la SSE di Terna e la SSE dell'Utente. Inoltre, per ogni punto di guasto sono stati simulati due scenari:

- Trasformatore MT/AT in servizio
- Trasformatore MT/AT fuori servizio

Al fine didattico di verificare l'importanza degli scaricatori al verificarsi di queste sovratensioni è stato deciso di simulare un terzo scenario: con sia il trasformatore MT/AT che gli scaricatori fuori servizio.

L'estinzione dei guasti a terra è un'altra causa di sovratensioni, in questo caso a fronte lento e non temporanee. Questo capitolo presenta quindi anche un quarto scenario in cui viene simulata l'estinzione dei guasti a terra.

Le sovratensioni che è possibile identificare nei seguenti grafici sono sia temporanee che a fronte lento. Le prime sono identificate dall'aumento della tensione di fase a 50Hz, mentre le seconde si possono identificare nei brevi picchi presenti subito dopo l'inizio dell'evento di guasto. Queste ultime risulteranno trascurabili in ogni scenario. I guasti a terra simulati sono di tipo franco, quindi con resistenza di guasto nulla.

I risultati mostrano che il punto in cui si verifica il guasto è poco influente. Pertanto, sono riportati di seguito solamente i risultati delle simulazioni afferenti ai guasti monofase aventi luogo nella SSE dell'Utente.

5.1.1 Trasformatore MT/AT in servizio

Nella Figura 5.1 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate al terminale del cavo lato Utente in caso di guasto franco a terra.

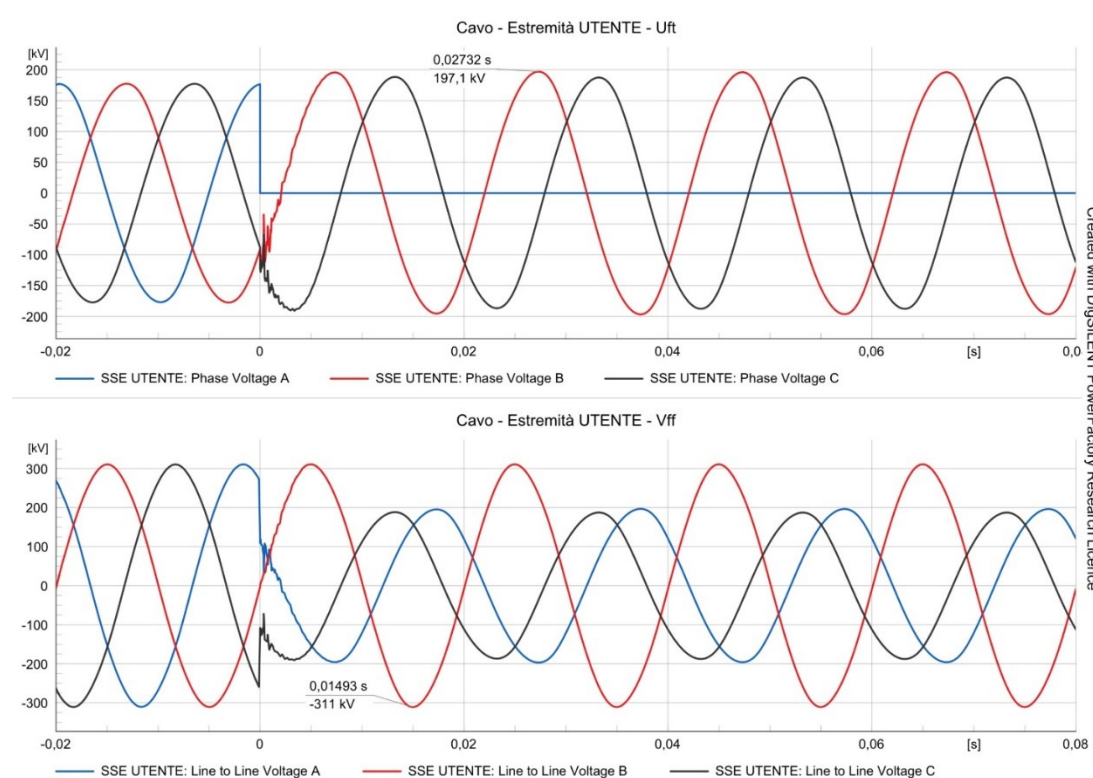


Figura 5.1 - Andamento delle tensioni - Guasto monofase a terra

Nella Tabella 5.1 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) riscontrati nelle simulazioni di guasto franco a terra al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}).

Tabella 5.1 - Valori di picco dovuti alle sovratensioni temporanee nelle simulazioni di guasto franco a terra

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] |
|---------------|----------------|
| 0 | 197,1 |
| 2 | 200,0 |
| 4 | 201,6 |
| 6 | 201,6 |
| 8 | 200,1 |
| 10 | 197,1 |
| 12 | 199,5 |
| 14 | 202,2 |
| 16 | 200,4 |
| 18 | 198,9 |

Dai dati della Tabella 5.1 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori:

- $U_{media} = 199,85$ kVp
- $\sigma = 1,77$ kVp
- $U_{cw} = 205,2$ kVp

Dalla Figura 5.1 è possibile notare immediatamente come le sovratensioni temporanee verificatesi siano davvero minime. Il valore U_{cw} delle sovratensioni temporanee, calcolato mediante la Formula 5.1, risulta pari a 205,2 kVp. Per un confronto diretto con la normativa è possibile calcolare il coefficiente di guasto a terra mediante la seguente formula:

$$K = \frac{U_{cw}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{U_m} = \frac{205,2}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{245} = 1,026$$

Come previsto, il fattore di guasto a terra calcolato risulta di molto inferiore rispetto a quello fornito dalla normativa, pari a 1,3. Tale risultato trova spiegazione nella stretta vicinanza di un punto di messa a terra: il centro stella del trasformatore elevatore MT/AT. Come spiegato nel Capitolo 1.4.1, la vicinanza ad un punto di messa a terra permette di ottenere basse sovratensioni al costo di alte correnti di guasto. Come è possibile notare dalla Figura 5.2, la corrente di guasto raggiunge un valore di picco pari a 5,008 kAp per assestarsi successivamente ad un valore pari a 4,668 kAeff.

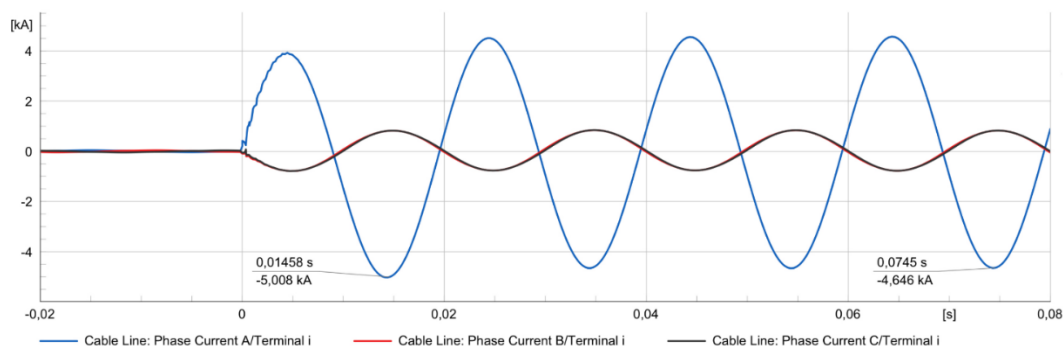


Figura 5.2 - Andamento delle correnti - Guasto monofase a terra

5.1.2 Trasformatore MT/AT fuori servizio

Nella Figura 5.3 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate al terminale del cavo lato Utente in caso di guasto franco a terra con il trasformatore MT/AT fuori servizio.

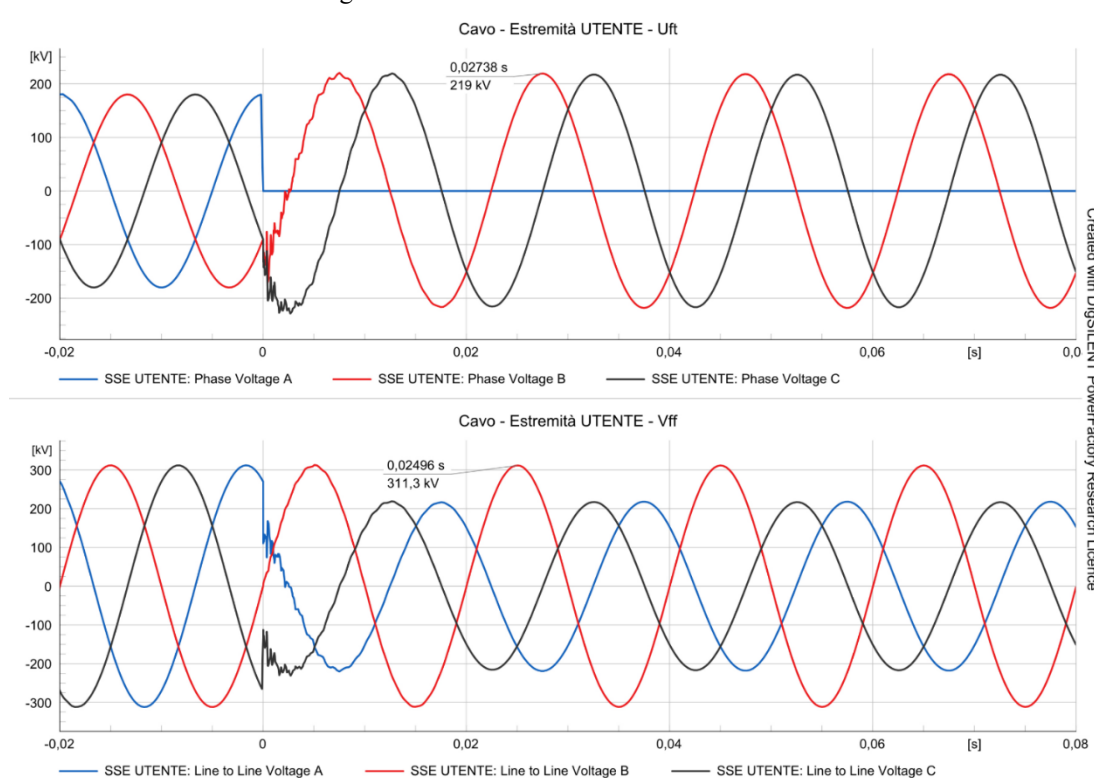


Figura 5. 3 - Andamento delle tensioni - Guasto monofase a terra con trasformatore MT/AT fuori servizio

Nella Tabella 5.2 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di guasto franco a terra con il trasformatore MT/AT fuori servizio.

Tabella 5. 2 - Valori di picco dovuti alle sovratensioni temporanee nelle simulazioni di guasto franco a terra con trasformatore MT/AT fuori servizio

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] |
|---------------|----------------|
| 0 | 219,0 |
| 2 | 218,8 |
| 4 | 219,9 |
| 6 | 220,0 |
| 8 | 219,5 |
| 10 | 219,0 |
| 12 | 219,2 |
| 14 | 219,9 |
| 16 | 219,9 |
| 18 | 219,4 |

Dai dati della Tabella 5.2 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori:

- $U_{media} = 219,46 \text{ kVp}$
- $\sigma = 0,448 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 220,80 \text{ kVp}$

Le sovratensioni temporanee verificatesi in questo scenario risultano, come previsto, superiori a quelle dello scenario precedente. Il valore U_{cw} delle sovratensioni temporanee, calcolato mediante la Formula 5.1, risulta pari a 220,8 kVp. Per un confronto diretto con la normativa è possibile calcolare il coefficiente di guasto a terra mediante la seguente formula:

$$K = \frac{U_{cw}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{U_m} = \frac{220,8}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{245} = 1,104$$

Il fattore di guasto a terra ottenuto per questo scenario risulta inferiore al valore di 1,3 fornito dalla normativa, nonostante il trasformatore sia fuori servizio. Tale differenza potrebbe essere attribuita alla forte presenza di centrali di produzione dell'energia elettrica nelle zone limitrofe, con conseguente forte presenza di trasformatori con neutro a terra.

Le sovratensioni temporanee verificatesi in questo scenario risultano superiori a quelle del precedente scenario e, come esposto nel Capitolo 1.4.1, ad una maggiore sovratensione corrisponde una minore sovracorrente. Dalla Figura 5.4 è possibile notare come la corrente di guasto raggiunge un valore di picco pari a 4,513 kAp, per assestarsi successivamente ad un valore pari a 4,074 kAp, pari a 2,881 kAeff. Tali valori risultano essere più contenuti rispetto ai valori dello scenario precedente.

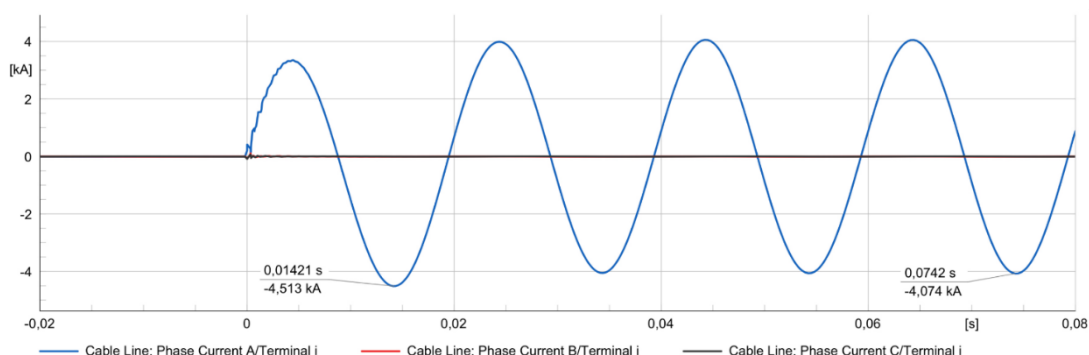


Figura 5. 4 - Andamento delle correnti - Guasto monofase a terra con trasformatore MT/AT fuori servizio

5.1.3 Trasformatore MT/AT fuori servizio e scaricatori fuori servizio

Nella Figura 5.5 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate al terminale del cavo lato Utente in caso di guasto franco a terra con il trasformatore MT/AT e scaricatori fuori servizio.

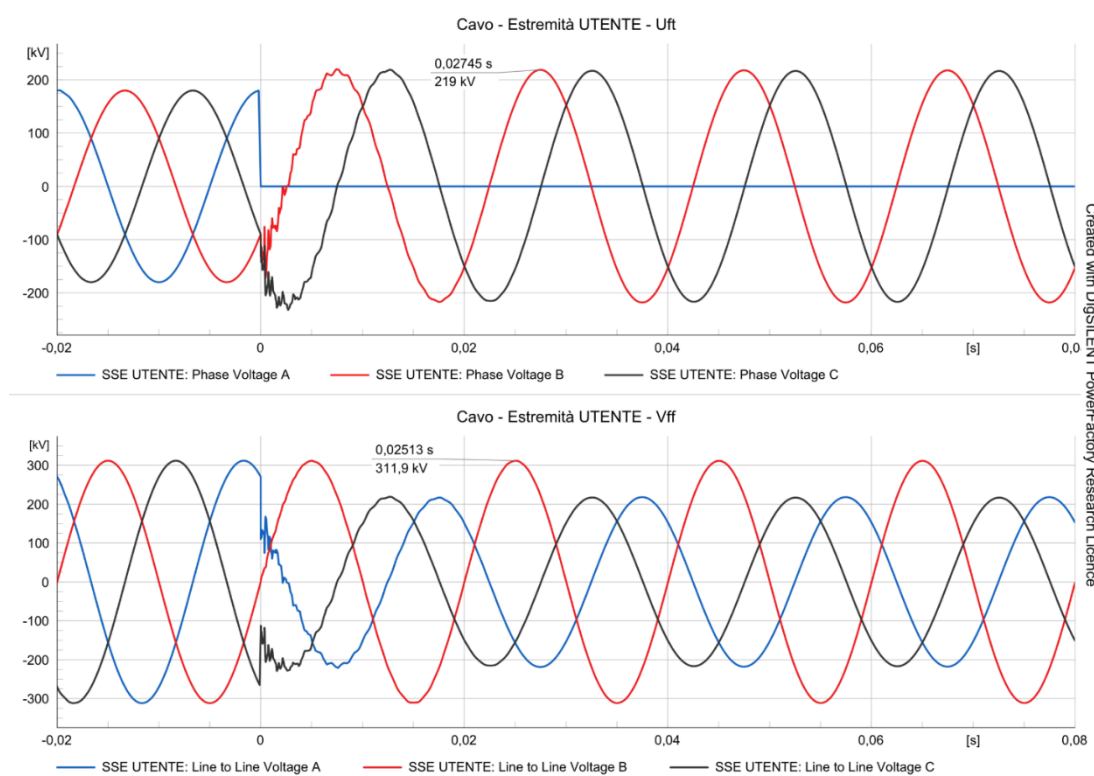


Figura 5. 5 - Andamento delle tensioni - Guasto monofase a terra con trasformatore MT/AT e scaricatori fuori servizio

Nella Tabella 5.3 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di guasto franco a terra con il trasformatore MT/AT e scaricatori fuori servizio.

Tabella 5. 3 - Valori di picco dovuti alle sovratensioni temporanee nelle simulazioni di guasto franco a terra con trasformatore MT/AT e scaricatori fuori servizio

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] |
|---------------|----------------|
| 0 | 219,0 |
| 2 | 219,3 |
| 4 | 220,6 |
| 6 | 220,1 |
| 8 | 219,6 |
| 10 | 219,0 |
| 12 | 219,4 |
| 14 | 220,1 |
| 16 | 220,2 |
| 18 | 219,6 |

Dai dati della Tabella 5.3 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori:

- $U_{media} = 219,69 \text{ kVp}$
- $\sigma = 0,540 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 221,31 \text{ kVp}$

Le sovratensioni temporanee verificatesi in questo caso sono paragonabili alle sovratensioni temporanee raggiunte nello scenario precedente. Questo dimostra come gli scaricatori non abbiano alcuno scopo di protezione per questo tipo di guasto. Il corretto funzionamento degli scaricatori non prevede infatti il loro intervento per sovratensioni temporanee, bensì solamente per sovratensioni impulsive.

La lieve differenza tra le tensioni ottenute in questo scenario ed il precedente può essere attribuita al prolungamento della caratteristica V-I degli scaricatori, che è stato necessario ipotizzare per un corretto funzionamento della simulazione, come esposto al Capitolo 4.6.

5.1.4 Eliminazione di un guasto monofase a terra

Nella Figura 5.6 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate al terminale del cavo lato Utente in caso di estinzione di un guasto franco a terra.

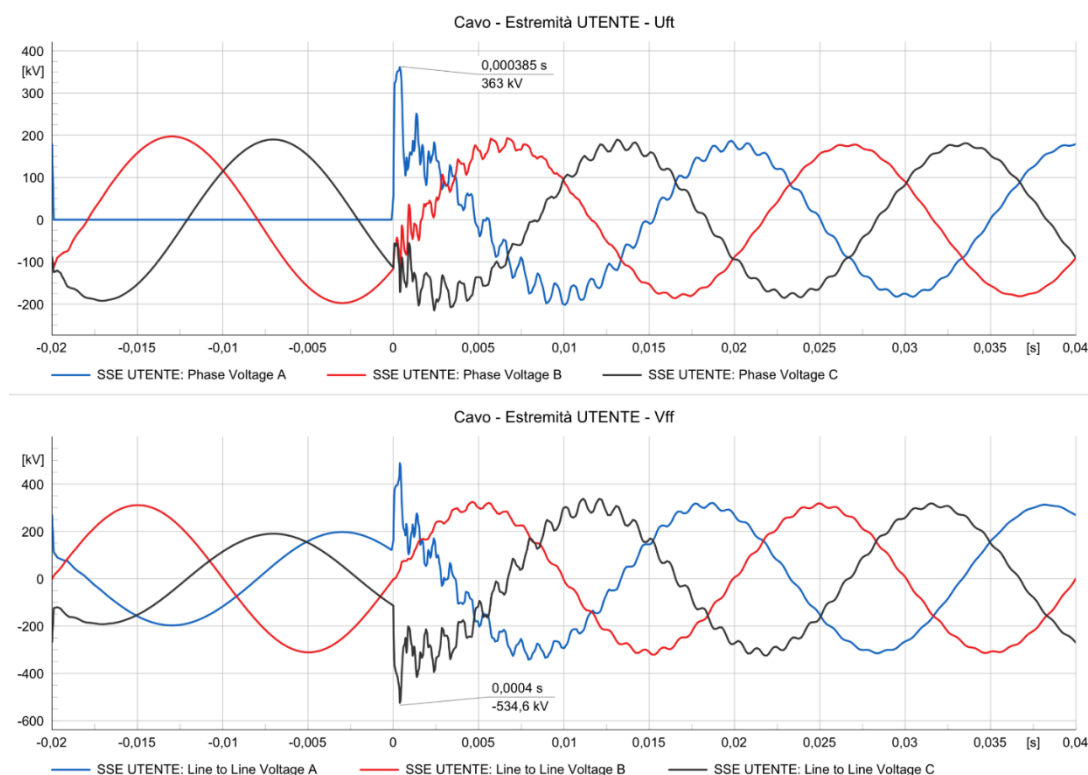


Figura 5.6 - Andamento delle tensioni – Estinzione di un guasto monofase a terra

Nella Tabella 5.4 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) riscontrati nelle simulazioni di estinzione di un guasto franco a terra al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}). Il tempo intercorso tra l'inizio del guasto e la sua estinzione è sempre pari a 20 ms.

Tabella 5. 4 - Valori di picco dovuti alle sovratensioni a fronte nelle simulazione di guasto franco a terra

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] | V_{ff} [kVp] |
|---------------|----------------|----------------|
| 0 | 363,0 | 534,6 |
| 2 | 374,3 | 602,6 |
| 4 | 381,6 | 595,7 |
| 6 | 378,9 | 546,3 |
| 8 | 364,1 | 563,5 |
| 10 | 369,9 | 563,5 |
| 12 | 377,7 | 604,3 |
| 14 | 384,7 | 596,9 |
| 16 | 381,8 | 547,7 |
| 18 | 367,3 | 550,9 |

Dai dati della Tabella 5.4 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra:

- $U_{media} = 374,33 \text{ kVp}$
- $\sigma = 7,82 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 397,79 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-fase:

- $U_{media} = 570,61 \text{ kVp}$
- $\sigma = 26,64 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 650,53 \text{ kVp}$

Dalla Figura 5.6 è possibile notare immediatamente come queste sovratensioni, classificate come sovratensioni a fronte lento, siano di elevata entità.

I picchi di tensione dovuti alle sovratensioni a fronte lento risultano in linea (di poco inferiori) sia con il valore di 446 kVp per le tensioni fase-terra e sia con il valore di 810 kVp per le tensioni fase-fase, entrambi per le apparecchiature in ingresso linea, ottenuti al capitolo 3. I valori massimi U_{cw} calcolati mediante la Formula 5.1 risultano pari a 397,79 kVp per le tensioni fase-terra e pari a 650,53 kVp per le tensioni fase-fase.

È bene specificare che i valori risultano elevati in quanto l'estinzione del guasto viene effettuata nell'istante riportato in Tabella 5.4. Se fosse stata impostata l'estinzione del guasto al successivo passaggio per lo zero le sovratensioni ottenute sarebbero risultate più contenute.

5.2 Sovratensioni dovute a energizzazione

Queste sovratensioni si verificano su tutte le fasi e sono classificate come sovratensioni a fronte lento. Come esposto al Capitolo 1.4.2 sono caratterizzate da un fronte di salita della durata di 250 μ s ed un tempo all'emivale di 2500 μ s. Il passo d'integrazione utilizzato per le seguenti simulazioni è pari a 1 μ s, il quale permette di ottenere 250 campioni nel fronte di salita e 2500 tra l'istante d'inizio dell'onda e l'emivale.

Il caso in questione prevede la linea in cavo come unico collegamento tra il BESS Serre Tavazzano e la rete elettrica nazionale. Pertanto, sapendo che il BESS non prevede il funzionamento in isola, è stata simulata unicamente l'energizzazione della linea in cavo unicamente dall'estremità collegata alla SSE Terna.

Gli scenari che verranno esposti nel presente capitolo sono quindi i seguenti:

- energizzazione della linea in cavo nelle condizioni sopra esposte
- combinazione dei possibili guasti, in particolare l'energizzazione su guasto monofase a terra

Al fine didattico di verificare l'importanza degli scaricatori al verificarsi di queste sovratensioni è stato deciso di simulare un terzo scenario: l'energizzazione in presenza di scaricatori fuori servizio.

5.2.1 Energizzazione della linea in cavo

Nelle Figure 5.7 e 5.8 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate alle due estremità della linea in cavo, in caso di energizzazione della stessa.

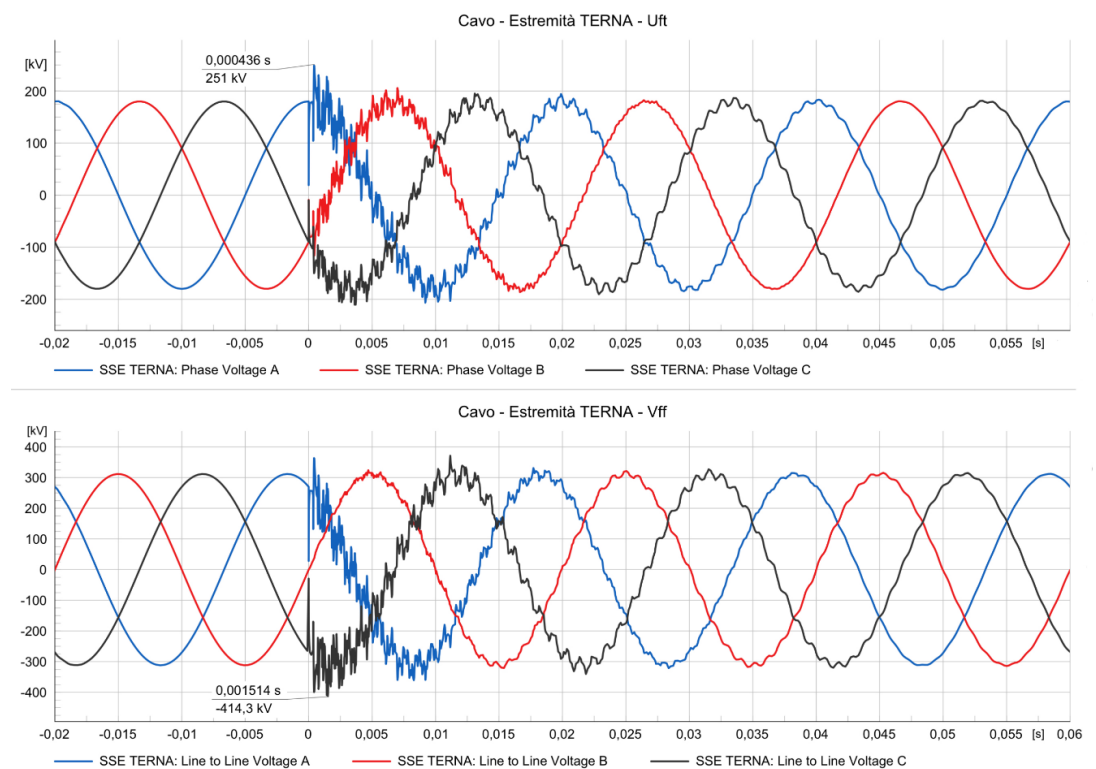


Figura 5. 7 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Terna - Energizzazione

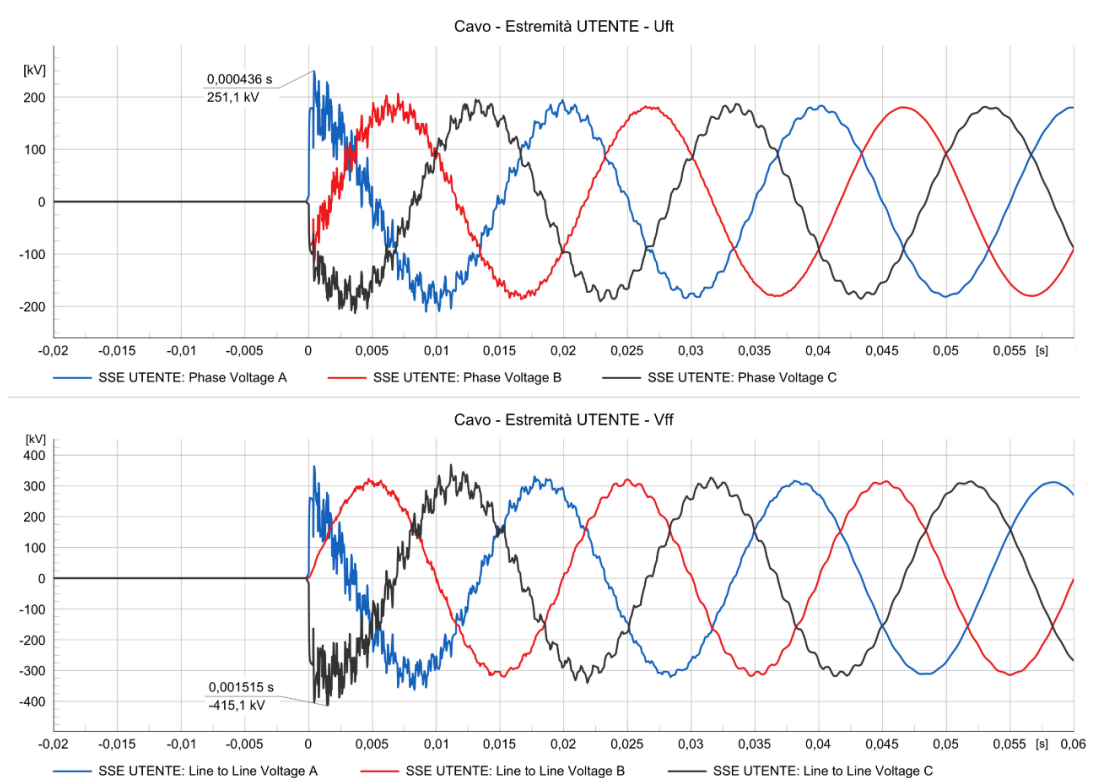


Figura 5. 8 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Utente - Energizzazione

Nella Tabella 5.5 sono riportati i valori di tensione di picco fase-terra (U_{ft}) e fase-fase (V_{ff}) all'estremità Utente al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di energizzazione.

Tabella 5. 5 - Valori di picco delle simulazione di energizzazione

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] | V_{ff} [kVp] |
|---------------|----------------|----------------|
| 0 | 251,1 | 415,1 |
| 2 | 250,9 | 437,5 |
| 4 | 252,6 | 437,9 |
| 6 | 256,2 | 415,2 |
| 8 | 232,5 | 453,6 |
| 10 | 250,9 | 405,5 |
| 12 | 250,9 | 437,6 |
| 14 | 252,6 | 437,9 |
| 16 | 256,2 | 415,1 |
| 18 | 231,4 | 453,6 |

Dai dati della Tabella 5.5 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra:

- $U_{media} = 248,53 \text{ kVp}$
- $\sigma = 8,97 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 275,45 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-fase:

- $U_{media} = 430,9 \text{ kVp}$
- $\sigma = 17,02 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 481,96 \text{ kVp}$

I picchi di tensione dovuti alle sovratensioni a fronte lento risultano molto contenuti rispetto ai valori di 446 kVp per le tensioni fase-terra e 810 kVp per le tensioni fase-fase ottenuti al capitolo 3. I valori massimi U_{cw} calcolati mediante la Formula 5.1 risultano pari a 275,45 kVp per le tensioni fase-terra e pari a 481,96 kVp per le tensioni fase-fase.

5.2.2 Energizzazione della linea in cavo su guasto monofase a terra

Nelle Figure 5.9 e 5.10 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate alle due estremità della linea in cavo, in caso di energizzazione della linea in cavo su guasto monofase a terra. Va specificato che il guasto monofase avviene al terminale del cavo lato Utente.

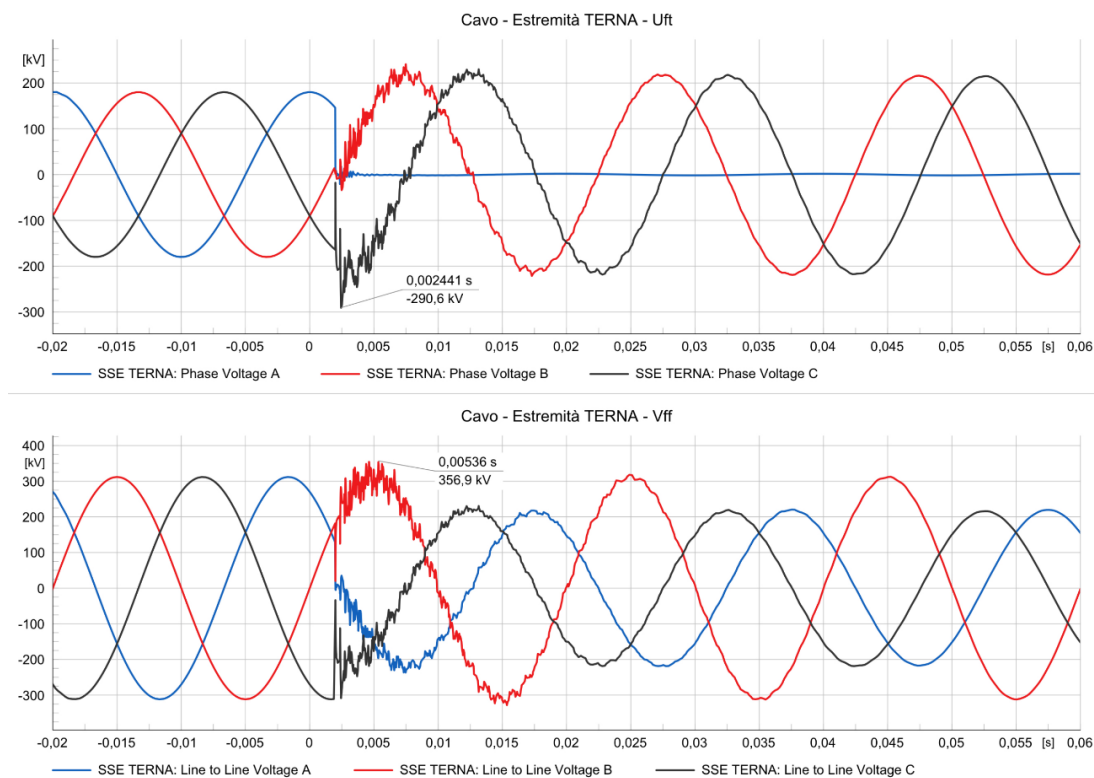


Figura 5.9 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Terna – Energizzazione su guasto monofase ($t_{ig}=2ms$)

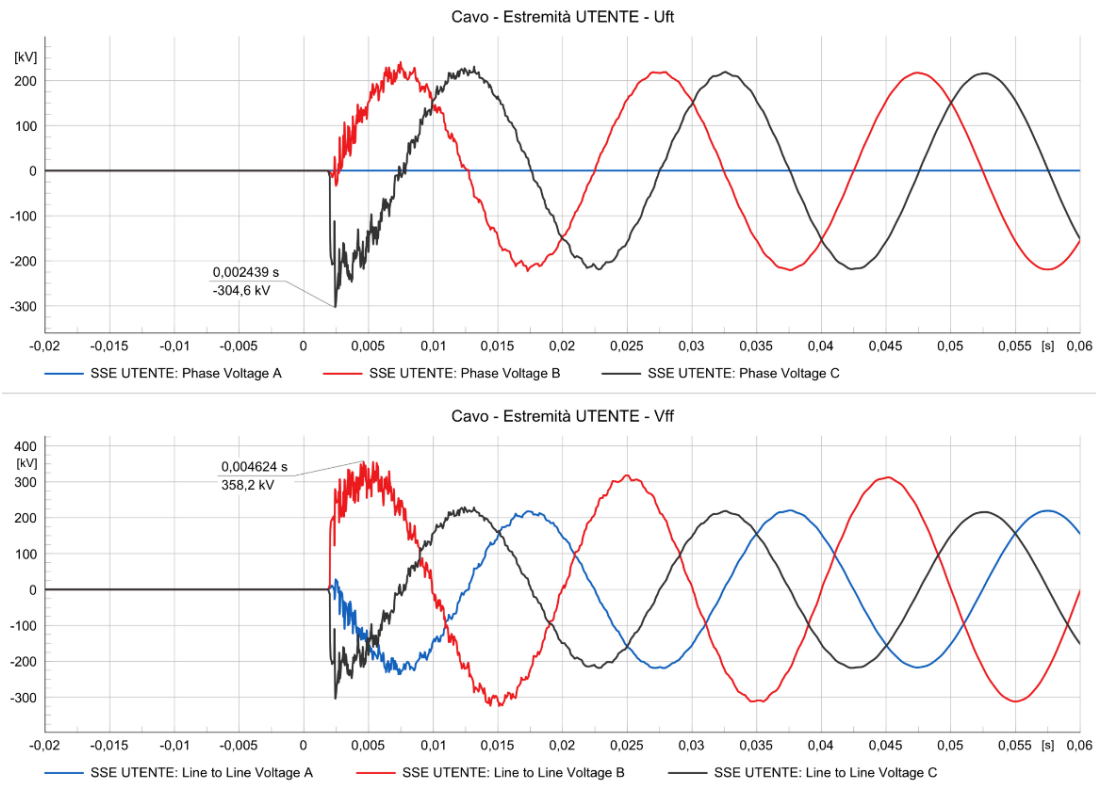


Figura 5. 10 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Utente – Energizzazione su guasto monofase ($t_{ig}=2ms$)

Nella Tabella 5.6 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di energizzazione su guasto monofase a terra.

Tabella 5. 6 - Valori di picco delle simulazione di energizzazione su guasto monofase

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] |
|---------------|----------------|
| 0 | 254,2 |
| 2 | 304,6 |
| 4 | 269,3 |
| 6 | 284,9 |
| 8 | 289,5 |
| 10 | 254,8 |
| 12 | 305,5 |
| 14 | 269,3 |
| 16 | 284,8 |
| 18 | 299,4 |

Dai dati della Tabella 5.6 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra:

- $U_{media} = 282,56 \text{ kVp}$
- $\sigma = 19,72 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 341,72 \text{ kVp}$

In questo caso i picchi di tensione dovuti alle sovratensioni a fronte lento risultano inferiori al valore di 446 kVp calcolato al capitolo 3 per le apparecchiature in ingresso linea, come istruzioni della normativa. Il valore U_{cw} calcolato mediante la Formula 5.1 risulta infatti pari a 341,72 kVp per le tensioni fase-terra.

Per le sovratensioni fase-fase non sono presenti sovratensioni elevate, come tipico nei casi di guasti monofase.

5.2.3 Energizzazione della linea in cavo con scaricatori fuori servizio

Nelle Figure 5.11 e 5.12 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate e concatenate alle due estremità della linea in cavo, in caso di energizzazione della stessa con scaricatori fuori servizio.

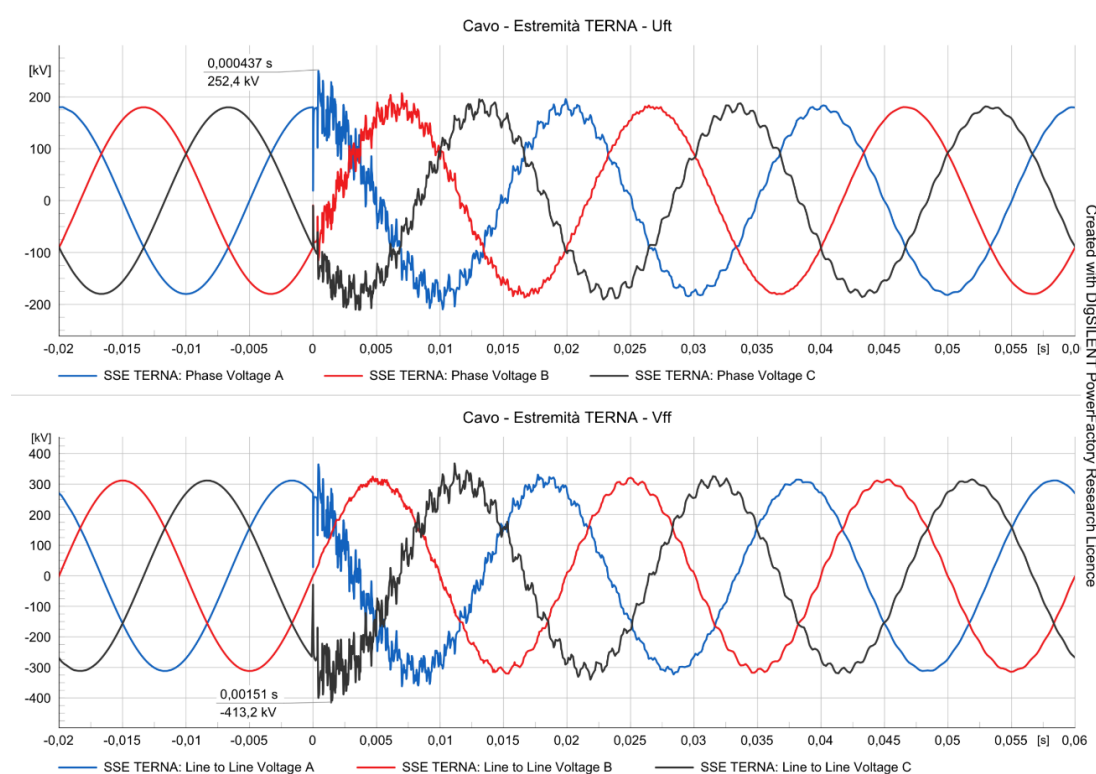


Figura 5. 11 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Terna – Energizzazione con scaricatori fuori servizio

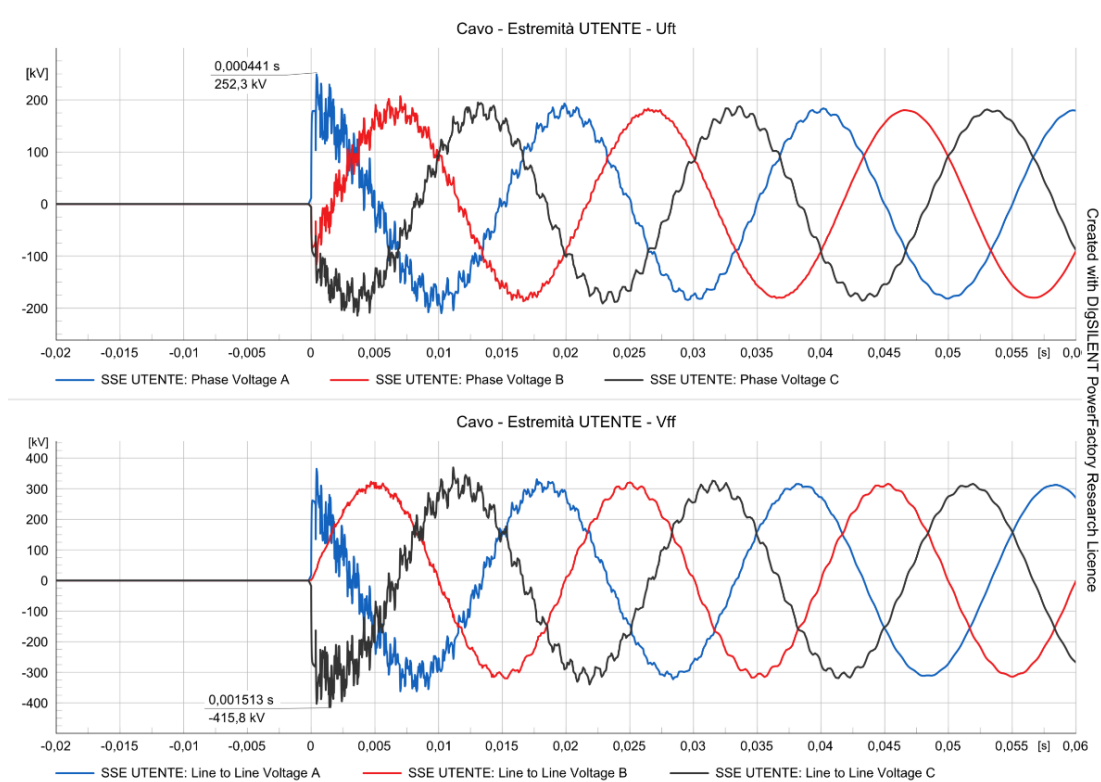


Figura 5. 12 - Andamento delle tensioni all'estremità del cavo lato Utente – Energizzazione con scaricatori fuori servizio

Nella Tabella 5.7 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) e fase-fase (V_{ff}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di energizzazione con scaricatori fuori servizio.

Tabella 5. 7 - Valori di picco delle simulazione di energizzazione con scaricatori fuori servizio

| t_{ig} [ms] | U_{ft} [kVp] | V_{ff} [kVp] |
|---------------|----------------|----------------|
| 0 | 252,3 | 415,8 |
| 2 | 252,3 | 438,8 |
| 4 | 254,1 | 439,3 |
| 6 | 258,0 | 416,8 |
| 8 | 232,2 | 454,2 |
| 10 | 252,4 | 418,1 |
| 12 | 252,3 | 438,8 |
| 14 | 254,1 | 439,3 |
| 16 | 258,0 | 416,7 |
| 18 | 232,3 | 454,5 |

Dai dati della Tabella 5.7 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra:

- $U_{media} = 249,8 \text{ kVp}$
- $\sigma = 9,50 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 278,31 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-fase:

- $U_{media} = 433,23 \text{ kVp}$
- $\sigma = 15,28 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 479,10 \text{ kVp}$

In questo caso i picchi di tensione dovuti alle sovratensioni a fronte lento risultano paragonabili a quelli presenti nelle simulazioni con gli scaricatori in servizio. Infatti, il corretto funzionamento degli scaricatori prevede il loro intervento solamente in prossimità del livello di protezione dagli impulsi di manovra, pari a 405 kVp per gli scaricatori in questione.

La lieve differenza di sovratensioni tra lo scenario con la presenza degli scaricatori e questo può essere attribuita al prolungamento della caratteristica V-I degli scaricatori, che è stato necessario ipotizzare per un corretto funzionamento della simulazione, come esposto al Capitolo 4.6.

5.3 Sovratensioni dovute a fulminazioni

Queste sovratensioni sono classificate come sovratensioni a fronte veloce. Come esposto al Capitolo 1.4.3 l'impulso atmosferico standardizzato è caratterizzato da un fronte di salita della durata di 1,2 μs ed un tempo all'emivalore di 50 μs . Il passo d'integrazione utilizzato per le seguenti simulazioni è pari a 5 ns, il quale permette di ottenere 240 campioni nel fronte di salita e 10000 tra l'istante d'inizio dell'onda e l'emivalore.

Gli scenari che verranno esposti nel seguente capitolo sono i seguenti:

- Fulminazione diretta della corda della linea aerea (Shielding Failure Lightning)
- Scariche atmosferiche di ritorno (Back-Flashover Lightning)

Entrambi gli scenari sono stati replicati con gli scaricatori fuori servizio, al fine di verificare l'andamento di tali sovratensioni in assenza dell'effetto protettivo portato dagli scaricatori.

Come descritto al Capitolo 4.9, per gli scenari di fulminazione diretta della corda della linea aerea e le scariche atmosferiche di ritorno, ovvero gli scenari in cui è la linea aerea ad essere interessata direttamente dalla fulminazione, si ricorda che la fulminazione avviene in entrambi i casi all'altezza del quarto traliccio, quindi ad una distanza di tre campate, ovvero 900 metri, dalla SSE Terna.

5.3.1 Fulminazione diretta della corda della linea aerea (shielding failure lightning)

L'impulso di fulminazione scelto per questa prova è di 30kA, mentre per tutte le altre caratteristiche della simulazione si rimanda al Capitolo 4.

Nella Figura 5.13 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate alle estremità della linea in cavo.

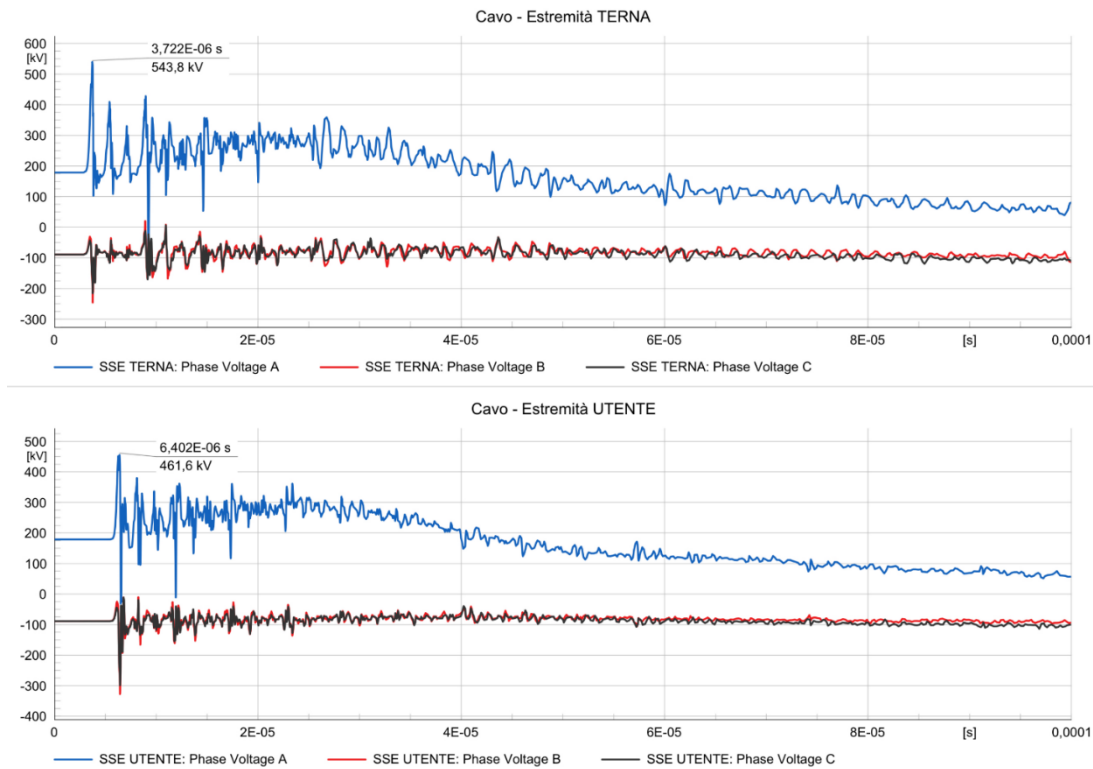


Figura 5. 13 - Andamento delle tensioni fase-terra alle estremità del cavo –Fulminazione diretta della corda della linea aerea

Nella Figura 5.14 è possibile visualizzare l'andamento della corrente nello scaricatore presente nella SSE di Terna.

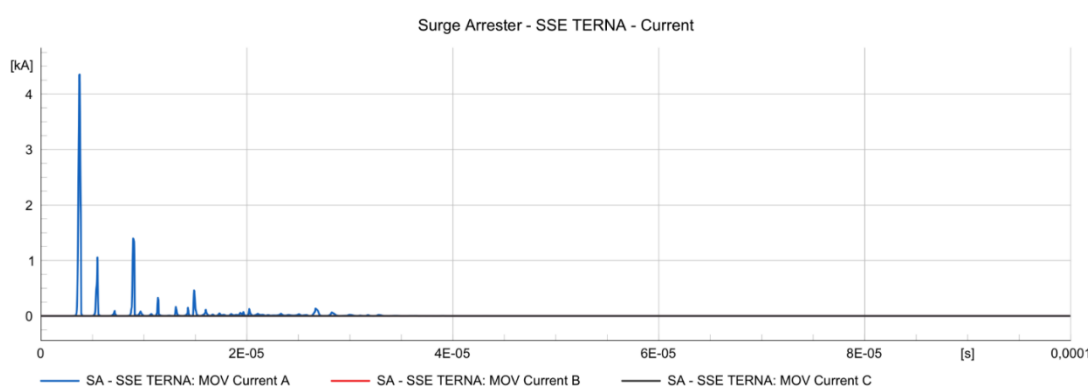


Figura 5. 14 – Andamento della corrente nello scaricatore della SSE Terna – Fulminazione diretta della corda della linea aerea

Nella Tabella 5.8 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di fulminazione diretta della corda della linea aerea.

Tabella 5. 8 - Valori di picco delle simulazione di fulminazione diretta della corda della linea aerea

| t_{ig} [ms] | $U_{ft\,TERNA}$ [kVp] | $U_{ft\,UTENTE}$ [kVp] |
|---------------|-----------------------|------------------------|
| 0 | 543,8 | 461,6 |
| 2 | 524,7 | 434,1 |
| 4 | 489,9 | 441,4 |
| 6 | 446,3 | 427,6 |
| 8 | 445,1 | 466,2 |
| 10 | 437,1 | 445,1 |
| 12 | 439,7 | 428,8 |
| 14 | 444,5 | 421,8 |
| 16 | 495,4 | 423,7 |
| 18 | 517,5 | 448,2 |

Dai dati della Tabella 5.8 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Terna:

- $U_{media} = 478,40 \text{ kVp}$
- $\sigma = 40,64 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 600,31 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Utente:

- $U_{media} = 439,85 \text{ kVp}$
- $\sigma = 15,49 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 486,31 \text{ kVp}$

I picchi di tensione dovuti alla fulminazione diretta della corda della linea aerea risultano in linea con quelli previsti dalla normativa. I valori U_{cw} ottenuti dalle simulazioni risultano pari a 600,31 kVp e 486,31 kVp rispettivamente per la SSE Terna e la SSE Utente, mentre il valore calcolato allo step 2 della normativa è pari a 660 kVp per le apparecchiature con isolamento interno e 782 kVp per le apparecchiature con isolamento esterno.

È bene ricordare come la complessità degli eventi di fulminazione imporrebbe un'analisi statistica molto approfondita comprendente molti altri fattori. Le simulazioni svolte permettono però di confermare in un primo luogo quanto sviluppato per via analitica al Capitolo 3.

Confrontando le Figure 5.13 e 5.14 è possibile notare come a picchi di sovratensioni corrispondono picchi di corrente nello scaricatore. Questa correlazione è dovuta al fatto che lo scaricatore interviene solo in prossimità del livello di protezione dagli impulsi atmosferici. Il datasheet degli scaricatori in questione, visto al Capitolo 2.5.2, afferma che ad una sovratensione a fronte veloce di 420 kV corrisponde una corrente di scarica di 5 kA. Tali valori non corrispondono precisamente a quelli riscontrati nella simulazione in quanto i valori di tensione e corrente correlati agli impulsi atmosferici a fronte veloce si riferiscono ad un'onda standardizzata 8/20 μs . Tale onda presenta quindi un fronte di salita della durata di 8 μs ed un tempo all'emivalore di 20 μs , molto diversi dai valori 1,2/50 μs previsti in queste simulazioni. Il fronte d'onda di quest'ultima risulta quindi molto più ripido, causando inevitabilmente una reazione diversa degli scaricatori di tensione per via delle induttanze parassite, portando a sovratensioni più elevate.

5.3.2 Fulminazione diretta della corda della linea aerea con scaricatori fuori servizio

L'impulso di fulminazione scelto per questa prova è di 30kA, mentre per tutte le altre caratteristiche della simulazione si rimanda al Capitolo 4.

Nella Figura 5.15 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate alle estremità della linea in cavo.

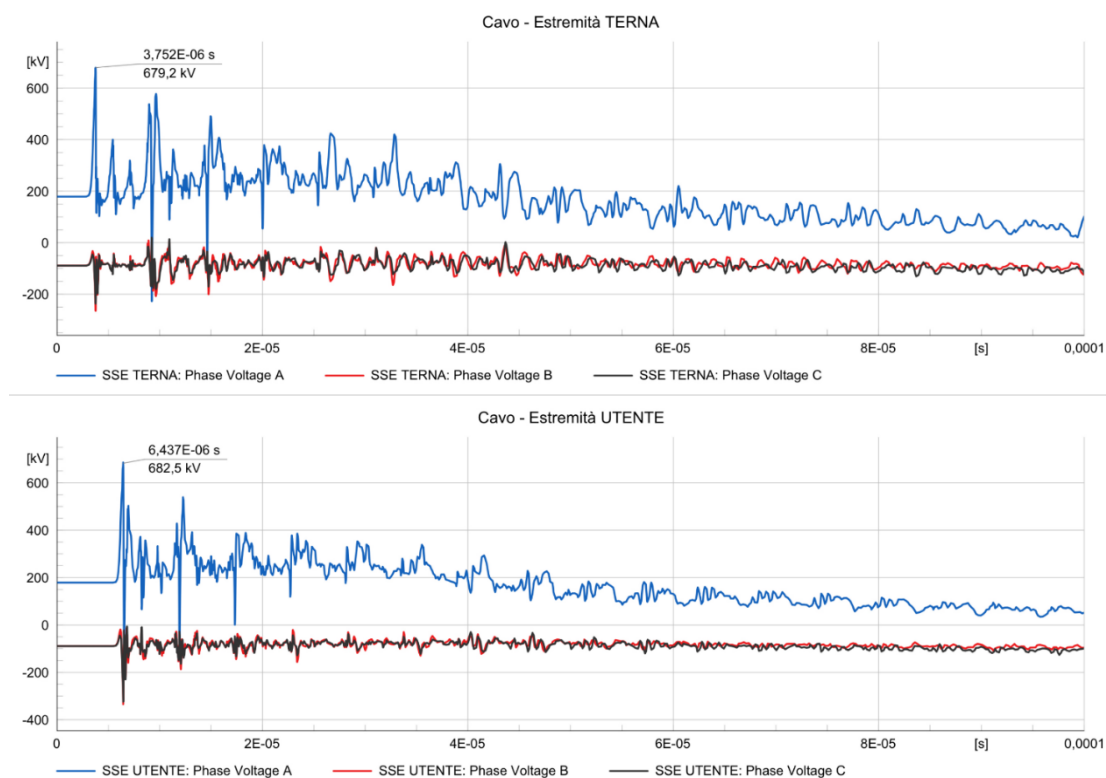


Figura 5. 15 - Andamento delle tensioni fase-terra alle estremità della linea in cavo –Fulminazione diretta della corda della linea aerea con scaricatori fuori servizio

Nella Tabella 5.9 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}) al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di fulminazione diretta della corda della linea aerea con scaricatori fuori servizio.

Tabella 5. 9 - Valori di picco delle simulazione di fulminazione diretta della corda della linea aerea con scaricatori fuori servizio

| t_{ig} [ms] | $U_{ft\,TERNA}$ [kVp] | $U_{ft\,UTENTE}$ [kVp] |
|---------------|-----------------------|------------------------|
| 0 | 679,2 | 682,5 |
| 2 | 655,3 | 650,2 |
| 4 | 584,7 | 598,8 |
| 6 | 545,1 | 554,5 |
| 8 | 744,7 | 721,9 |
| 10 | 580,7 | 594,6 |
| 12 | 564,1 | 567,4 |
| 14 | 543,4 | 537,1 |
| 16 | 731,3 | 717,8 |
| 18 | 643,0 | 627,8 |

Dai dati della Tabella 5.9 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Terna:

- $U_{media} = 627,15 \text{ kVp}$
- $\sigma = 74,61 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 850,98 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Utente:

- $U_{media} = 625,26 \text{ kVp}$
- $\sigma = 66,31 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 824,19 \text{ kVp}$

Questo scenario permette di dimostrare come la presenza degli scaricatori risulti fondamentale per riuscire a limitare le sovratensioni dovute a fulminazioni dirette. La presenza degli scaricatori permette infatti di abbassare U_{cw} dal valore di 850,98 kVp al valore di 600,31 kVp per le tensioni fase-terra dell'estremità del cavo lato Terna e dal valore di 824,19 kVp al valore di 486,31 kVp per le tensioni fase-terra dell'estremità del cavo lato Utente.

Risulta inoltre interessante notare come, nonostante sia assente la protezione dovuta agli scaricatori, la massima sovratensione dovuta a fulminazione diretta risulti comunque inferiore al BIL di 1050 kV scelto per le apparecchiature e quindi la linea in questione, al netto dei fattori di correzione K_a e K_s .

5.3.3 Scariche atmosferiche di ritorno (back-flashover lightning)

L'impulso di fulminazione scelto per questa prova è di 200kA, mentre per tutte le altre caratteristiche della simulazione si rimanda al Capitolo 4.

Nella Figura 5.16 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate ai due estremi della linea in cavo.

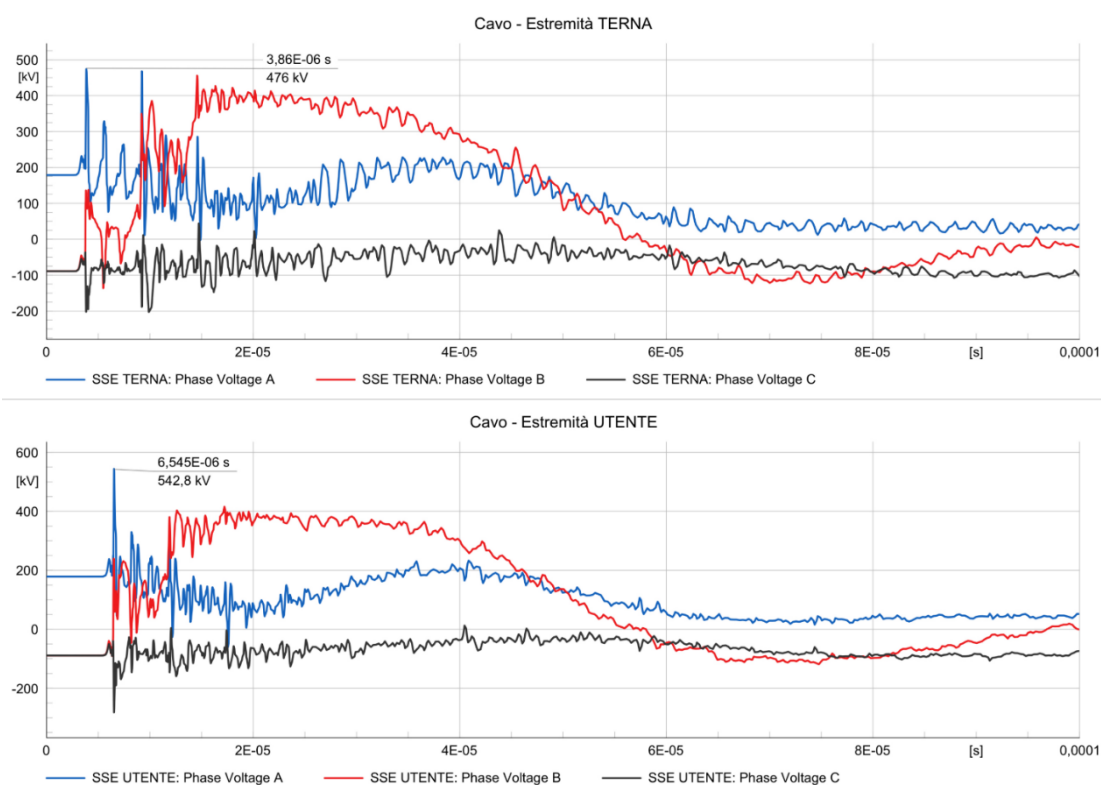


Figura 5. 17 - Andamento delle tensioni stellate agli estremi della linea in cavo – Scariche atmosferiche di ritorno (Back-Flashover Lightning)

Nella Figura 5.17 è possibile visualizzare l’andamento della corrente nello scaricatore presente nella SSE Utente.

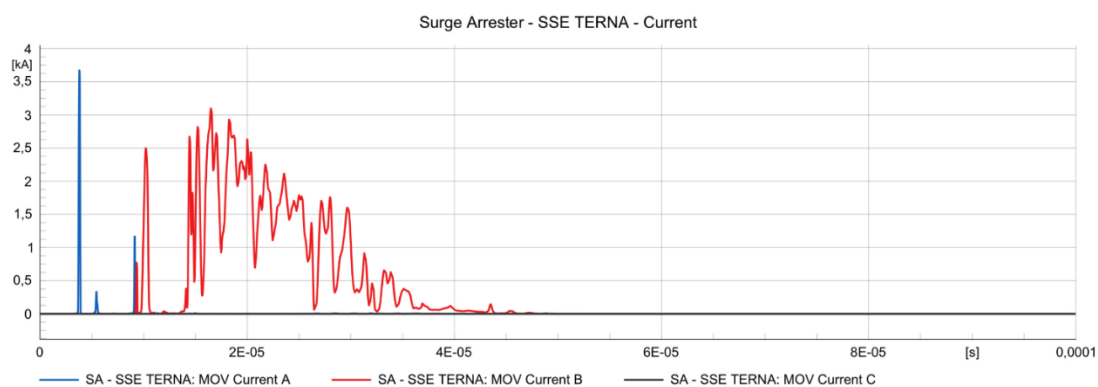


Figura 5. 16 – Andamento della corrente nello scaricatore della SSE Terna – Scariche atmosferiche di ritorno (Back-Flashover Lightning)

L’elevato valore di corrente di scarica incide inoltre sul numero di archi che si vengono a creare tra i tralicci e le corde della linea aerea, come dimostrato nella Figura 5.18, dove i cerchi rossi indicano i punti di scarica.

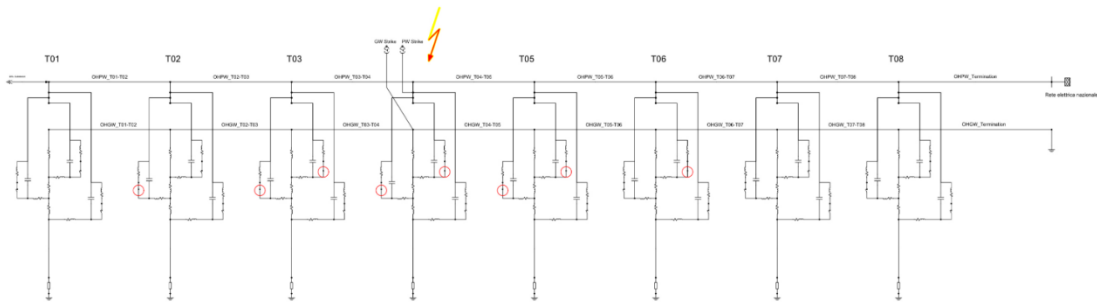


Figura 5. 18 -Archi verificatisi sulla linea aerea - Scariche atmosferiche di ritorno

Nella Tabella 5.10 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}), rispettivamente nella SSE Terna e nella SSE Utente, al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di scariche atmosferiche di ritorno.

Tabella 5. 10 - Valori di picco delle simulazione di scariche atmosferiche di ritorno (Back-Flashover Lightning)

| t_{ig} [ms] | $U_{ft\text{TERNA}}$ [kVp] | $U_{ft\text{UTENTE}}$ [kVp] |
|---------------|----------------------------|-----------------------------|
| 0 | 476,0 | 542,8 |
| 2 | 550,2 | 598,6 |
| 4 | 519,2 | 601,9 |
| 6 | 510,8 | 560,4 |
| 8 | 515,9 | 535,7 |
| 10 | 477,0 | 546,6 |
| 12 | 487,7 | 522,9 |
| 14 | 467,2 | 582,1 |
| 16 | 516,5 | 597,3 |
| 18 | 583,0 | 629,1 |

Dai dati della Tabella 5.10 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Terna:

- $U_{media} = 510,33 \text{ kVp}$
- $\sigma = 36,04 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 618,45 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Utente:

- $U_{media} = 571,74 \text{ kVp}$
- $\sigma = 34,90 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 676,45 \text{ kVp}$

I picchi di tensione dovuti alle scariche atmosferiche di ritorno risultano leggermente maggiori di quelli previsti dalla normativa. I valori U_{cw} ottenuti dalle simulazioni risultano pari a 618,45 kVp ed a 676,45 kVp rispettivamente per tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Terna ed all'estremità del cavo lato Utente. Il valore U_{cw} calcolato allo step 2 della normativa è invece pari a 660 kVp per le apparecchiature con isolamento interno e 782 kVp per le apparecchiature con isolamento esterno. Nonostante il valore di 676,45 kVp appaia superiore nel caso di apparecchiature con isolamento interno, è bene specificare come i valori di picco raggiunti in ognuna delle 10 simulazioni risultino comunque

inferiori a quello calcolato analiticamente tramite normativa. Inoltre, il valore di corrente di fulmine simulato è molto elevato, ovvero pari a 200 kAp. La probabilità che un evento di fulminazione raggiunga o superi tale intensità è pari allo 0,05% [11].

Il valore di BIL utilizzato per le apparecchiature e quindi la linea in cavo è pari a 1050 kVp, quindi comunque di molto superiore rispetto ai valori ottenuti dalle simulazioni, al netto dei coefficienti K_a e K_s .

Confrontando le Figure 5.14 e 5.17 è possibile notare come in eventi di scariche atmosferiche di ritorno l'energia passante nello scaricatore, proporzionale all'area sottesa dagli andamenti delle correnti, sia molto maggiore rispetto al caso di fulminazione diretta. Questo è sicuramente attribuibile alla maggiore corrente, e conseguentemente energia, presente nella scarica iniziale. Nonostante questo, è bene ricordare come nelle scariche atmosferiche di ritorno parte dell'energia venga trasmessa direttamente a terra dalla fune di guardia e dai tralicci.

5.3.4 Scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio

L'impulso di fulminazione scelto per questa prova è di 200kA, mentre per tutte le altre caratteristiche della simulazione si rimanda al Capitolo 4.

Nella Figura 5.19 è possibile visualizzare l'andamento delle tensioni stellate ai due estremi della linea in cavo.

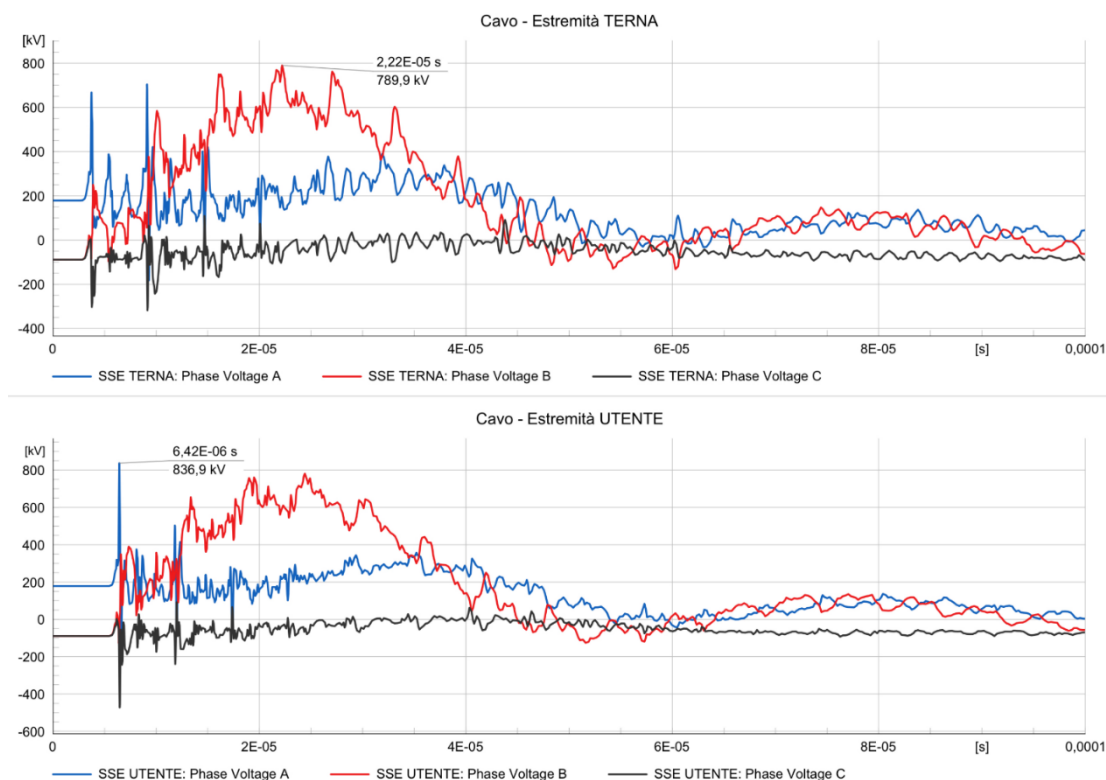


Figura 5. 19 - Andamento delle tensioni stellate agli estremi della linea in cavo – Scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio

L'elevato valore di corrente di scarica incide inoltre sul numero di archi che si vengono a creare tra i tralicci e le corde della linea aerea, come dimostrato nella Figura 5.20, dove i cerchi rossi indicano i punti di scarica.

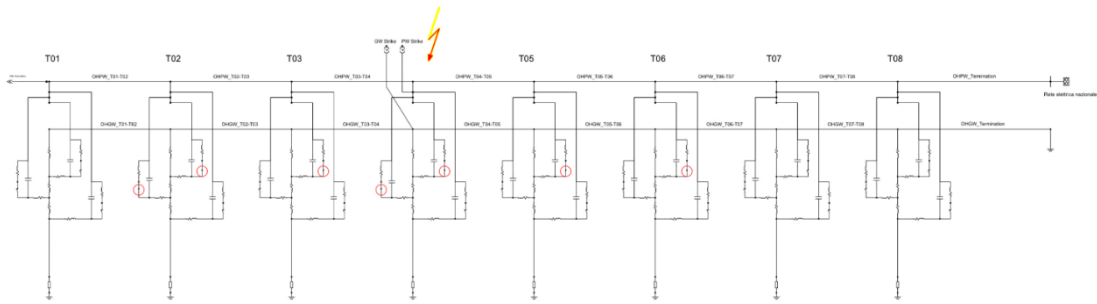


Figura 5. 20 -Archi verificatesi sulla linea aerea - Scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio

Nella Tabella 5.11 sono riportati i risultati dei valori di picco fase-terra (U_{ft}), rispettivamente nell'estremità del cavo lato Terna e nell'estremità del cavo lato Utente, al variare dell'istante di inizio guasto (t_{ig}) riscontrati nelle simulazioni di scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio.

Tabella 5. 11 - Valori di picco delle simulazione di scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio

| t_{ig} [ms] | $U_{ft\text{TERNA}}$ [kVp] | $U_{ft\text{UTENTE}}$ [kVp] |
|---------------|----------------------------|-----------------------------|
| 0 | 789,9 | 836,9 |
| 2 | 830,3 | 953,8 |
| 4 | 805,8 | 865,9 |
| 6 | 832,2 | 829,6 |
| 8 | 773,6 | 729,8 |
| 10 | 786,1 | 787,0 |
| 12 | 822,3 | 828,2 |
| 14 | 885,6 | 885,3 |
| 16 | 801,5 | 793,1 |
| 18 | 862,6 | 945,0 |

Dai dati della Tabella 5.11 e utilizzando la Formula 5.1 è possibile ricavare i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Terna:

- $U_{media} = 818,99,22 \text{ kVp}$
- $\sigma = 35,15 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 924,44 \text{ kVp}$

ed i seguenti valori per le tensioni fase-terra all'estremità del cavo lato Utente:

- $U_{media} = 845,46 \text{ kVp}$
- $\sigma = 69,76 \text{ kVp}$
- $U_{cw} = 1054,77 \text{ kVp}$

Questo scenario evidenzia come la presenza degli scaricatori risulti fondamentale per riuscire a limitare le sovratensioni dovute a scariche atmosferiche di ritorno. La presenza degli scaricatori permette infatti di abbassare U_{cw} , rispettivamente all'estremità del cavo lato Terna e lato Utente, dai valori di 924,44 kVp e 1054,77 kVp ai valori di 618,45 kVp e 676,45 kVp ottenuti nello scenario precedente (con scaricatori in servizio).

I picchi di tensioni dovuti alle fulminazioni, già notati negli scenari precedenti, sono molto differenti dagli impulsi presentati al Capitolo 1.4 ed impostati nel generatore di impulsi all'interno della simulazione. La coda decrescente risulta infatti pressoché assente. In questi casi si parla di onda tronca. Tale differenza può trovare spiegazione nella complessità del modello rappresentato, nel quali vi è una forte presenza di archi elettrici in svariati punti del circuito, come mostrato nella Figura 5.20, i quali causano un brusco abbassamento della tensione [11]. Nella Figura 5.21 vengono messe a confronto l'onda di corrente impostata nel generatore di impulsi e l'onda di tensione ottenuta sull'impianto, in particolare sul conduttore di fase A all'altezza del traliccio 4.

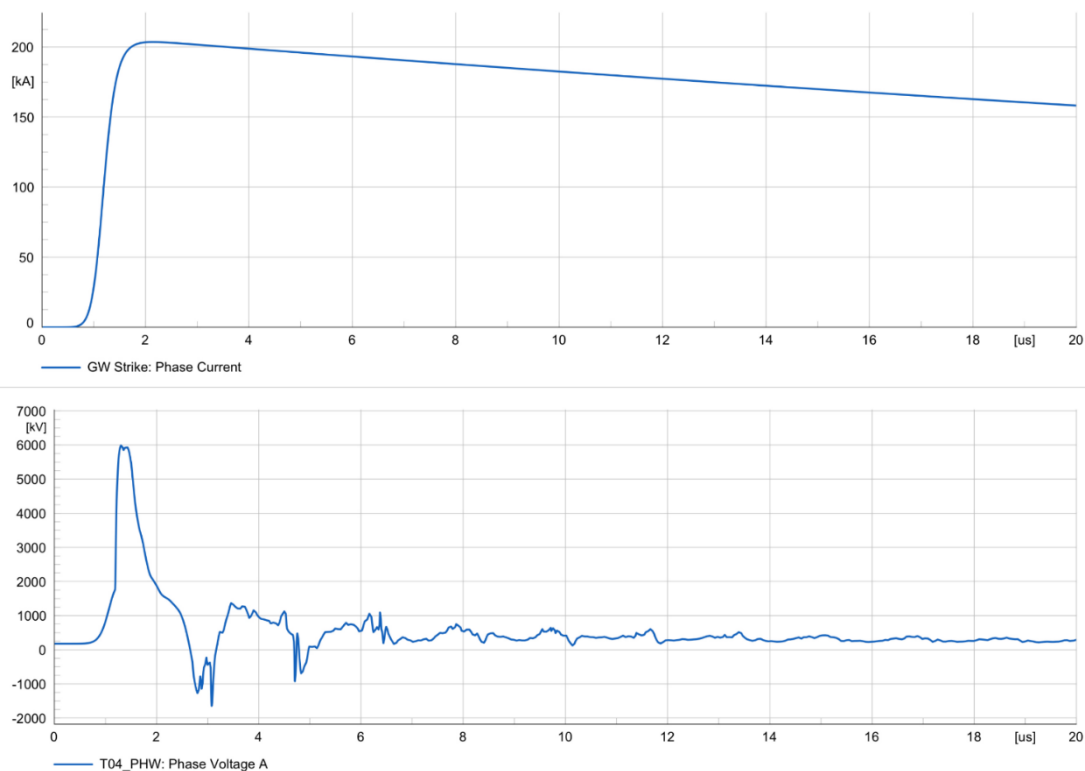


Figura 5. 21 – In alto: onda di corrente impostata nella simulazione – In basso: tensione della fase A misurata al traliccio 4

5.4 Approfondimenti teorici sui risultati ottenuti

I picchi di tensione molto pronunciati alla SSE Terna nel capitolo 5.3.4 permettono di approfondire alcuni aspetti teorici di riflessione delle onde viaggianti già introdotti nei precedenti capitoli. La Figura 5.22 rappresenta un ingrandimento sulla scala temporale delle tensioni stellate alla SSE Terna già viste nella Figura 5.19.

Dalla Figura 5.19 è possibile attribuire il picco 1 all'ingresso della sovratensione da fulminazione nella linea in cavo, essendo il primo picco di tensione che si verifica dall'istante zero, ovvero inizio dell'evento di fulminazione. Tale sovratensione, raggiunta la discontinuità di impedenza d'onda dovuta al passaggio dalla linea aerea alla linea in cavo, si scompone in due parti: una trasmessa all'intero del cavo ed una riflessa nuovamente lungo la linea aerea.

Visionando la Figura 5.22 è possibile avanzare l'ipotesi che il picco numero 4 sia dovuto all'onda propagata all'interno del cavo, la quale, dopo aver percorso l'intera linea in cavo, viene in buona parte riflessa e ripercorre l'intera linea in cavo tornando verso la SSE Terna.

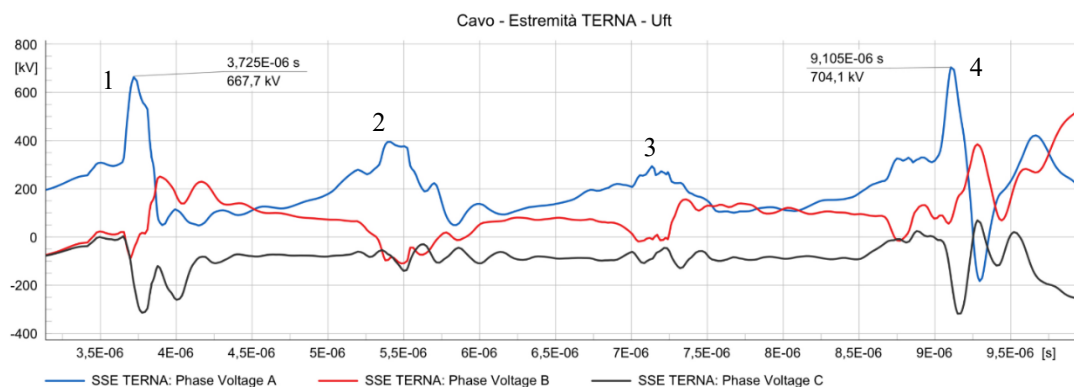


Figura 5.22 - Andamento delle tensioni stellate alla SSE Terna – Scariche atmosferiche di ritorno con scaricatori fuori servizio

Per verificare tale ipotesi è possibile calcolare il tempo di propagazione dell'onda t , ovvero il tempo impiegato dall'onda a percorrere l'intera lunghezza della linea in cavo, mediante la seguente formula:

$$t = \frac{d}{a} \quad (5.2)$$

dove

d è la lunghezza del cavo;

a è la velocità di propagazione dell'onda all'interno del conduttore, determinata come segue:

$$a = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_r}} \quad (5.3)$$

dove

c è la velocità della luce (299,792 m/μs);

ϵ_r è la costante dielettrica relativa del materiale isolante.

La linea in cavo in questione ha una lunghezza $d = 540 \text{ m}$ e il materiale isolante utilizzato è XLPE, avente una costante dielettrica relativa $\epsilon_r = 2,3$ [12]. Tramite le formule 5.2 e 5.3 è possibile calcolare quindi il tempo di propagazione dell'onda nella linea in cavo:

$$t = d \cdot \frac{\sqrt{\epsilon_r}}{c} = 540 \cdot \frac{\sqrt{2,3}}{299,792} = 2,73 \mu\text{s}$$

Dalla Figura 5.22 è possibile calcolare il tempo Δt_{14} che intercorre tra i picchi 1 e 4, ovvero i due picchi estremi, il quale risulta:

$$\Delta t_{14} = 9,105 - 3,725 = 5,38 \mu\text{s}$$

Confrontando quindi il tempo Δt_{14} con due volte il tempo di propagazione t_{cavo} , pari a:

$$2 \cdot t_{cavo} = 2 \cdot 2,73 = 5,46 \mu s$$

è possibile quindi considerare valida l'ipotesi che il picco numero 4 sia dovuto all'onda propagata all'interno del cavo, la quale, dopo aver percorso l'intera linea in cavo, viene riflessa e ripercorre l'intera linea in cavo tornando verso la SSE Terna.

Il picco numero 4 risulta però più alto del picco numero uno. Tale differenza può essere giustificata dalla presenza di altri picchi di intensità inferiore, come il picco 2 e 3, presenti in una maggiore frequenza ed imputabili alla complessità del sistema rappresentato unita alla complessità degli eventi di fulminazione.

5.5 Riassunto dei valori ottenuti

Le simulazioni su PowerFactory hanno permesso di ottenere i seguenti risultati:

- Guasto monofase a terra: nessuna sovratensione temporanea di rilievo, il valore ottenuto, pari a 155,62 kVeff per la tensione fase terra, risulta ampiamente sotto il valore proposto dalla normativa, mentre le tensioni concatenate non hanno subito variazioni
- Eliminazione guasto monofase a terra: presenti sovratensioni a fronte lento di entità considerevole, pari a 397,79 kVp per le tensioni fase-terra e 650,53 kVp per le tensioni fase-fase, ma comunque inferiori ai valori proposti dalla normativa
- Energizzazioni della linea in cavo: sovratensioni a fronte lento di lieve entità, i valori ottenuti sono pari a 275,45 kVp per le tensioni fase-terra e 481,96 kVp per le tensioni fase-fase
- Energizzazione su guasto monofase: sovratensioni a fronte lento di lieve entità, si è ottenuto un valore pari a 341,72 kVp per le tensioni fase-terra
- Fulminazione diretta: sovratensioni a fronte veloce di media entità, si è ottenuto un valore pari a 600,31 kVp per le tensioni fase-terra
- Scarica atmosferica di ritorno: sovratensioni a fronte veloce di elevata entità, si è ottenuto un valore pari a 676,45 kVp per le tensioni fase-terra

Riassunti per completezza nella Tabella 5.12.

Tabella 5.12 - Risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche in PowerFactory

| Descrizione | Fase-terra [kV] | Fase-fase [kV] |
|---|-----------------|----------------|
| Sovratensioni temporanee da guasto a terra | 155,62 | 245,00 |
| Sovratensioni a fronte lento da estinzione di guasto a terra | 397,79 | 650,53 |
| Sovratensioni a fronte lento da energizzazione | 275,45 | 481,96 |
| Sovratensioni a fronte lento da energizzazione su guasto a terra | 341,72 | - |
| Sovratensioni a fronte veloce da fulminazione diretta | 600,31 | - |
| Sovratensioni a fronte veloce da scarica di ritorno | 676,45 | - |

Si possono immediatamente trarre le seguenti conclusioni:

- In nessuna circostanza si verificano sovratensioni a frequenza industriale rilevanti. I fattori utilizzati nello studio analitico per tali sovratensioni, dunque, sono senz'altro sufficienti ma comportano anche l'utilizzo di un margine particolarmente penalizzante;
- Le sovratensioni a fronte lento dovute all'energizzazione della linea in cavo sono inferiori rispetto a quanto ipotizzato nello studio analitico, mentre quelle dovute all'eliminazione di guasto risultano superiori. Tale discrepanza può essere ricondotta al fatto che la Figura 3.1, fornita dalla norma CEI EN IEC 60071-2, è a scopo illustrativo, oltre a non fornire dati precisi in quanto necessita di interpretazione, fonte di possibili ulteriori discrepanze. Le simulazioni svolgono quindi un ruolo particolarmente importante, in quanto unico strumento adatto a ottenere dei valori precisi;
- Per quanto riguarda le scariche atmosferiche, si sono riscontrati valori paragonabili a quelli previsti, confermando così la validità della sovratensione rappresentativa posta dalla normativa. Tuttavia, è importante notare che i valori di picco di tali sovratensioni non possono essere considerati rigidamente come tensione rappresentativa, dato che la complessità del fenomeno richiederebbe approfonditi studi statistici che tengano conto di numerosi fattori. Nonostante ciò, è possibile ottenere una verifica coerente con quanto analiticamente sviluppato.

I valori riportati nella Tabella 5.12 possono essere utilizzati per sviluppare una procedura per la determinazione dei livelli di isolamento delle apparecchiature in tutto simile a quella esposta al cap. 3. Guardando nello specifico il soggetto dell'elaborato, la linea in cavo AT, è possibile svolgere nuovamente i procedimenti illustrati allo step 3 e 4 del Capitolo 3 per ottenere, partendo questa volta dai valori ottenuti dalle simulazioni, le tensioni di tenuta. Si ricorda che nel caso di linee in cavo (isolamento interno) basterà applicare il coefficiente di sicurezza $K_s = 1,15$ in quanto il fattore di correzione atmosferica K_a va preso in considerazione solo per isolamenti esterni.

Pertanto nella Tabella 5.13 sono riportati i valori utilizzati.

Tabella 5.13 - Valori delle sovratensioni ottenute dalle simulazioni e di tenuta

| Descrizione | Fase-terra [kV] | Fase-fase [kV] |
|---|-----------------|----------------|
| Isolamento | Interno | Interno |
| Sovratensioni ottenute dalle simulazioni | | |
| Sovratensioni temporanee | 155,65 | 245 |
| Sovratensioni a fronte lento | 397,79 | 650,53 |
| Sovratensioni a fronte veloce | 676,45 | |
| Sovratensioni di tenuta (Step 3) | | |
| Sovratensioni temporanee | 178,00 | 281,78 |
| Sovratensioni a fronte lento | 457,46 | 748,11 |
| Sovratensioni a fronte veloce | 777,92 | |

Ora è necessario convertire le tensioni di tenuta richieste per la sovratensione a fronte lento nei valori equivalenti delle sovratensioni temporanee ed a fronte veloce. Come fatto al Capitolo 3.4 per gli isolamenti interni, seguendo la Figura 3.6, per ottenere le conversioni in SDWV basterà applicare un

fattore pari a 0,5 mentre per ottenere le conversioni in LIWV basterà applicare un fattore pari a 1,1. I valori equivalenti sono riportati nella Tabella 5.14.

Tabella 5.14 - Valori delle SIWV convertiti in SDWV e LIWV

| Descrizione | Fase-terra [kV] | Fase-fase [kV] |
|---|-----------------|----------------|
| Isolamento | Interno | Interno |
| Valori delle sovratensioni a fronte lento convertiti | | |
| Sovratensioni a fronte lento SDWV | 207,52 | 374,06 |
| Sovratensioni a fronte lento LIWV | 503,20 | 822,92 |

A questo punto, come esposto al Capitolo 3.5, mediante la Tabella 5.13 e i valori delle sovratensioni a fronte lento convertite in LIWV nella Tabella 5.14 è possibile scegliere i valori normalizzati. Tali valori sono riportati nella Tabella 5.15.

| Descrizione | Fase-terra [kV] | Fase-fase [kV] |
|------------------|-----------------|----------------|
| Isolamento | Interno | Interno |
| SDWV/LIWV | 360/850 | 360/850 |

In conclusione sarà possibile scegliere come livelli di isolamento per la linea in cavo (isolamento interno) 360 kV efficaci per la tenuta di breve durata e 850 kV picco per la tenuta all'impulso atmosferico. Tali valori risultano identici a quelli ottenuti dai calcoli ottenuti mediante il metodo analitico suggerito dalla normativa.

Va specificato però come in questo caso specifico le sovratensioni a fronte lento risultassero leggermente maggiori di quelle presupposte dalla normativa. Come detto in precedenza, tale differenza può essere attribuita all'interpretazione della Figura 3.1 fornita dalla normativa CEI EN IEC 60071-2. Inoltre la normativa stessa sottolinea come tale figura sia a scopo illustrativo. Le simulazioni svolgono quindi un ruolo particolarmente importante, in quanto unico strumento adatto a ottenere dei valori precisi.

Per quanto riguarda le sovratensioni temporanee le simulazioni dinamiche hanno fornito come risultati dei valori di sovratensioni alquanto inferiori a quelli cautelativi frutto del procedimento analitico.

Per quanto riguarda le sovratensioni a fronte veloce, si sono ottenuti dei risultati in linea a quelli frutto della procedura analitica. In questo caso, dunque, si può dire che il procedimento analitico svolto, peraltro molto dettagliato, risulta efficace.

Questo risultato vuole confermare l'estrema utilità che possono avere le simulazioni dinamiche negli studi di coordinamento dell'isolamento, poiché permettono di verificare che le ipotesi poste dalla normativa siano corrette e validarle al meglio.

Conclusioni

Nel presente elaborato, frutto di un tirocinio svolto presso STE Energy S.r.l., si è voluto giungere a due obiettivi principali. In primo luogo si è voluto eseguire uno studio di coordinamento dell'isolamento della sottostazione di alta tensione relativo al sistema BESS "Serre Tavazzano" sito nel comune di Tavazzano con Villavesco (LO), attualmente in costruzione. In secondo luogo si è voluto stabilire, attraverso il confronto tra uno studio analitico secondo norma e uno studio frutto di simulazioni numeriche, l'apporto che tali simulazioni possono avere in questo ambito. In conclusione al lavoro svolto, si può affermare che entrambi questi obiettivi sono stati raggiunti con risultati soddisfacenti.

Nella prima parte dell'elaborato, è stata sviluppata una procedura analitica per lo studio del coordinamento dell'isolamento. Questo lavoro è sfociato nella redazione di un foglio di calcolo, sviluppato in Microsoft Excel che permette, avendo a disposizione i dati d'impianto e ambientali necessari, di ottenere in modo agevole i valori delle tensioni di tenuta necessari, attraverso una procedura guidata e l'applicazione automatica delle procedure descritte nella norma CEI EN IEC 60071. Lo strumento sviluppato, dunque, può essere un valido aiuto per il progettista che deve analizzare il coordinamento dell'isolamento di un impianto.

La seconda parte dell'elaborato e del tirocinio ha riguardato lo sviluppo e l'utilizzo di un modello numerico del sistema BESS Serre Tavazzano in ambiente DIGSILENT PowerFactory. Nello sviluppo di tale modello si è posta particolare attenzione alla modellazione di quelle parti di impianto più rilevanti ai fini dello studio di coordinamento dell'isolamento. In particolare, attraverso opportuni strumenti resi disponibili dal software, è stato possibile modellare nel dettaglio la linea aerea entrante, il cavo di alta tensione e gli scaricatori di sovratensione presenti. La modellazione dei primi due è stata effettuata tenendo in considerazione tutti i conduttori presenti, ivi comprese funi di guardia della linea aerea e schermo e guaina del cavo, nonché la disposizione geometrica di tutti i conduttori. Tale attenzione ha permesso la simulazione di fenomeni transitori veloci, quali quelli indotti da impulsi di origine atmosferica.

Il confronto tra i due studi ha messo in luce l'utilità della procedura numerica ai fini dello studio di coordinamento dell'isolamento. Nel caso di alcuni transitori, quali ad esempio quelli dovuti a scariche di ritorno dovute a fulminazione o quelli dovuti all'eliminazione di un guasto sulla linea aerea, i risultati da essa forniti si sono rivelati in linea con i risultati ottenuti con il procedimento analitico, esaltandone quindi la bontà. In altri casi, quali ad esempio l'energizzazione della linea in cavo, le simulazioni del transitorio elettromagnetico hanno fornito risultati considerevolmente diversi da quanto atteso in un primo momento, dimostrando come le ipotesi cautelative fatte nello svolgimento della procedura analitica forniscano talvolta dei valori progettuamente penalizzanti.

In conclusione, va ricordato che il coordinamento dell'isolamento è un argomento complesso, di cui non tutti gli aspetti sono stati presi in considerazione nel presente elaborato. In particolare, lo studio da un punto di vista statistico delle sovratensioni incidenti è stato sviluppato marginalmente, attraverso alcune semplificazioni proposte dalla normativa, quali quelle per la determinazione delle sovratensioni per chiusura di una linea o per le sovratensioni a fronte veloce rappresentative. Ulteriore dettaglio è anche possibile nello sviluppo del modello numerico della sottostazione, grazie alla potenza dei software attuali e agli sviluppi teorici nel campo della modellazione di transitori nelle reti elettriche. Nel presente elaborato, si è scelto di limitare l'approfondimento di queste due tematiche ai soli aspetti funzionali utili al raggiungimento dell'obiettivo ultimo della tesi, il confronto tra la procedura analitica e la procedura basata sulle simulazioni numeriche.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Benato e L. Fellin, Impianti elettrici, Wolters Kluwer Italia, 2014.
- [2] R. Benato, La trasmissione dell'energia nelle reti elettriche di potenza, Amazon Fulfillment, 2023.
- [3] DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation, «Lightning Transient Application Example,» DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2018.
- [4] J.R.Marti, L.Marti, H.W.Dommel, «Transmission Line Models for Steady-State and Transients Analysis,» in *Proceedings. Joint International Power Conference*, 1993.
- [5] DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation, «Overhead Line Models,» DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2018.
- [6] J.A.Martinez-Velasco, Power System Transients: Parameter Determination, CRC Press, 2009.
- [7] A.F.Imece, D.W.Durbak, H.Elahi, S.Kolluri, «Modelling Guidelines for fast front transients,» *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1996.
- [8] IEC 60071-4 Insulation co-ordination - Part 4, «Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks,» 2004.
- [9] E.Namor, «Coordinamento dell'isolamento di una sottostazione ibrida a 220 kV - Confronto tra analisi analitica secondo norma IEC e simulazioni numeriche,» Università degli Studi di Padova, Padova, 2014.
- [10] Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, «Überspannungsableiter und Überspannungsschutz,» in *FGH Seminar Isolationskoordination*, 2017.
- [11] A. Paolucci, Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica, Quarta Edizione a cura di, Padova: Cleup sc, 1998.
- [12] R. Benato, Esercizi di sistemi elettrici per l'energia, Padova: Libreria Progetto, 2014.
- [13] CEI EN IEC 60071-1 Coordinamento dell'isolamento - Parte 1; «Definizioni, principi e regole,» 2020-02.
- [14] CEI EN 60071-5 Coordinamento dell'isolamento - Parte 5, «Procedure per stazioni di conversione in corrente continua ad,» 2015-07.
- [15] CEI EN IEC 60071-2 Coordinamento dell'isolamento - Parte 2, «Guida applicativa,» 2018-09.
- [16] G.Baldo, Tecnica delle alte tensioni, Padova: Cleup, 2004.
- [17] DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation, «Cable System,» DIgSILENT GmbH , Gomaringen, Germany, 2018.

- [18] F.Heidler, J.M.Cvetc, B.V.Stanic, «Calculation of lightning current parameters,» in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 2, 1999.
- [19] CEI EN 60060-1 Tecniche di prova in alta tensione - Parte 1, «Definizioni generali e prescrizioni di prova,» 2015-03.
- [20] CEI EN IEC 60099-1 Scaricatori - Parte 1, «Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata,» 2015-07.
- [21] CEI EN IEC 60099-4 Scaricatori - Parte 4, «Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata,» 2015-02.
- [22] CEI EN IEC 60099-5 Scaricatori - Parte 5, «Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione,» 2018-07.

Appendice A

Schermate del foglio di calcolo Excel

1) Inserimento dati

| | | |
|--------------------------------|--|--|
| Document: Revision Date: | Insulation Coordination Study: data for calculations |  STE energy Innovation & Development |
|--------------------------------|--|--|

1. Fattori per la determinazione delle sovratensioni rappresentative 1. Factor to calculate the representative overvoltages

1.1. Dati generali 1.1 General data

Di seguito vengono riportati i dati generali dell'installazione:
The general values of the installation are reported below:

| | | | |
|-------------|-----|----------|---|
| Um = | 245 | kV | Tensione massima delle apparecchiature. Highest voltage for equipment. |
| Ups = | 405 | kV | Livello di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di manovra nominale selezionata). Switching impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 60071-1] |
| Upl = | 537 | kV | Livello di protezione ad impulso atmosferico dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di scarica nominale selezionata, cap. 2.2.3.1 IEC 60071-2). Lightning impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 60071-1] |
| Altitude = | 85 | m.s.l.m. | Altitudine (in metri sul livello del mare) alla quale sono installate le apparecchiature. Altitude (in meters above the sea level - m.a.s.l.) where the equipment is installed. |
| Pollution = | 4 | - | Il livello di inquinamento del luogo in cui si trova l'apparecchiatura è determinato secondo la norma IEC 507 e determina le distanze superficiali nominali minime richieste per gli isolatori, necessarie per la tenuta degli stessi in caso di sovratensioni temporanee. The pollution level where the equipment is located could be determined using the IEC 507. This standard allows to calculate the minimum nominal creepage distances required for the insulators in order to withstand possible overvoltages. |
| n = | 2 | - | Numero di linee entranti nella sottostazione. Number of the incoming line |
| L = | 30 | m | Distanza di separazione tra lo scaricatore e l'oggetto da proteggere, definita come Fig. 3 della IEC 60071-2. Separation distance between surge arrester and protected equipment, defined by Fig. 3 of IEC 60071-2. |
| Lsp = | 300 | m | Lunghezza di campata. span length. |

1.2. Sovratensioni temporanee 1.2 Temporary overvoltages

Il fattore di guasto a terra è calcolato nel punto di guasto usando le impedenze complesse Z1 e Z0 delle componenti di sequenza diretta ed omopolare, tenendo conto della resistenza di guasto R, come indicato nell'allegato B della norma IEC 60071-2.

Per i sistemi 220 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,3.
Per i sistemi 110 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,4.

The earth fault factor is calculated at the fault point using the complex impedance Z1 and Z0 of the direct and omepolar sequence components, taking into account the fault resistor R as shown in Annex B to IEC 60071-2.

For the 220 kV systems it can be considered a conservative value of k = 1.3.
For 110 kV systems it can be considered a conservative value of k = 1.4.

Fattore di guasto K= p.u.
fault factor K=

Analizzando le sovratensioni temporanee, si raccomanda di tenere presente che:

1. In caso di perdita completa del carico in sistemi di alimentazione di media estensione, la sovratensione fase-terra è generalmente inferiore a 1,2 p.u.;
2. nei sistemi estesi, in caso di perdita completa del carico, le sovratensioni fase-terra possono arrivare a 1,5 p.u., e anche di più in caso di effetto Ferranti o di fenomeni di risonanza;
3. nel caso di distacco di solo carico non rotante, la sovratensione longitudinale è normalmente uguale alla sovratensione fase-terra. In sistemi con motori o generatori sulla parte disconnessa, una separazione della rete può portare ad una sovratensione temporanea longitudinale composta da due sovratensioni fase-terra in opposizione di fase, la cui ampiezza massima è normalmente inferiore a 2,5 p.u. (si possono osservare valori più elevati in casi eccezionali, come, p.e., in sistemi ad alta tensione estesissimi).

(Nota: Dal punto di vista delle sovratensioni, è opportuno fare una distinzione tra i vari tipi di configurazione. Come casi estremi si possono considerare i sistemi con linee relativamente corte ed elevato valore della potenza di cortocircuito alle stazioni terminali, dove si determinano piccole sovratensioni e i sistemi con linee lunghe e basso valore della potenza di cortocircuito alle sbarre di generazione. In queste configurazioni, tipiche di un sistema ad altissima tensione allo stadio iniziale, si possono manifestare sovratensioni elevatissime, quando si disconnette bruscamente un grande carico.)

Analyzing temporary overvoltages, it is advised to keep in mind that:

1. In case of total loss of load in medium voltage power systems, phase-to-earth overvoltage is generally less than 1.2 p.u.;
2. With large systems, in case of total loss of load, phase-to-earth surges can reach 1.5 p.u. and even more if Ferranti effect or resonance phenomena are taking place;
3. In the case of loss of non rotating loads, the longitudinal overvoltage is normally equal to phase-to-earth overvoltage. In systems with motors or generators, a loss of load can lead to a temporary longitudinal overvoltage consisting of two phase-to-phase overvoltages in phase opposition, whose maximum amplitude is normally less than 2.5 p.u. (Higher values may be observed in exceptional cases such as, eg, in high-voltage systems).

(Note: From the overvoltage point of view, a distinction should be made between the various types of configuration. As extreme cases we can consider systems with relatively short lines and high value of the short-circuit power at terminal stations, where small overvoltages and Systems with long lines and a low value of the short-circuit power to the generating bars. In these configurations, typical of a high-voltage system at the initial stage, very high surges can occur when a large load disconnects abruptly.)

Fattore Perdita di Carico p.u.
Loss of load factor

1.3. Sovratensioni a fronte lento
1.3 Slow front Overvoltages

1.3.1. Energizzazione / richiusura trifase

1.3.1. Energization / 3phase reclosing

| | | | | | | |
|------------------------------|-----|------|---|------------------------------|------|------|
| Ue2 (ingresso linea)= | 2,9 | p.u. | → | Up2 (ingresso linea)= | 4,41 | p.u. |
| Ue2 (line entrance)= | | | | Up2 (line entrance)= | | |
| Ue2 (altre apparecchiature)= | 1,6 | p.u. | → | Up2 (altre apparecchiature)= | 2,56 | p.u. |
| Ue2 (other equipment)= | | | | Up2 (other equipment)= | | |

| | | | | | | |
|---|-----|------|---|------------------------------|------|------|
| 1.3.2. Richiusura trifase (NON considerato) | | | | | | |
| 1.3.2. threephase Reclosing (NOT considered) | | | | | | |
| Ue2 (ingresso linea)= | 2,9 | p.u. | → | Up2 (ingresso linea)= | 4,38 | p.u. |
| Ue2 (line entrance)= | | | | Up2 (line entrance)= | | |
| Ue2 (altre apparecchiature)= | 1,9 | p.u. | → | Up2 (altre apparecchiature)= | 3,20 | p.u. |
| Ue2 (other equipment)= | | | | Up2 (other equipment)= | | |

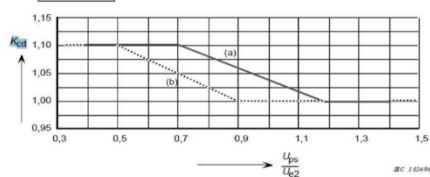
2. Fattori per la determinazione delle tensioni di tenuta
2. Factor for the determination of the Withstand voltage

Kcd, fattore di coordinamento deterministico. Il metodo deterministico per il coordinamento dell'isolamento per le sovratensioni a fronte lento, consiste nel determinare la tensione massima alla quale l'apparecchiatura è sottoposta e quindi scegliere la tenuta dielettrica minima con un margine che terrà conto delle incertezze inerenti alla determinazione dei valori. La tensione di tenuta si ottiene quindi moltiplicando la sovratensione a fronte lento massima per il fattore Kcd, che tiene conto di questa incertezza.

Kcd, deterministic co-ordination factor. The deterministic method for co-ordinating isolation for slow-front overvoltages consists in determining the maximum voltage at which the equipment is subjected and then choosing the minimum dielectric withstand with a margin that takes into account the uncertainties inherent the calculations. The withstand voltage is then obtained by multiplying the maximum overvoltage impulse by the Kcd factor, which takes into account this uncertainty.

| | | |
|---|-------------|--|
| Kc (sovratensioni temporanee)= Kc co-ordination factor = | 1 | Kc: fattore di coordinamento per le sovratensioni temporanee a frequenza industriale. Tiene conto delle incertezze legate ai valori di tensione rappresentativa e tensione di tenuta presunta. Utilizzando il metodo deterministico Kc=1. Kc: co-ordination factor for temporary overvoltages at power frequency. It takes into account the uncertainties related to representative voltage values and presumed withstand voltage. With the deterministic method, Kc = 1. |
| Kcd (fronte lento, app. non protette da scaricatori)= | 1 | Per le apparecchiature non protette da scaricatori di sovratensione, la sovratensione massima presunta è uguale al valore di troncatura (Uet o Upt) secondo 2.3.3.1 ed il fattore di coordinamento deterministico è Kcd = 1. For equipment not protected by surge arresters, the maximum presumed overvoltage is equal to the cut-off value (Uet or Upt) according to 2.3.3.1 and the deterministic co-ordination factor is Kcd = 1. |
| Kcd (fronte lento, fase-terra, ingresso linea)= Kdc (slow front, phase-earth, line entrance)= | 1,1 | Questo fattore Kcd è pari a 1 per le apparecchiature non protette da scaricatori, mentre è determinato in funzione del rapporto tra il livello di protezione dello scaricatore a impulso di manovra Ups e il valore 2% delle sovratensioni prevedibili fase-terra Ue2, come in fig.6 della IEC 60071-2. "Questa scelta è dovuta al fatto che per le apparecchiature protette da scaricatori di sovratensione, la sovratensione massima presunta è uguale al livello Ups di protezione dello scaricatore contro le sovratensioni di manovra. Tuttavia, in questi casi, si può avere un brusco cambiamento di pendenza nella funzione di distribuzione delle sovratensioni. Questo cambiamento di pendenza è tanto più pronunciato quanto il livello di protezione è basso, paragonato alle ampiezze di sovratensioni a fronte lento prevedibili. Piccole variazioni della tenuta dell'isolamento (o del valore del livello di protezione degli scaricatori di sovratensione) possono allora avere un grande impatto nel rischio di guasto." |
| Kcd (fronte lento, fase-terra, altre apparecchiature)= Kdc (slow front, phase-earth, other equipment)= | 1 | |
| Kcd (fronte lento, fase-fase, ingresso linea)= Kdc (slow front, phase-phase, line entrance)= | 1,050467392 | This Kcd factor is equal to 1 for unprotected equipment, whereas it is determined on the basis of the relation between the switching impulse protection level (Ups) and the 2% of the predicted Ue2 phase-earth overvoltage, as in fig. 6 of IEC 60071-2. "This choice is due to the fact that for surge arresters, the maximum overvoltage presumed is equal to the Ups protection level of the surge arrester. However, in these cases, there may be a sharp change in slope in the overvoltage distribution function. This gradient change is more pronounced when level of protection is low compared to the predicted predetermined switching overvoltage. Small variations in the insulation withstand (or the value of the protection level of the surge arrester) can then have a big impact on the risk of failure. " |
| Kcd (fronte lento, fase-fase, altre apparecchiature)= Kdc (slow front, phase-phase, other equipment)= | 1 | |

Kcd (fronte veloce)= 1 Utilizzando il metodo deterministico è pari a 1.



a): coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation).

3. Tensione di tenuta al fulmine (in assenza di simulazioni)
3. Lightning impulse withstand (when no simulations are available)

Si determina secondo la formula presentata nell'allegato F della IEC 60071-2. $U_{rp}=U_{pl}+(A/n) \cdot (L/(L_{sp}+L_a))$ dove $L_a=R_a/R_{km}$. I vari termini sono definiti di seguito:
 The lightning impulse withstand level calculated with the method described in the annex F of IEC60071-2. $U_{rp}=U_{pl}+(A/n) \cdot (L/(L_{sp}+L_a))$ where $L_a=R_a/R_{km}$. The other factors are described below:

A= 4500 kV

Fattore che descrive il comportamento rispetto al fulmine della linea aerea collegata alla stazione.
 is a factor given in table F.2 describing the lightning performance of the overhead line connected to the station;

| Type of line | A (kV) |
|--|--------|
| Distribution lines (phase-phase flashovers): | |
| - with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage) | 900 |
| - wood-pole lines (flashover to earth at high voltage) | 2700 |
| Transmission lines (single-phase flashover to earth) | |
| - single conductor | 4500 |
| - double conductor bundle | 7000 |
| - four conductor bundle | 11000 |
| - six and eight conductor bundle | 17000 |

$R_a= 0,0025$ m

$R_{km}= 0,01$ m

Tasso di guasto ammissibile di un elemento. Per le linee di trasmissione, questo parametro è generalmente espresso in $(1/a)/100$ km. Tipicamente i valori vanno da 1 guasto ogni 100 anni ogni 100 km a 1 guasto ogni 400 anni ogni 100 km.
 Is the acceptable failure rate for equipment.
 Tasso di interruzione annuo di una linea aerea per un progetto corrispondente al primo chilometro dalla stazione
 Is the overhead line outage rate per year for a design corresponding to the first kilometre in front of the station (see equation (F.16)) [usual unit: 1/(100 km.year); recommended unit: 1/(m.year)].

3.1. Determinazione della distanza massima di protezione dallo scaricatore
3.1. Maximum protection distance of the surge arrester

La seguente formula viene impiegata per calcolare la massima distanza di protezione dello scaricatore:
 The following formula gives the Maximum protection distance of the surge arrester

$$L = \frac{c}{2 \cdot S} \cdot (U_{rp} - U_{pl}) \quad [m] \quad (1)$$

dove:

- L: Distanza fra gli scaricatori e l'oggetto da proteggere (m)
- U_{rp} : Tensione di tenuta di coordinamento dell'oggetto da proteggere (kV)
- U_{pl} : Livello di protezione degli scaricatori (kV)
- c: Velocità della luce 300 (m/μs)
- S: Tasso di incremento del fronte d'onda di tensione incidente in funzione del tempo dV/dt (kV/μs)

Per determinare in valore del tasso di incremento del fronte d'onda di tensione incidente in funzione del tempo (S) può essere impiegata la seguente equazione, secondo quanto stabilito nell'Allegato F della Norma IEC 60071-2:

$$S = \frac{1}{n \cdot K_{co} \cdot X} \quad \left[\frac{kV}{\mu s} \right] \quad (2)$$

dove:

- n: Numero di linee aeree connesse alla sottostazione
- K_{co} : Costante di smorzamento per effetto Corona ($\mu s/(kV \cdot m)$)
- X: Distanza fra il punto di scarica del fulmine e la sottostazione (m)

$K_{co}= 0,0000015$ ms/(kV*m) Costante di attenuazione dell'effetto corona (in ms/(kV*m)).
 corona damping constant according to table F.1 ($\mu s/(kV \cdot m)$).

Table F.1 – Corona damping constant K_{co}

| Conductor configuration | K_{co} ($\mu s/(kV \cdot m)$) |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| Single conductor | $1,5 \times 10^{-6}$ |
| Double conductor bundle | $1,0 \times 10^{-6}$ |
| Three or four conductor bundle | $0,6 \times 10^{-6}$ |
| Six or eight conductor bundle | $0,4 \times 10^{-6}$ |

4. Determinazione delle tensioni di tenuta specificate 4. Evaluation of the specified withstand voltages

Le tensioni di tenuta richieste sono ottenute moltiplicando le tensioni di tenuta per dei fattori legati all'altitudine (Ka) e ad altri fattori (fattore di sicurezza Ks). Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate. The required withstand voltages are obtained by multiplying the withstand voltages by altitude factors (Ka) and other factors (safety factor Ks). This allows to find the withstand voltages corresponding to the standard test conditions and atmospheric conditions to which the equipment were tested.

| | | |
|---|------|---|
| Ks (isolamento interno)= Ks (internal insulation)= | 1,15 | Fattore di correzione Ks, che permette di tener conto di: differenze nel montaggio degli apparecchi, dispersione nella qualità del prodotto, qualità dell'installazione, invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta, altri fattori sconosciuti. Se non specificato altrimenti dai comitati di prodotto, si consiglia di applicare i seguenti fattori di sicurezza: Ks=1,15 per l'isolamento interno e Ks=1,05 per l'isolamento esterno. |
| Ks (isolamento esterno)= Ks (external insulation)= | 1,05 | Correction factor Ks, which allows to take into account: differences in mounting of the equipment, dispersion in the quality of the product, installation quality, aging of the insulation during the expected lifespan, other unknown factors. If not otherwise specified by product committees, it is recommended to apply the following safety factors: Ks = 1.15 for internal insulation and Ks = 1.05 for external insulation. |

4.1 Fattore di correzione Ka 4.1 Correction factor Ka

Fattore di correzione Ka, basato sulla variazione della pressione atmosferica in funzione dell'altitudine, data nella IEC 721-2-3. E' determinato per ogni tensione di tenuta (temporanea, fronte lento, fronte veloce), e viene moltiplicato ad esse per ottenere le tensioni di tenuta specificate.

E' determinato dalla formula $Ka = e^{-m(H/8150)}$, dove H è l'altitudine (in m.s.l.m.) cui si trova l'apparecchiatura e m è un fattore relativo al tipo di sovratensione presa in considerazione (si veda celle seguenti).

Nota: Si può considerare che le proprietà dell'isolamento interno non siano influenzate dalle condizioni atmosferiche dell'aria. (4.2.1. IEC 60071-2)

Ka correction factor, based on the variation of atmospheric pressure as a function of altitude, given in IEC 721-2-3. It is determined for each withstand voltage (temporary, slow front, fast front), and is multiplied to them to obtain the specified withstand voltages.

It is determined by the formula $Ka = e^{-m(H/8150)}$, where H is the altitude (in mslm) where the equipment is located and m is a factor related to the type of overvoltage considered (see the following cells).

Note: The properties of the internal insulation could be considered not affected by the atmospheric conditions of the air. (4.2.1 IEC 60071-2)

| | | | |
|--|-------|---|-----------------|
| m (temporanea) (altre app.)= m (TOV) (other equip.)= | 0,8 | m=1 per la tensione di tenuta di coordinamento alle sovratensioni temporanee delle distanze in aria e degli isolatori puliti. Nel caso di isolatori contaminati, si può prendere m=0,5 per gli isolatori normali e 0,8 per gli isolatori anti-inquinamento. | Ka= 1,008378463 |
| m (temporanea) (ingresso linea)= m (TOV) (line entrance)= | 0,8 | m=1 for TOV in air and clean insulators. For dirty insulators: m=0,5 for normal insulators and m=0,8 for antipollution insulators. | Ka= 1,008378463 |
| m (fronte veloce)= | 1 | m=1 per la tensione di tenuta di coordinamento agli impulsi atmosferici. m=1 for the lightning impulse withstand voltage | Ka= 1,010484024 |
| m (fronte lento fase-terra) (ingresso linea)= m (slow front earth-phase) (line entrance)= | 0,929 | | Ka= 1,010 |
| m (fronte lento fase-terra) (altre app.)= m (slow front earth-phase) (other equipment)= | 0,951 | m determinato attraverso la fig. 9 della IEC 60071-2 per le tensioni di tenuta di coordinamento agli impulsi di manovra. | Ka= 1,010 |
| m (fronte lento fase-fase) (ingresso linea)= m (slow front phase-phase) (line entrance)= | 0,876 | M is determined using the fig. 9 of IEC 60071-2 for co-ordination switching impulse withstand voltages | Ka= 1,011 |
| m (fronte lento fase-fase) (altre app.)= m (slow front phase-phase) (other equipment)= | 1,031 | | Ka= 1,011 |

5. Conversione nelle tensioni di tenuta normalizzate 5. Conversion of the normalized withstand voltages

La conversione delle tensioni di tenuta all'impulso di manovra in tensioni di tenuta alla frequenza industriale o all'impulso atmosferico viene fatta come nella tab. 2 della IEC 60071-2 e come nel foglio "livelli normalizzati" di questo documento.

The conversion of the impulse withstand voltages to power frequency withstand voltages or to the lightning impulse withstand is done as in tab. 2 of IEC 60071-2 and as in the "livelli normalizzati" sheet in this document.

| | | |
|--|-----|---|
| Isolamento interno (conv. in sovratensione temporanea) internal insulation (conv. in temporary overvoltage) | 0,5 | 0,7 nel caso di isolamento in gas (GIS) e 0,5 nel caso di isolamento in olio o solido; 0,7 in case of gas insulation (GIS) and 0,5 in case of oil or solid insulation |
| Isolamento interno (conv. in sovr. impulso atmosferico) internal insulation (conv. in lightning impulse overv.) | 1 | 1,25 per sottostazione isolata in gas (GIS), 1,1 per isolamento per immersione in liquido e 1 per isolamento solido. 1,25 for gas insulated substation (GIS), 1,1 for liquid insulation and 1 for solid insulation |

6. Distanze superficiali consigliate 6. Suggested creepage distances

| | | |
|----|-------|---|
| 31 | mm/kV | Zone poco estese soggette a polveri conduttrici e fumi industriali particolarmente dannosi, zone poco estese molto vicine alla costa ed esposte agli spruzzi o a venti forti dal mare, zone desterriche in cui i venti trascinano regolarmente sale e/o sabbia Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposits, Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea-spray or to very strong and polluting winds from the sea, Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation |
|----|-------|---|

2) Risultati

| | | |
|-------------|--|--|
| Document: 0 | Insulation Coordination Study: data for calculations |  |
| Revision: 0 | | |
| Date: 0 | | |

1. Determinazione delle sovratensioni rappresentative 1. Evaluation of the representative overvoltages

Il primo passo consiste nel determinare le sollecitazioni cui può essere sottoposto il sistema. Queste sono costituite dalla tensione massima in normale esercizio, le sovratensioni a frequenza industriale, le sovratensioni impulsive a fronte lento (normalmente dovute a manovre interne al sistema) e sovratensioni impulsive a fronte veloce (normalmente dovute a scariche di origine atmosferica).

The first step is to determine the stresses that the system can undergo. These consist of the maximum voltage in normal operation, power frequency over-voltages, slow front overvoltages (normally due to system internal maneuvers) and impulsive fast front overvoltages (normally due to atmospheric lightning)

Tensione a frequenza industriale: È la tensione massima del sistema in condizioni di esercizio normali. È un dato noto.
Maximum system voltage: is the maximum voltage of the system during normal operation conditions. It's a known value.

Sovratensioni temporanee: Si tratta di sovratensioni a frequenza prossima a quella industriale, che possono essere dovute a guasti, perdita di carico, condizioni di risonanza o ferrorisonanza, operazioni di sincronizzazione (si tratta in questo caso di sovratensioni longitudinali) o combinazioni delle precedenti. Abitualmente solo le prime due cause vengono prese in considerazione, trattandosi le altre di sovratensioni legate a condizioni particolari. In particolare, per determinare se queste ultime vadano prese in considerazione va considerato che:

1. Condizioni di risonanza o ferrorisonanza: si producono generalmente quando vengono energizzati sistemi con importanti componenti capacitivi (linee, cavi, cavi con compensazione serie) e induttivi (trasformatori reattanze shunt) che presentano caratteristiche di magnetizzazione non lineari, sia a seguito di perdita di carico. Queste sovratensioni non vengono generalmente considerate nella scelta degli scaricatori e nel dimensionamento degli isolamenti, poiché devono essere piuttosto limitate, tramite modifiche della configurazione del sistema, che cambiano la frequenza di risonanza o tramite opportune resistenze di smorzamento;
2. Operazioni di sincronizzazione: possono generarsi sovratensioni longitudinali;
3. Combinazioni delle precedenti: necessitano eventualmente di studi di sistema approfonditi.

They can originate from faults, switching operations such as load rejection, resonance conditions, non-linearities (ferrorsonances) or by a combination of these. Usually only the load rejection and faults are taken into account since the other have to be maintained low modifying the configuration of the system.

Guasto a terra: Un guasto fra una fase e la terra può causare sovratensioni fase-terra sulle altre due fasi. Generalmente non si producono sovratensioni fra fasi nei longitudinali. Le ampiezze di queste sovratensioni dipendono dalla messa a terra del neutro del sistema e dal punto del guasto. Il valore della sovratensione viene determinato moltiplicando la tensione massima di fase $U_m / \text{radq}(3)$ per il fattore di guasto K.

Earth fault: A phase-to-earth fault may result in phase-to-earth overvoltages affecting the two other phases. Temporary overvoltages between phases or across longitudinal insulation normally do not arise. The overvoltage shape is a power-frequency voltage. Usually the overvoltage ratio is $\text{radq}(3)$.

Perdita di carico: Le sovratensioni temporanee fase terra dovute a una perdita di carico dipendono dal carico disconnesso, dalla configurazione del sistema dopo la sconnessione e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione. La norma IEC 60071-2 fornisce dei valori in p.u. applicabili a vari tipi di sistemi e che moltiplicati per la tensione massima del sistema forniscono una stima conservativa di queste sovratensioni.

Load rejection: Phase-to-earth and longitudinal temporary overvoltages due to load rejection depend on the rejected load, on the system layout after disconnection and on the characteristics of the sources (short-circuit power at the station, speed and voltage regulation of the generators, etc.). The IEC 60071-2 defined the ratios in p.u. depending on the type of load/system (e.g. V2U/V3)

Sovratensioni a fronte lento: Sono sovratensioni impulsive aventi un fronte di durata compresa tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi. Sono dovute generalmente ai seguenti fenomeni: chiusura e richiusura di una linea, guasti ed eliminazione di guasti, perdita di carico, interruzione di correnti capacitive o induttive, scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea. Anche in questo caso, alcune delle cause sono limitate a dei casi particolari. In particolare:

Slow-front overvoltages can originate from faults, switching operations or direct lightning strokes to the conductors of overhead lines.

Slow-front overvoltages: Duration between tens and thousands of microseconds. Like in the above case, some of the causes are limited to particular configuration/faults:

1. Guasto nei sistemi del campo I, vanno prese in considerazione se il neutro è isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, nel qual caso a U_m è applicato un fattore $\text{radq}(3)$.

In range I, overvoltages caused by earth faults shall be considered for systems with isolated or resonant earthed transformer neutrals in which the earth-fault factor is approximately equal to 3. For these systems the insulation co-ordination can be based on the assumed maximum overvoltage and the probability of their amplitudes needs no consideration.

1. Fault equal to 3. For these systems the insulation co-ordination can be based on the assumed maximum overvoltage and the probability of their amplitudes needs no consideration. In range II, when the overvoltages due to line energization or re-energization are controlled to values below 2 p.u., fault and fault clearing overvoltages require careful examination if they are not controlled to the same degree.

2. Perdita di carico Sono rilevanti solo nei sistemi del campo II, in cui le sovratensioni dovute a energizzazione o richiusura non superano 2 p.u.

2. Load rejection Slow-front overvoltages due to load rejection are only of importance in systems of range II in which the energization and re-energization overvoltages are controlled to values below 2 p.u. In these cases, they need examination, especially when generator transformers or long transmission lines are involved.

3. Interruzione di correnti capacitive/induttive possono essere importanti in casi particolari quali l'interruzione di correnti di spunto dei motori, manovre e funzionamento di forni ad arco, interruzione di correnti con fusibili, manovre di banchi di condensatori, etc.

3. Switching of inductive or capacitive currents The switching of inductive or capacitive currents can give rise to overvoltages. In particular, the following switching operations should be taken into consideration: interruption of the starting currents of motors, interruption of inductive currents (e.g. when interrupting the magnetizing current of a transformer or when switching off a shunt reactor), switching and operation of arc furnaces and their transformers which may lead to current chopping, switching of unloaded cables and of capacitor banks, interruption of currents by high-voltage fuses.

4. Scariche lontane vanno prese in considerazione nel caso di sistemi aventi linee aeree lunghe (>100km)

4. Distant lightning faults Only in systems with long lines (longer than 100 km), slow-front lightning overvoltages can originate from distant lightning strokes to the phase conductor.

Chiusura e richiusura (energizzazione): In questo studio è quindi preso in considerazione solo il caso di energizzazione della linea. La chiusura e la richiusura di una linea trifase producono sovratensioni di manovra sulle tre fasi. Di conseguenza, ciascuna manovra genera tre sovratensioni fase-terra e tre sovratensioni tra fasi corrispondenti. Per le applicazioni pratiche, sono state introdotte numerose semplificazioni nella valutazione delle sovratensioni, che possono essere determinate attraverso studi di sistema. La norma IEC 60071-2 permette comunque di determinare dei valori in p.u. approssimati per tali tensioni, utilizzando rispettivamente la fig. 1 per la determinazione delle sovratensioni fase-terra e la fig. 2 per le sovratensioni tra fasi. Le fig. 1 e 2 permettono di trovare i valori al 2% delle distribuzioni delle sovratensioni (U_{e2} e U_{p2}). Le sovratensioni rappresentative saranno uguali ai valori di troncatura delle stesse distribuzioni, che possono essere trovate (per i sistemi del campo I) con le seguenti relazioni: $U_{e1}=1,25*U_{e2}-0,25$ e $U_{p1}=1,25*U_{p2}-0,43$. Nota: per le apparecchiature del campo II ($U_m > 245kV$) queste relazioni non sono più valide (si veda allegato D IEC 60071-2).

In this case only the energization of the line will be calculated. Three-phase line energization or re-energization produces switching overvoltages on all three phases of the line. Therefore, each switching operation produces three phase-to-earth and, correspondingly, three phase-to-phase overvoltages.

Energization and re-energization: In the evaluation of the overvoltages for practical application, several simplifications have been introduced. The IEC60071-2 allows to determine the values, in p.u., using the fig.1 for the phase-to-earth and the fig.2 for the phase-to-phase overvoltages. With these figures (1 and 2) it is possible to calculate the values at 2% of the overvoltages distribution (U_{e2} and U_{p2}). The representative overvoltages will have the same values of the truncation level of the correspondent distribution, these could be calculated (for system belonging to range I) with these formulas: $U_{e1}=1,25*U_{e2}-0,25$ and $U_{p1}=1,25*U_{p2}-0,43$. Please note that for system belonging to range II ($U_m > 245kV$) these formulas are not valid (see annex D IEC 60071-2).

Guasto ed eliminazione guasto: Una stima conservativa delle sovratensioni rappresentative a fronte lento che si possono presentare in caso di guasto o di sua eliminazione è data dalle formule seguenti.

- guasto: $U_{et}=(2k-1)U_s*\text{radq}(2)/\text{radq}(3)$ (kVpicco)
- eliminazione guasto: $U_{et}=2U_s*\text{radq}(2)/\text{radq}(3)$ (kVpicco)

Entrambe queste sovratensioni si applicano esclusivamente tra fase e terra e vanno prese in considerazione nel campo I se neutro è messo a terra tramite bobina di compensazione o isolato e nel campo II se le sovratensioni dovute a chiusura e richiusura (generalmente più elevate) sono limitate a valori inferiori a 2 p.u..

Conservative estimates for the assumed maximum value of the representative overvoltage U_{et} are as follows :

- Fault: $U_{et}=(2k-1)U_s*\text{radq}(2)/\text{radq}(3)$ (kVcrest)
- Fault clearing: $U_{et}=2U_s*\text{radq}(2)/\text{radq}(3)$ (kVcrest)

In range I, overvoltages caused by earth faults shall be considered for systems with isolated or resonant earthed transformer neutrals in which the earth-fault factor is approximately equal to $\text{radq}(3)$. In range II, when the overvoltages due to line energization or re-energization are controlled to values below 2 p.u..

Caratteristiche scaricatori: Livello di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di manovra nominale selezionata), moltiplicata per 2 per il fase-fase.

Protection of the surge arrester from the slow front overvoltages(residue voltage at the selected discharge current), multiplied by 2 for the phase-to-phase.

Surge arrester characteristics:

Sovratensioni a fronte veloce: Lasciare scritto #VALORE! se non si dispone di risultati derivanti da simulazioni dinamiche di sistema.

Fast front overvoltages: A dynamic simulation of the system have to be assisted to know exactly the values of this type of overvoltage.

| Description | Equipment position | Phase-to-ground [kV] | | | | Phase-to-phase [kV] | | | Longitudinal |
|---|--------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------------|---------------------|-----|--------------|
| | | Line entrance | Other equipment | | Line entrance | Other equipment | | | |
| | | | External insulation | Internal insulation | | External insulation | Internal insulation | | |
| Tensione a frequenza industriale Maximum system voltage | Insulation | | | | | 245 | | | |
| Sovratensioni temporanee Temporary Over Voltage: | | | | | | | | | |
| Guasto a terra Phase-to-earth fault | | | 184 | | | | | | |
| Perdita di carico load rejection | | | 170 | | | 294 | | 283 | |
| Sovratensioni longitudinali durante un'operazione di sincronizzazione longitudinal overvoltages during synchronization maneuvers | | | /// | | | /// | | 283 | |
| Sovratensioni a fronte lento Slow front overvoltages | | | | | | | | | |
| Chiusura e richiusura (energizzazione) Energization and re-energization | | 675 | | 350 | 1016 | | 555 | | |
| Guasto a terra Phase-to-earth fault | | | 320 | | | | | | |
| Eliminazione guasto Fault clearing | | | 400 | | | | | | |
| Caratteristiche scaricatori Surge arrester characteristics | | | 405 | | | 810 | | | |
| Sovratensioni a fronte veloce Fast front overvoltages | | | #VALORE! | | | | | | |

2. Determinazione delle tensioni di tenuta di coordinamento 2. Co-ordination withstand voltage

Si ottengono a partire dalle sovratensioni rappresentative, applicandovi dei fattori che tengano conto delle incertezze relative ai valori di sovratensione e alla tenuta dei dielettrici delle apparecchiature.
Obtained from the representative overvoltages, applying factors that take into account the uncertainties associated with overvoltage and the dielectric strength of the equipment.

| Description | Equipment position | Phase-to-ground [kV] | | | | Phase-to-phase [kV] | | | Longitudinal |
|--|--------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------------|---------------------|-----|--------------|
| | | Line entrance | Other equipment | | Line entrance | Other equipment | | | |
| | | | External insulation | Internal insulation | | External insulation | Internal insulation | | |
| Short-duration power-frequency withstand voltage | Insulation | | | 184 | | | 294 | 283 | |
| Switching impulse withstand voltages | | 446 | | 400 | 851 | | 555 | | |
| Lightning impulse withstand voltage | | | | | 541 | | | | |

| Line entrance | | | | Other equipment | | | |
|--------------------------------|-----------------|----------------|--|--------------------------------|-----------------|----------------|--|
| Description | Phase-to-ground | Phase to phase | | Description | Phase-to-ground | Phase to phase | |
| U_{50} or U_{100} | 405 | 810 | | U_{50} or U_{100} | 400,0833247 | 555 | |
| u_{50} (p.u.) | 2,9 | - | | u_{50} (p.u.) | 1,6 | - | |
| u_{10} (p.u.) | - | 4,41 | | u_{10} (p.u.) | - | 2,58 | |
| U_{lim} | 200 | 200 | | U_{lim} | 200 | 200 | |
| u_{10} | 580 | - | | u_{10} | 320 | - | |
| u_{10} | - | 882 | | u_{10} | - | 512 | |
| U_{sp}/U_{10} | 0,70 | 0,92 | | U_{sp}/U_{10} | 1,25 | 1,08 | |
| U_{sp}/U_{10} | 1,10 | 1,05 | | U_{sp}/U_{10} | 1,00 | 1,00 | |
| U_{10} (kV _{peak}) | 446 | 851 | | U_{10} (kV _{peak}) | 400 | 555 | |

3. Determinazione delle tensioni di tenuta specificate 3. Required withstand voltage

Le tensioni di tenuta richieste sono ottenute moltiplicando le tensioni di tenuta per dei fattori legati all'altitudine (Ka) e ad altri fattori (fattore di sicurezza Ks). Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate.
The required withstand voltage is determined taking into account all factors, such as atmospheric conditions and altitude, which may decrease the insulation in service so that the co-ordination withstand voltage is met at the equipment location during the equipment life.

| Description | Equipment position | Phase-to-ground [kV] | | | | Phase-to-phase [kV] | | | Longitudinal |
|--|--------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------------|---------------------|-----|--------------|
| | | Line entrance | Other equipment | | Line entrance | Other equipment | | | |
| | | | External insulation | Internal insulation | | External insulation | Internal insulation | | |
| Short-duration power-frequency withstand voltage | Insulation | 195 | 195 | 211 | 311 | 311 | 338 | 325 | |
| Switching impulse withstand voltages | | 472 | 424 | 460 | 903 | 589 | 638 | | |
| Lightning impulse withstand voltage | | | 574 | 622 | | 574 | 622 | | |

4. Conversione nelle tensioni di tenuta normalizzate

Le tensioni di tenuta normalizzate per i campi I e II sono date rispettivamente dalle tab. 2 e 3 della IEC 60071-1. Nei campi I le tensioni di tenuta normalizzate sono la tensione di tenuta di breve durata a frequenza industriale e la tensione di tenuta agli impulsi atmosferici. Esso dovranno coprire anche le tensioni di tenuta agli impulsi di manovra (tra fase e terra, tra fasi e longitudinali), che dovranno quindi essere convertite in tensioni di tenuta a frequenza industriale o in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico. Questa conversione è svolta secondo la tab. 2 della IEC 60071-2. Si può assumere, come considerazione generale, che per le linee di trasmissione nella gamma di tensione I, la tensione di tenuta normalizzata alle sovratensioni di breve durata a frequenza industriale copra le tensioni richieste di tenuta fase-terra agli impulsi di manovra. Le tensioni richieste di tenuta agli impulsi di manovra tra le fasi devono tuttavia essere prese in considerazione nella scelta della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici o della tensione normalizzata di tenuta alla frequenza industriale di breve durata nel caso dei componenti installati all'ingresso della linea.

IEC 60071-1, tables 2 and 3, specify standard withstand voltages U_w for range I and range II, respectively. In both tables, the standard withstand voltages are grouped into standard insulation levels associated with standard values of highest voltage for equipment U_m . In range I, the standard withstand voltages include the short-duration power-frequency withstand voltage and the lightning impulse withstand voltage, so the switching impulse withstand voltage have to be converted in power frequency withstand voltage or lightning impulse withstand voltage using the tab. 2 of the IEC60071-2. As general assumption, it could be assumed that, in range I, TDV withstand voltage covers also the phase-to-earth switching impulse withstand voltage. During the design of the line line entrance component, Phase-to-phase switching impulse withstand voltages have to be considered and compared with power frequency withstand voltages or lightning impulse withstand voltage.

| Description | Equipment position | Phase-to-ground [kV] | | | | Phase-to-phase [kV] | | | Longitudinal |
|--|--------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------------|---------------------|--|--------------|
| | | Line entrance | Other equipment | | Line entrance | Other equipment | | | |
| | | | External insulation | Internal insulation | | External insulation | Internal insulation | | |
| SDW (short duration power-frequency withstand voltage) | Insulation | 310 | 276 | 230 | 606 | 380 | 319 | | |
| LIV (lightning impulse withstand voltage) | | 614 | 518 | 460 | 1174 | 656 | 638 | | |

5. Riassunto delle tensioni di tenuta specificate
5. Summary of minimum required withstand voltages

Le norme prescrivono la scelta di livelli di tensione normalizzate, indicate, per il campo I nella tab. 2 della IEC 60071-1. I livelli di isolamento normalizzati sono definiti come le associazioni ottenute combinando le tensioni di tenuta normalizzate di tutte le colonne senza incrociare le linee orizzontali marcate. Le tensioni di tenuta normalizzate devono coprire tutte le tensioni tra fase e terra, tra fasi e longitudinali, facendo attenzione a: considerare nel campo corretto anche le tensioni di manovra convertite e fare attenzione a non incrociare le linee marcate. Nel caso solo determinati valori superino un dato livello normalizzato, è possibile stabilire prove specifiche che verifichino la tenuta o stabilire delle distanze di isolamento specifiche per l'isolamento in questione.

The IEC standards prescribe the choice of normalized voltage levels indicated, for range I, in the tab. 2 of IEC 60071-1. Normalized insulation levels are defined as the combinations obtained by combining the normalized withstand voltages of all columns without crossing the marked horizontal lines. The normalized withstand voltages must cover all the voltages between phase and ground, phase and phase and longitudinal overvoltages. This operation has to be done taking care to consider in the correct range the converted voltages and be careful not to cross the marked lines. If only few values exceed a given normalized level, it is possible to establish specific tests to verify the withstand or to establish isolation distances specific to the insulation.

| Description | Equipment position | Phase-to-ground [kV] | | | Phase-to-phase [kV] | | | Longitudinal |
|--|--------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------|
| | | Line entrance | Other equipment | | Line entrance | Other equipment | | |
| | | | External insulation | Internal insulation | | External insulation | Internal insulation | |
| Short-duration power-frequency withstand voltage | Insulation | 195 | 195 | 211 | 311 | 311 | 338 | 325 |
| Short-duration power-frequency withstand voltage (derived from switching impulse withstand voltages) | | 310 | 276 | 230 | 606 | 380 | 319 | |
| Switching impulse withstand voltages | | 472 | 460 | 424 | 903 | 838 | 580 | |
| Lightning impulse withstand voltage | | 574 | 574 | 622 | 574 | 574 | 622 | |
| Lightning impulse withstand voltage (derived from switching impulse withstand voltages) | | 614 | 518 | 460 | 1174 | 856 | 638 | |

6. Scelta del livello normalizzato
6. selection of standard withstand voltages

| Standard withstand voltages | | | |
|-----------------------------|---|---|--|
| | Tensione di tenuta normalizzata di breve durata a frequenza industriale Short duration power-frequency | Tensione di tenuta normalizzata agli impulsi di origine atmosferica - calcolata Calculated lightning impulse withstand voltage | Tensione di tenuta normalizzata agli impulsi di origine atmosferica - SCELTA CHOSEN lightning impulse withstand voltage |
| Internal insulation | 360 | 650 | 650 |
| External insulation | 360 | 650 | 1050 |

7. Distanze in aria che assicurano una tensione specificata di tenuta all'impulso
7. Calculation of air gap breakdown strength

| jb | | |
|---|------|----|
| Distanze per il livello scelto Distance of the chosen level | | |
| Distanza minima asta-struttura Minimum distance rod-structure | 2100 | mm |
| Eventuali distanze specifiche (apparecchiature ingresso linea) Eventual specific distances (line entrance equipment) | | |
| Distanza minima asta-struttura Minimum distance rod-structure | 2100 | mm |
| Distanza minima conduttore-struttura Minimum distance conductor-structure | 2100 | mm |

8. Distanze superficiali in relazione al livello di inquinamento
8. Recommended creepage distances

In caso di inquinamento, la risposta dell'isolamento esterno alle tensioni a frequenza industriale diviene importante e può condizionare il suo progetto. La scarica dell'isolamento si produce generalmente quando la superficie è contaminata e resa umida da pioggia leggera, neve, rugiada o nebbia senza effetto di lavaggio notevole. Ai fini della normalizzazione, sono specificati quattro livelli qualitativi di inquinamento [...]. Gli isolatori devono sopportare la tensione più elevata del sistema in condizioni di inquinamento permanenti con un rischio di scarica ammissibile. La Tab.1 comprende le distanze superficiali specificate, necessarie alla tenuta per le quattro categorie di inquinamento, benché questi valori riguardino più il progetto dell'isolamento che il coordinamento dell'isolamento. Inoltre la IEC 507 collega a ciascun livello di inquinamento della Tab.1 una gamma di severità di inquinamento che deve essere soddisfatta per le prove con inquinamento artificiale.

In pollution environment, the response of superficial insulation to industrial frequency voltages becomes important and may affect the insulator design. Insulation discharge generally occurs when the surface is contaminated and dampened by light rain, snow, dew or fog without any significant washing effect. For the purposes of standardization, four levels of pollution are specified [...]. Insulators must withstand the highest voltage of the system under permanent pollution with an admissible discharge risk. Tab.1 includes the specified surface distances required to withstand for the four categories of pollution, although these values relate more to the isolation project than to the coordination of the isolation. In addition, IEC 507 connects to a certain level of pollution of Tab.1 a range of severity of pollution that must be met for artificial pollution tests.

| Recommended creepage distances | | |
|--|----|-------|
| Distanze superficiali raccomandate Recommended creepage distances | 31 | mm/kV |

9. Raggio protetto attorno agli scaricatori
9.Determination of the surge arrester limit distance

$$L=c/(2^5)^n(U_{rp}-U_{pl})$$

Dove:

c=300m/micros (velocità della luce); S=1/(n*Kco*K) pendenza dell'onda incidente (vedi allegato F IEC 60071-2).

$$L=c/(2^5)^n(U_{rp}-U_{pl})$$

Where:

c=300m/micros (speed of light); S=1/(n*Kco*K) slope of the incident wave (see annex F IEC 60071-2).

| Raggio protetto attorno agli scaricatori | | |
|--|-----|---|
| Distanza di parti attive protetta Surge arrester limit distance | 1.1 | m |

3) Calcolo Ra e Rkm

| Dalla guida CIGRE "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines" | | | |
|--|-------------|------------------------|--|
| U50ns= | 1561,6783 | kV | tensione di tenuta 50% non standard, necessario per tenere in conto la differenza forma d'onda generata da una scarica di ritorno |
| U50= | 1396,85 | kV | tensione di tenuta al 50% calcolata secondo la IEC 60071-2 allegato G (circa 1400 kV per sistemi 220 kV) |
| tau= | 20 | micros | |
| Z0= | 500 | Ohm | impedenza d'onda della fune di guardia (500ohm) |
| L= | 300 | m | lunghezza della campata |
| RO= | 25 | Ohm | resistenza di terra del traliccio in bassa frequenza (150hz) |
| c (luce)= | 300 | m/micros | velocità della luce |
| Ugfa= | 166,0345797 | kV | tensione permanente equivalente |
| c1= | 0,35 | - | fattore di accoppiamento tra funi di guardia e conduttori. E' pari a 0,15 per fune di guardia singola e a 0,25-0,35 per fune di guardia doppia |
| Rex= | 17,28300308 | Ohm | impedenza d'onda del traliccio |
| Rti= | 18,56654575 | Ohm | resistenza di terra del traliccio |
| Igo= | 152,7887454 | kA | gradiente di scarica del terreno (100kV/m) |
| Eg= | 400 | kV/m | resistività del terreno (1000ohm*m) |
| rho= | 1500 | Ohm*m | corrente che attraversa la resistenza di terra, presa uguale a la critica e <u>calcolata iterativamente</u> |
| Ic*= | 124,23 | kA | |
| p(c)= | 0,025332256 | | |
| Ic= | 124,2344386 | kA | |
| Ht= | 31,6 | m | Altezza palo |
| lt= | 9,8 | m | Larghezza traliccio, lato esterno |
| Nc= | 3,405218991 | strikes/km2/year | Tasso ceramico |
| Tc= | 35 | gg/anno | Numero ceramico |
| Nl= | 79,04050462 | strikes/100km/year | incidenza di scariche atmosferiche sulla linea |
| BFl= | 1,20141199 | (Flashover/100km/year) | |
| Rkm*= | 1,20141199 | failures/100km/year | |
| Rkm= | 1,20141199 | failures/m/year | |
| Ra= | 0,0025 | failures/year | |
| La= | 208,0884843 | m | |

Procedura per il calcolo di Rkm

DALL'ALLEGATO F DELLA IEC 60071-2: Rkm è il tasso di guasto annuale della linea aerea per una progettazione che corrisponda al primo chilometro davanti alla stazione (vedere equazione (F.16)) [unità usuale: 1/(100 km*anno); unità raccomandata: 1/(m*anno)].

In altri termini, è da calcolare il tasso di guasto di una linea i cui parametri sono quelli relativi al primo chilometro dallo sottostazione della linea preso in esame.

Il tasso di guasto, è definito nella CIGRE "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines" (rif. [8] della norma IEC) come somma tra il tasso di scarica per difetto di schermatura (SFFOR) e il tasso di scarica di ritorno (BFR) (fulminazione che colpisce la fune di guardia ma che provoca una scarica da questa sul conduttore).

I valori tipici per una linea 220 kV di questi due termini sono di 0,05 scariche/100km/anno per lo SFFOR e da 0,6 a 2 scariche/100km/anno per il BFR. In prima approssimazione si può quindi calcolare il tasso di guasto come pari al solo BFR.

La guida fornisce la seguente equazione:

$$BFR = 0,6 N_l \int_{I_c}^{\infty} f(I) dI = 0,6 N_l P(I_c) \quad (\text{backflash}/100\text{km}/\text{year})$$

- Dove P(Ic) è la probabilità che la corrente di fulmine superi il valore critico, calcolata secondo la:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{26}\right)^{2,6}}$$

- Nl è l'incidenza di scariche atmosferiche sulla linea, calcolata come:

$$N_l = \frac{N_c (28H_t^{0,6} + b)}{10} \quad (\text{strikes}/100\text{km}/\text{year})$$

Dove:

- Ht, altezza della torre (m);
- b, larghezza della linea (m) (tra i due conduttori più lontani);
- Nc, livello ceramico della zona (fulmin/km²/anno), eventualmente calcolato a partire dal numero ceramico Tc (gg/anno), dato che è più diffusamente disponibile.

Resta da individuare la corrente critica. La guida fornisce la formula:

$$I_c = \frac{U_{50ns} - U_{gfa}}{R_a (1 - c)}$$

In cui:

- Ra, l'impedenza d'onda del traliccio $R_a = \frac{Z_0 R_t}{Z_0 + 2R_t}$, con:
 - Z0 impedenza d'onda della fune di guardia
 - Rt resistenza di terra del traliccio $R_t = R_0 \frac{1}{1 + \left(\frac{L}{R_0 c}\right)^2}$ dove:
 - R0 resistenza di terra del traliccio a bassa frequenza;
 - Ic corrente che attraversa la resistenza di terra (in questo caso pari alla corrente critica);
 - I0 corrente limite sufficiente necessaria per innescare una ionizzazione del suolo sufficiente, trovata come $I_0 = \frac{1}{20} \frac{U_{50ns}}{R_a}$ dove:
 - E0 gradiente di ionizzazione del suolo;
 - p resistività del suolo;
- c, fattore di accoppiamento tra fune/i di guardia e conduttori. Tipicamente pari a 0,15 per fune di guardia singola e 0,25-0,35 per fune di guardia doppia;
- Ugfa tensione presente sul conduttore (tipicamente assunto pari a 0,88 il valore di picco della tensione fase-terra)
- U50ns "critical flashover voltage" calcolata in funzione della "standard lightning impulse flashover voltage", per altezze di traliccio inferiori di 50 m è data dall'equazione $U_{50ns} = (0,977 + \frac{2,62}{T}) U_{50}$ dove $T = \frac{Z_0 L}{R_a c}$, con:
 - L, lunghezza della campata;
 - c, velocità della luce.

4) Energizzazione e richiusura

Fig.1 IEC 60071-2

Campi di valori 2% delle sovratensioni a fronte lento all'estremità della linea dovute a energizzazione e richiusura

| | | |
|----------------------------------|---|--|
| causa della sovratensione= | 0 | 0=Energizzazione, 1=Richiusura trifase |
| resistore di inserzione singolo= | 1 | 0=Si, 1=No |
| sistema di alimentazione= | 1 | 0=Complesso, 1=Induttivo |
| compensazione parallela= | 1 | 0>50%, 1<50% |

Ue2 nel caso preso in considerazione:

Da 1,7 p.u. a 2,9 p.u.

Fig.1 Range of 2% slow front overvoltages at the re-closing end due to line energization and re-energization / Campi di valori 2% delle sovratensioni a fronte lento all'estremità della linea dovute alla messa in tensione o alla richiusura

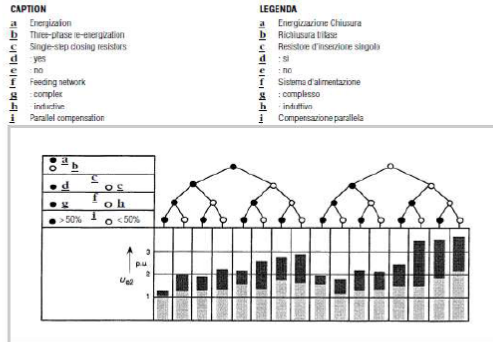
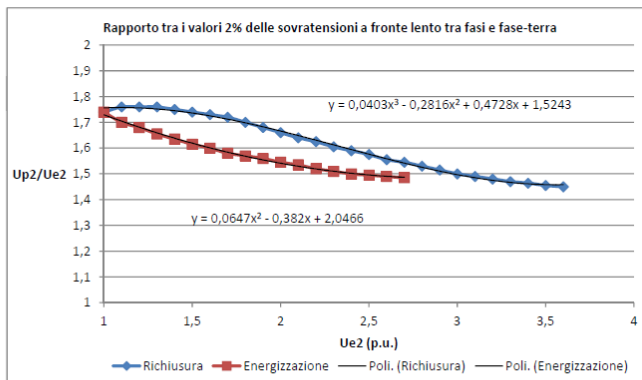


Fig.2 IEC 60071-2

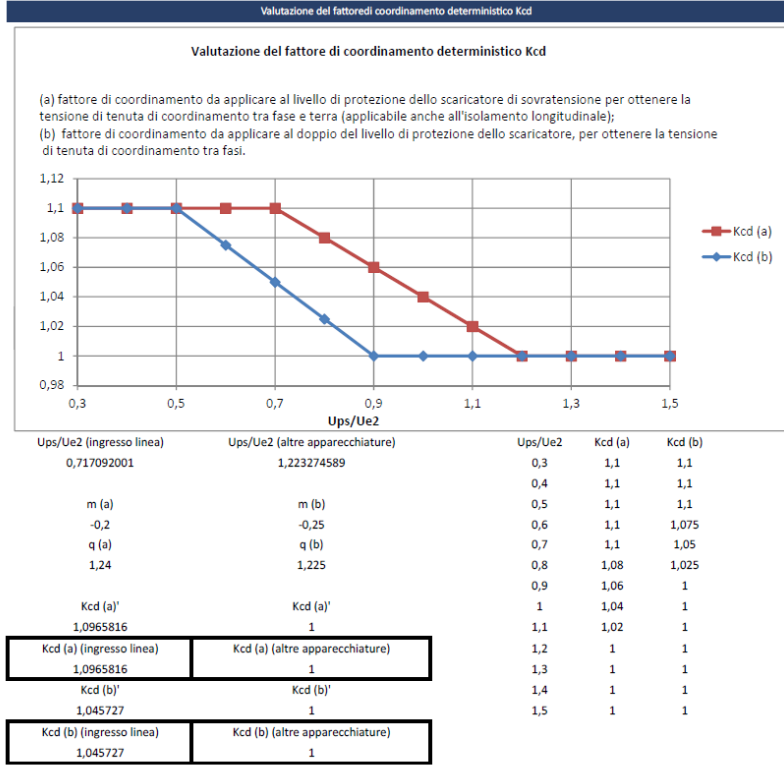
Rapporto tra i valori 2% delle sovratensioni a fronte lento tra fasi e fase-terra



| Ue2 (p.u.) | Up2/Ue2 (Richiusura) | Up2/Ue2 (Energizzazione) |
|------------|----------------------|--------------------------|
| 1 | 1,74 | 1,74 |
| 1,1 | 1,76 | 1,7 |
| 1,2 | 1,76 | 1,68 |
| 1,3 | 1,76 | 1,655 |
| 1,4 | 1,75 | 1,635 |
| 1,5 | 1,74 | 1,615 |
| 1,6 | 1,73 | 1,6 |
| 1,7 | 1,72 | 1,58 |
| 1,8 | 1,7 | 1,57 |
| 1,9 | 1,68 | 1,56 |
| 2 | 1,66 | 1,545 |
| 2,1 | 1,64 | 1,535 |
| 2,2 | 1,625 | 1,52 |
| 2,3 | 1,605 | 1,51 |
| 2,4 | 1,59 | 1,5 |
| 2,5 | 1,575 | 1,495 |
| 2,6 | 1,555 | 1,49 |
| 2,7 | 1,545 | 1,485 |
| 2,8 | 1,53 | |
| 2,9 | 1,515 | |
| 3 | 1,5 | |
| 3,1 | 1,49 | |
| 3,2 | 1,48 | |
| 3,3 | 1,47 | |
| 3,4 | 1,464 | |
| 3,5 | 1,455 | |
| 3,6 | 1,45 | |

5) Fattore deterministico

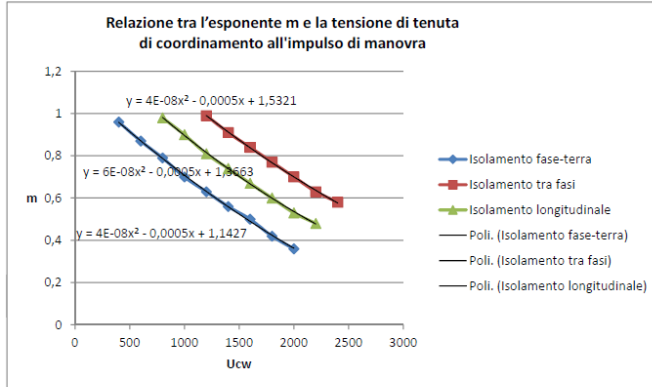
Fig.6 IEC 60071-2



6) Fattore Ka

Fig.9 IEC 60071-2

Relazione tra l'esponente m e la tensione di tenuta di coordinamento all'impulso di manovra



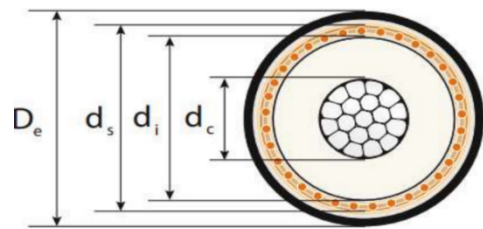
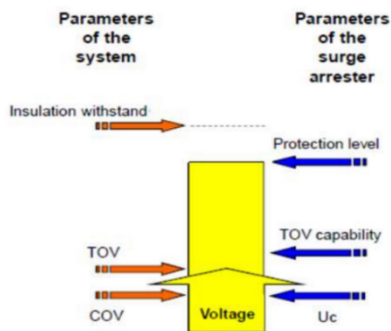
| Ucw (kV ²) | m | | |
|------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------|
| | Isolamento fase-terra | Isolamento tra fasi | Isolamento longitudinale |
| 0 | | | |
| 200 | | | |
| 400 | 0,96 | | |
| 600 | 0,87 | | |
| 800 | 0,79 | | 0,98 |
| 1000 | 0,7 | | 0,9 |
| 1200 | 0,63 | 0,99 | 0,81 |
| 1400 | 0,56 | 0,91 | 0,74 |
| 1600 | 0,5 | 0,84 | 0,67 |
| 1800 | 0,42 | 0,77 | 0,6 |
| 2000 | 0,36 | 0,7 | 0,53 |
| 2200 | | 0,63 | 0,48 |
| 2400 | | 0,58 | |
| 2600 | | | |

| | Ucw (ft) (kV) (ing.) | Ucw (ff) (kV) (ing.) | |
|-------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | 456,1779455 | 870,0448639 | |
| | Ucw (ft) (kV) (a.a.) | Ucw (ff) (kV) (a.a.) | |
| | 375,0781169 | 587,4001118 | |
| | m (fase-terra) | m (tra fasi) | m (longitudinale) |
| a | 0,0004 | 0,0006 | 0,0004 |
| b | -0,048 | -0,0525 | -0,0505 |
| c | 1,1427 | 1,3226 | 1,5321 |
| m (ing.) | 0,923735316 | 0,865829579 | |
| m (a. app.) | 0,962663104 | 1,014217056 | |

7) Lunghezza di autoprotezione linea in cavo – Inserimento dati

| Verifica autoprotezione cavi | | | |
|---------------------------------|----------|--------------------------------|---------------------|
| Linea aerea | | Linea in cavo | |
| DATI DA IMMETTERE | | | |
| Impedenza approssimativa | Ω | Lunghezza della linea | 0,54 km |
| Altezza da terra | 5,3 m | Sezione del conduttore | 400 mm ² |
| Diametro del conduttore | 0,036 m | Diametro del conduttore (dc) | 24,25 mm |
| Intensità corrente di scarica | 80 kA | Diametro dello schermo (ds) | 86 mm |
| | | Materiale isolante | XLPE |
| | | Livello di tensione | 220 kV |
| DATI TABELLATI | | | |
| Costante dielettrica relativa | 1,5 | Costante dielettrica relativa | 2,3 |
| | | Tensioni di COV | 245 kV |
| | | isolamento del cavo TOV | 460 kV |
| | | IW | 1050 kV |
| Sovratensioni temporanee | | | |
| Fattore di guasto a terra K = | 1,1 p.u. | | |
| Energizzazione | | | |
| fase - terra | | fase - fase | |
| u_e2 (ingresso linea) = | 2,9 p.u. | u_e2 (ingresso linea) = | 4,300488 p.u. |
| u_e2 (altre apparecchiature) = | 1,9 p.u. | u_e2 (altre apparecchiature) = | 2,953297 p.u. |
| Scaricatore | | | |
| Ups = | 637 kV | | |
| Upl = | 732 kV | | |

Nota: I coefficienti utilizzati in questa formula sono stati estrapolati ricreando su excel la Fig.2 a pag.21 della norma IEC60071-1 e chiedendo ad excel di trovare la polinomiale che le descrivesse.



8) Lunghezza di autoprotezione linea in cavo –Risultati

| DATI CALCOLATI | | | |
|-------------------------------|---------------|-------------------------------|----------------|
| Impedenza d'onda (Z1) | 382,2646 Ω | Impedenza d'onda (Z2) | 50,02757 Ω |
| Velocità di propagazione (a1) | 0,24478 km/μs | Velocità di propagazione (a2) | 0,197677 km/μs |
| Sovratensione incidente (Ui) | 15290,58 kV | Tempo di propagazione (T2) | 2,731725 μs |
| Coefficienti Aerea->Cavo | | Coefficienti Cavo->Aerea | |
| Riflessione (p) | -0,768547 | Riflessione (p) | 0,768547 |
| Trasmissione (t) | 0,231453 | Trasmissione (t) | 1,768547 |

| | [fase - terra] | | [fase - fase] | |
|-------------------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|
| | ingresso linea | altre apparecchiature | ingresso linea | altre apparecchiature |
| Chiusura e richiusura | 675,1406 kV | 425,0885 kV | 1025,336 kV | 688,4677 kV |
| Guasto a terra | 240,05 kV | | | |
| Eliminazione guasto | 400,0833 kV | | | |
| Caratteristiche scaricatori | 637 kV | | 1274 kV | |
| Sovratensioni a fronte veloce | kV | kV | | |

| | Fattore di coordinamento deterministico | |
|----------------------|---|-----------------------|
| | ingresso linea | altre apparecchiature |
| Ups/Ue2 | 1,098047126 | 1,675966666 |
| Kcd (a) [fase-terra] | 1,020390575 | 1 |
| Kcd (b) [fase-fase] | 1 | 1 |

| | [fase - terra] | | [fase - fase] | |
|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|
| | ingresso linea | altre apparecchiature | ingresso linea | altre apparecchiature |
| Chiusura e richiusura | 649,9888 kV | 425,0885 kV | 1025,336 kV | 688,4677 kV |

Rapporto Z2/Z1 0,130872
Lung. autoprotezione min. 0,931332 m

RISULTATI

OK
NO

-> La trattazione è valida se Z2/Z1 < 0,2

