

Risultati preliminari della messa a punto di modelli di protezione per reti di distribuzione MT, basati su tecniche avanzate di analisi dei transitori

Diego Cavaliere, Michele Zanoni, Riccardo Gian Maria Chiumeo

2023

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Work Package WP 1 – Innovazione tecnologica, architettura ed esercizio delle reti

Linea di Attività LA 1.05 - Qualità del servizio, protezione e misure innovative per reti di distribuzione AC e DC: realizzazione di soluzioni tecnologiche di misura, sviluppo di modelli per strategie di protezione avanzate e indagine di metodologie per studi di Power Quality

Codice identificativo RT-2.03-1.05-2

Titolo: Risultati preliminari della messa a punto di modelli di protezione per reti di distribuzione MT, basati su tecniche avanzate di analisi dei transitori

Autori: Diego Cavaliere, Michele Zanon, Riccardo Gian Maria Chiumeo

Verificatori: Riccardo Gian Maria Chiumeo, Liliana Tenti

Approvatori: Chiara Gandolfi, Claudio Luciano Bossi

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - SCELTA DEI METODI DI PROTEZIONE PER UNA VERIFICA DELLE PRESTAZIONI	6
2.1 Richiami ai principi di funzionamento.....	6
2.1.1 Metodo 1 - Perera et al. [3]	6
2.1.2 Metodo 2 - Celli et al. [4]	6
2.1.3 Metodo 3 - Davydova et al. [5], [6].....	7
2.1.4 Metodo 4 - Borghetti et al. [8], [9], [10].....	7
2.2 Modalità di verifica mediante simulazione di guasti in una rete di prova.....	8
3 - LA RETE DI RIFERIMENTO E LA SUA RAPPRESENTAZIONE.....	9
3.1 Tipologia della rete.....	9
3.2 Componenti di rete presi in considerazione.....	9
3.2.1 Sistema di protezione.....	9
3.2.2 Componenti della rete.....	9
4 - MODELLI DEI COMPONENTI DI RETE	11
4.1 Requisiti generali dei modelli	11
4.2 Descrizione dei modelli implementati.....	11
4.2.1 Linee.....	11
4.2.2 Trasformatore AT/MT.....	17
4.2.3 Trasformatore MT/BT	20
4.2.4 Il sistema di protezione e gli altri elementi della rete	22
5 - PRIME SIMULAZIONI PER LA VERIFICA PRELIMINARE DEI MODELLI IMPLEMENTATI.....	23
5.1 Simulazione Metodo 1 - Perera et al. [3]	24
5.2 Simulazione Metodo 2 - Celli et al. [4]	26
5.3 Simulazione Metodo 3 - Davydova et al. [5], [6]	29
5.4 Simulazione Metodo 4 - Borghetti et al. [8], [9], [10]	34
6 - CONCLUSIONI.....	40
7 - BIBLIOGRAFIA	41
8 - ACRONIMI	43

SOMMARIO

Nello scenario di una rete di distribuzione in evoluzione con una sempre maggiore integrazione di generazione distribuita è necessario mantenere un'alta qualità della fornitura. Pertanto, i sistemi di protezione contro i guasti devono garantire la miglior prestazione possibile. A tal proposito, i dispositivi di protezione basati sull'analisi dei transitori elettromagnetici hanno delle caratteristiche potenzialmente utili, come risolvere dei guasti individuabili con difficoltà dai sistemi tradizionali, addirittura in tempi inferiori. A valle della prima fase dell'attività, consistita in un'analisi bibliografica dei metodi di protezione basati sull'analisi dei transitori elettromagnetici, in particolar modo le *travelling waves*, è seguita la verifica preliminare di alcuni di questi metodi per mezzo di simulazioni digitali con il software *ATPDraw*. Il metodo seguito è stato quello di definire una rete di distribuzione di prova "essenziale" nei suoi singoli componenti. Per ciascuno di essi si è descritto il modello implementato, con particolare attenzione alle linee elettriche e ai trasformatori di potenza. Sono stati simulati dei guasti nella rete di prova e le forme d'onda estratte sono state date in ingresso agli algoritmi di protezione presi in esame. Dai risultati si evidenzia: (i) l'influenza dei modelli scelti per la rappresentazione dei componenti di rete sui transitori rapidi; (ii) la trasformata *wavelet* costituisce una tecnica di analisi dei segnali idonea per lo scopo. L'attività presentata in questo Rapporto getta le basi per future verifiche di questi metodi di protezione in scenari di rete più rispondenti a condizioni di reti reali, con cui approfondire le potenzialità delle tecniche basate sui transitori.

Keywords: ATPDraw, Linee Aeree, Protezioni, Transitori Elettromagnetici, Trasformatori, Travelling Waves, Wavelet

1 - INTRODUZIONE

L'evoluzione del sistema elettrico, spinta dal processo di transizione ecologica e volta ad un utilizzo sempre più sostenibile dell'energia elettrica, porta progressivamente a nuove sfide nell'esercizio delle reti. Tra queste vi è senza dubbio l'integrazione di impianti di generazione distribuita nelle reti di distribuzione in Media Tensione (MT). Una criticità legata a questi nuovi impianti è il riadattamento delle strategie di protezione contro i guasti: infatti, la presenza diffusa di tante sorgenti di potenza elettrica, che si aggiungono alle tradizionali centrali di produzione di energia, va a inficiare l'efficacia delle tradizionali architetture dei sistemi di protezione.

Con l'annualità 2022 del triennio 2022-2024 della Ricerca di Sistema (RdS), RSE ha avviato una nuova attività incentrata su questo tema, volta ad esplorare tecniche potenzialmente migliorative dei sistemi di protezione per la distribuzione in MT in corrente alternata. Nel caso specifico, si è deciso di analizzare dei sistemi non tradizionali, basati sull'analisi dei transitori elettromagnetici, con particolare attenzione a quelli a onde viaggianti, note come *Travelling Waves* (TW). Le TW sono dei fenomeni elettromagnetici che si propagano lungo le linee elettriche a seguito di variazioni repentine delle grandezze elettriche, cosa che accade, ad esempio, in conseguenza all'innescio di un guasto. Nel dettaglio, nel 2022 si è condotta una ricerca bibliografica per una valutazione dello stato dell'arte di queste tecniche. Dallo studio è emerso che esistono dispositivi di protezione basati sulle TW già impiegati nelle linee di Alta Tensione (AT), mentre per la MT l'applicazione di queste tecniche è ancora oggetto di ricerca. Inoltre, si è distinto tra: i) tecniche di *rilevazione* del guasto, cioè volte a identificare tempestivamente la presenza del guasto al fine di operare per la rimozione selettiva del guasto; ii) tecniche di *localizzazione* del guasto, che hanno, invece, l'obiettivo di determinare in modo puntuale e quanto possibile accurato la posizione lungo linea del guasto. I potenziali benefici ottenibili da questi sistemi, che si traducono in un'alta disponibilità dei sistemi elettrici, perfino nel caso di larga penetrazione di generazione distribuita, ne giustificano l'interesse. L'osservazione dei transitori permette sia di estrarre informazioni utili in tempi minori rispetto a quanto fatto dai sistemi classici basati sulla analisi fasoriale, sia di prescindere dalla natura tecnologica delle sorgenti di generazione, aspetto invece critico per i sistemi tradizionali.

La prosecuzione dell'attività nel 2023 è consistita nel condurre una verifica preliminare di alcuni metodi selezionati tra quelli presentati nel 2022 e contestualmente sviluppare dei modelli di rete per la simulazione digitale di questi ai transitori elettromagnetici. In particolare, dopo una prima un'indagine sui modelli di linee aeree e trasformatori impiegabili per lo studio dei transitori delle TW nella rete MT in corrente alternata, è seguito l'impiego degli stessi in una rete di riferimento per la verifica delle prestazioni dei metodi di protezione individuati.

Il presente Rapporto è strutturato come segue: i) nel Capitolo 2 - sono richiamati i metodi di rilevazione e localizzazione dei guasti basati sulle TW scelti per la verifica; ii) nel Capitolo 3 - si illustra la composizione della rete di distribuzione MT di riferimento per la verifica, in termini dei componenti considerati; iii) nel Capitolo 4 - sono presentati i modelli impiegati per la rappresentazione dei componenti della rete e la loro implementazione; iv) nel Capitolo 5 -, infine, sono riportati i risultati ottenuti dall'applicazione dei metodi di protezione a guasti nella rete di riferimento.

2 - SCELTA DEI METODI DI PROTEZIONE PER UNA VERIFICA DELLE PRESTAZIONI

Nel presente Capitolo si richiamano brevemente alcuni dei metodi di protezione basati sulle TW, già descritti nella trattazione dello stato dell'arte in [1], e che sono stati scelti per essere implementati in simulazioni digitali di transitori elettromagnetici in ambiente *ATPDraw* [2]. Nella scelta dei metodi si è tenuto conto che: (i) il metodo sia pensato per l'applicazione alle reti MT; (ii) vi sia la disponibilità delle informazioni e degli strumenti necessari all'implementazione pratica dei metodi; (iii) il metodo utilizzi la trasformata *wavelet* per l'elaborazione dei segnali, in virtù della diffusione dell'utilizzo di queste tecniche di analisi.

2.1 Richiami ai principi di funzionamento

Nel seguito si richiamano gli elementi essenziali alla base del principio di funzionamento di ciascuno dei metodi selezionati: non è una trattazione completa e dettagliata, per cui si rimanda a [1], ma costituisce un riferimento utile al lettore per seguire la trattazione nei Capitoli successivi.

2.1.1 Metodo 1 - Perera et al. [3]

Il metodo prevede la presenza di relè installati nei principali nodi di derivazione della rete, suddividendola in segmenti, o zone, isolabili se affetti da guasto. I relè sono in comunicazione asincrona tra loro per concordare l'apertura e misurano le correnti trifase di ciascuna linea afferente al nodo. In primo luogo, si applica la trasformata di Clarke per disaccoppiare le correnti misurate ai valori istantanei. Si analizzano i componenti i_α e i_β , detti anche primo e secondo modo aereo, rispettivamente, i quali contengono la componente transitoria di segnale dovuta al guasto. L'analisi è realizzata con la *Discrete Wavelet Transform* (DWT) a un singolo livello di decomposizione, applicata ai modi aerei delle correnti, adoperando la *wavelet* madre *Debauchies 4* (db4): si prendono in considerazione i soli coefficienti di dettaglio della trasformata¹. Si ipotizza che il transitorio osservato sia classificabile da un algoritmo, non specificato, per determinare qualora esso sia dovuto ad un guasto o a disturbi. Ai fini della verifica preliminare, oggetto dell'attività, questo aspetto non è rilevante, in quanto la presenza dei disturbi non sarà considerata. Sebbene non esplicitato, si ipotizza che la rilevazione del guasto si basi sul confronto dei coefficienti di dettaglio della DWT con una soglia. Tenendo conto del fatto che le correnti di linea ad ogni nodo "equipaggiato" siano tutte misurate come "positive" se uscenti, dal confronto del segno dei coefficienti di dettaglio ottenuti per ciascuna linea si otterrà che:

- se il segno è identico per ogni linea, il guasto è sul nodo stesso;
- se i segni sono diversi, il guasto è in linea e, in particolare, sarà nella direzione della linea per cui il segno è opposto rispetto a quanto determinato per le altre.

Qualora il nodo avesse solo due linee, la direzione del guasto non è determinabile e si demanda l'intervento ai relè a monte e/o a valle installati in nodi con almeno tre linee.

2.1.2 Metodo 2 - Celli et al. [4]

Il metodo è destinato alla protezione contro i guasti a terra e prevede un'architettura distribuita di relè nei principali nodi di derivazione della dorsale MT. Ciascun relè ha in ingresso le misure di corrente trifase per ciascuna linea allacciata al nodo monitorato. I relè non hanno la necessità di coordinarsi per mezzo di un canale di comunicazione, in quanto localmente l'algoritmo ne regola la selettività. La prima parte della procedura prevista dal metodo è analoga a quella adottata dal metodo al Paragrafo 2.1.1: si applica la trasformata di Clarke alle correnti misurate alla partenza

¹ I coefficienti di dettaglio ottenuti dalla DWT a un livello di decomposizione contengono l'informazione associata alla metà superiore dello spettro in frequenza del segnale campionato.

di ciascuna linea derivata dal nodo equipaggiato con il relè, si applica la DWT con un livello di decomposizione e *wavelet* madre db4. Dallo studio del segno dei coefficienti di dettaglio si determina la direzione del guasto. Tuttavia, in questo caso si analizza anche la corrente di modo 0 o di terra i_0 . Infatti, se i coefficienti di dettaglio relativi alla i_0 sono significativamente diversi da zero, allora il guasto individuato è a terra. Valutando l'intervallo temporale che intercorre tra il picco di energia del modo aereo (che si propaga più velocemente) e del modo di terra è possibile stabilire se il guasto è avvenuto nella zona protetta, intesa come porzione di rete per la quale il relè è chiamato ad intervenire in coordinamento selettivo con gli altri installati nella rete.

2.1.3 Metodo 3 - Davydova et al. [5], [6]

Il metodo consente di rilevare il guasto, stimarne il tipo (guasto bifase, trifase, ecc.) e di garantire la selettività senza l'ausilio di un canale di comunicazione. Inoltre, offre la possibilità di discriminare se il transitorio registrato è attribuibile a un guasto o a una fulminazione senza *flashover*². A differenza dei metodi precedenti, che richiedono solo le misure di corrente trifase per ogni linea di ogni nodo equipaggiato con la protezione, si fa uso anche di una misura di tensione alla frequenza di rete. Una volta selezionato il modo aereo più energetico delle correnti trasformate secondo Clarke, si controlla l'eventuale superamento, in modulo, di una soglia arbitraria L_{set} da parte dei coefficienti di dettaglio ottenuti dalla DWT con un livello di decomposizione e *wavelet* madre db4. Se la soglia è superata, si controlla se il disturbo rilevato è dovuto effettivamente ad un guasto o a una fulminazione. Questo avviene attraverso la valutazione della pendenza della "coda" della corrente impulsiva registrata: infatti si riscontra che le TW generate dal guasto mostrano una pendenza in valore assoluto inferiore rispetto a quella delle TW causate da fulminazione. Per fare ciò si effettua il *fitting* della corrente misurata su una funzione differenza tra due esponenziali negativi, spesso usata per la modellazione degli impulsi atmosferici. Dopodiché, operativamente si valuta la derivata della "coda" e la si confronta con una soglia arbitraria. Se l'algoritmo classifica il fenomeno come guasto, allora si procede con l'individuazione della linea potenzialmente guasta, ricorrendo all'analisi del circuito elettrico equivalente del modo aereo (α o β) più energetico al nodo in esame, che viene sollecitato dalla TW prodotta dal guasto [1]. Il procedimento analitico richiede la conoscenza dei valori delle impedenze caratteristiche delle linee derivate dal nodo e la resistenza e induttanza equivalenti del trasformatore di cabina. Ne derivano delle equazioni che descrivono il circuito equivalente supponendo che il guasto sia in una delle linee. Inserendo nelle suddette equazioni i valori delle correnti misurate, si deduce la linea potenzialmente guasta in base a quanto i valori misurati avvicinino all'identità le equazioni stesse, come dettagliato nel Paragrafo 5.3. Infine, si valuta se la linea "candidata" è effettivamente quella guasta, oppure se il guasto è al di fuori della zona protetta: analizzando l'energia associata al transitorio misurato, si definisce una soglia che rispecchi il limite inferiore di energia sotto il quale il guasto possa essere giudicato fuori dalla zona protetta. Tuttavia, questa soglia non è univoca, ma va tabulata in funzione del tipo di guasto e di α , l'angolo d'innescio del guasto. L'angolo α è stimato con l'istante di superamento di soglia L_{set} e il riferimento di fase è preso dai passaggi per lo zero della tensione stellata di fase A, u_A , misurata al nodo. Grazie alle relazioni raccolte in [7, p. 266] e in virtù della relazione che sussiste tra le TW di tensione e di corrente modali, dal calcolo del rapporto delle correnti di modo aereo misurate è possibile determinare il tipo di guasto.

2.1.4 Metodo 4 - Borghetti et al. [8], [9], [10]

A differenza dei metodi precedenti, questo metodo è volto alla stima puntuale della posizione del guasto e non all'isolamento selettivo dello stesso, comandando l'opportuna apertura degli interruttori. A tal fine, si utilizzano le misure di tensione prese in un punto strategico della rete,

² Il fenomeno del *flashover* si ha quando si creano le condizioni tali per cui si ha un arco che cortocircuita la fase a terra, "scavalcando" l'isolatore.



quale le sbarre MT della cabina primaria. Dopo averne calcolato la trasformata di Clarke per il disaccoppiamento modale, si analizzano le forme d'onda del transitorio con la *Continuous Wavelet Transform* (CWT). In [8], [9] si è scelta una *wavelet* madre sintetizzata dalla forma d'onda di un guasto nella rete analizzata. Per semplicità e generalità, nella presente verifica preliminare, si sceglie di adottare l'approccio utilizzato inizialmente dagli stessi autori in [10], dove si usa una *wavelet* madre standard chiamata "Morlet". Il principio del metodo è quello di individuare i picchi di energia al variare del parametro di scala della trasformata (legata inversamente alla frequenza). Le frequenze corrispondenti ai picchi sono associabili ai percorsi compiuti dalle onde viaggianti nella rete. Conoscendo la topologia della rete MT e ipotizzando che le terminazioni di tutti i rami del *feeder* siano ad alta impedenza, si risale alla posizione del guasto.

2.2 Modalità di verifica mediante simulazione di guasti in una rete di prova

Una volta scelto il metodo di protezione, bisogna scegliere il tipo e la rappresentazione della rete a cui applicarlo, come sarà dettagliato nei prossimi Capitoli. Relativamente alla tipologia della rete da considerare, il primo passo per la verifica è quello di adottarne una di distribuzione "elementare", ovvero di tipo radiale e senza generazione distribuita, comprendente alcune linee afferenti alla stessa sbarra MT in cabina primaria. Il vantaggio di tale scelta è quello di creare un comune banco di prova essenziale e di uso immediato per una verifica preliminare dei metodi selezionati. Per quanto riguarda la rappresentazione della rete, basandosi sullo stesso criterio con cui se ne è scelta la tipologia, si considerano solo i componenti tecnologici più semplici ed essenziali, quali, ad esempio, linee aeree e trasformatori. Una volta scelti i componenti che costituiscono la rete, si pone il problema di individuarne un modello di rappresentazione adatto alla verifica. Allo scopo, si è fatto riferimento sia ai modelli descritti negli articoli di riferimento per i metodi selezionati, sia a quanto reperibile in letteratura, privilegiando per la scelta fattori quali la diffusione di utilizzo del modello e il suo "consolidamento" in studi analoghi in cui siano in gioco transitori caratterizzati da componenti ad alta frequenza.

La verifica preliminare attualmente svolta è essenzialmente rivolta all'accertamento che gli algoritmi previsti da ciascun metodo siano in grado di rilevare e/o localizzare gli eventi di guasto. Pertanto, non saranno presi in esame i transitori indotti da eventi che non siano guasti, sebbene tali transitori rappresentino una criticità nota per l'impiego delle tecniche oggetto di analisi.

L'evoluzione della rete verso una maggiore complessità sarà oggetto delle attività della prossima annualità di ricerca, per l'approfondimento della valutazione dell'applicabilità e delle prestazioni dei metodi di protezione, basati sull'analisi dei transitori, in contesti quanto più rappresentativi di una rete di distribuzione e significativi per lo studio, anche in presenza di criticità di rete e di dinamica dei transitori analizzati.

3 - LA RETE DI RIFERIMENTO E LA SUA RAPPRESENTAZIONE

Il presente Capitolo offre una panoramica sulle caratteristiche delle reti e dei componenti utilizzati per la verifica dei metodi di protezione. I dettagli sull'implementazione dei singoli elementi sono presentati nel Capitolo 4 -.

3.1 Tipologia della rete

Il tipo di rete considerato, per quanto riguarda la topologia, fa riferimento alle caratteristiche tipiche delle reti di distribuzione MT e, in particolare, di quelle radiali gestite a neutro isolato. Tale scelta deriva da quanto riportato in letteratura per ciò che riguarda l'influenza dello stato del neutro sul transitorio causato dal guasto e su cui si focalizzano i metodi di protezione in esame. In particolare: in [11] si afferma che lo stato del neutro non ha un impatto significativo sulla parte iniziale del transitorio, in [10], si riportano dei risultati tali per cui non si osservano alterazioni determinanti. Poiché lo studio è rivolto alla valutazione della possibile applicazione nelle reti in media tensione, non sono prese in considerazione sia la rete AT, a monte del trasformatore di cabina primaria, sia quella BT, a valle dei trasformatori di distribuzione. I guasti considerati sono quelli monofase a terra e trifase simmetrico isolato da terra, con resistenza di guasto trascurabile.

3.2 Componenti di rete presi in considerazione

Nel seguito si illustrano brevemente i componenti di rete presi in considerazione, definendo, in tal modo, il "perimetro" dell'analisi svolta.

3.2.1 Sistema di protezione

I dispositivi di protezione considerati nella rete saranno, come numerosità e posizionamento, coerenti a quanto prescritto da ciascuno dei metodi selezionati. Poiché l'attenzione dello studio è rivolta, essenzialmente, a una verifica di base dei metodi, ovvero che gli algoritmi proposti assolvano correttamente il compito di individuazione e/o localizzazione dei guasti, l'architettura dei sistemi di protezione non prende in esame l'eventuale presenza di canali di comunicazione. Inoltre, essendo l'analisi focalizzata sugli istanti iniziali dei transitori che si manifestano all'occorrenza del guasto in rete, verrà trascurata la fase di apertura degli interruttori e la relativa interruzione delle correnti di guasto.

3.2.2 Componenti della rete

Linee di distribuzione

Si assume che tutte le linee della rete siano tra loro omogenee, ovvero, senza differenze per quanto riguarda la loro geometria e tecnologia costruttiva; in particolare, si adottano linee di distribuzione aeree trifilari in conduttore nudo. Questa assunzione definisce uno scenario di "caso migliore", in quanto: (i) l'omogeneità riduce il numero di riflessioni generate dalle onde lungo il loro percorso dal punto di guasto al relè; ii) le linee aeree sono meno dissipative e, pertanto, il segnale viene meno attenuato facilitandone il trattamento.

Trasformatori di misura

Benché i trasformatori di misura, specialmente quelli tradizionali "induttivi", potrebbero rappresentare una criticità nella misura delle TW³, non sono stati considerati nello studio; ciò

³ L'effetto dei trasduttori non sempre si manifesta in ugual modo sulla misura delle TW; infatti, pur se relativo ad applicazioni in reti di alta tensione, secondo [35], se da un lato i trasduttori possono rappresentare un limite nella misura delle TW di tensione, così non avviene per quella delle TW di corrente.



equivale a supporre l'utilizzo di trasduttori ideali, ovvero in grado di scalare linearmente e senza distorsione le grandezze misurate in linea. Tale condizione di misura risulta, tuttavia, più realistica nell'ipotesi di adottare trasduttori del tipo *low-power*, come bobine di Rogowski o partitori capacitivi, per i quali i limiti di banda non costituiscono più un problema.

Trasformatori di potenza

I trasformatori di potenza AT/MT di cabina primaria e MT/BT delle cabine secondarie di distribuzione sono le uniche macchine elettriche prese in considerazione. Nelle reti elettriche usate per la verifica costituiscono i "confini" della dorsale MT analizzata. Infatti, ciò che avviene al di là dei trasformatori ricade al di fuori del perimetro dello studio.

Carichi

I carichi, di tipo ohmico-induttivo, sono allacciati al lato BT dei trasformatori di distribuzione e sono ipotizzati lineari. Anche se al di fuori del perimetro di analisi, se ne è comunque considerata la presenza in quanto l'entità del carico influenza la condizione di regime precedente al guasto.

4 - MODELLI DEI COMPONENTI DI RETE

Nel presente Capitolo si affronta in dettaglio come la rete delineata nel Capitolo 3 -è stata modellata e implementata nei suoi componenti all'interno dell'ambiente di simulazione *ATPDraw*.

4.1 Requisiti generali dei modelli

Il problema di rappresentare in maniera soddisfacente i componenti delle reti per il calcolo dei transitori più o meno rapidi è complesso e storicamente di interesse in AT per lo studio delle sovratensioni e il coordinamento dell'isolamento [12], [13], [14].

I modelli dei componenti di rete da impiegare dovrebbero essere tali da rispondere in modo idoneo all'intervallo di frequenze in cui si concentra l'energia del transitorio studiato: in [13], ad esempio, si trova una classificazione in cui diversi tipi di eventi vengono messi in relazione allo spettro di frequenze associabile, fornendo i conseguenti suggerimenti per la modellizzazione dei componenti. Tuttavia, le informazioni disponibili fanno riferimento esclusivamente ai sistemi AT e non si riesce a reperire del materiale consolidato analogo per i sistemi MT. Infatti, negli articoli individuati con l'analisi bibliografica [1], dando uno sguardo d'insieme agli intervalli di frequenza considerati, alle definizioni dei modelli di rete MT e dei suoi componenti, si possono evincere diverse scelte e ipotesi.

Le TW sono dei fenomeni elettromagnetici "veloci" spiegati con la teoria delle onde. All'innesco del guasto in linea, un'improvvisa variazione delle grandezze tensione e corrente si propaga allontanandosi dal punto di guasto.

Questa onda può incontrare delle discontinuità del mezzo in cui si propaga, generando riflessioni e rifrazioni, "rimbalzando" più volte sulla stessa linea, fino al completo smorzamento del transitorio.

Pertanto, le linee su cui avviene la propagazione e i punti in cui l'onda incide, come i trasformatori ed eventuali altri apparati direttamente collegati alla rete MT, meritano la maggiore attenzione. Come punto di partenza, si è, quindi, scelto di seguire la traccia offerta dagli articoli che propongono i metodi di protezione selezionati.

4.2 Descrizione dei modelli implementati

Per i componenti descritti in precedenza al Paragrafo 3.2, nel seguito si passano in rassegna i modelli implementati, descrivendone l'implementazione pratica e le considerazioni fatte per la loro scelta.

4.2.1 Linee

Nella definizione del modello delle linee due sono i passaggi fondamentali: il primo è la determinazione della geometria e composizione fisica della linea da rappresentare e il secondo è la scelta del modello matematico vero e proprio. Una volta completati questi due passaggi, per l'implementazione del modello si è ricorso alla *routine* di supporto *LCC* integrata in *ATPDraw*. Tale *routine*, ricevute in ingresso le informazioni menzionate (geometria, composizione fisica e modello matematico), elabora i parametri di linea corrispondenti che saranno poi adoperati numericamente nelle simulazioni digitali.

4.2.1.1 Configurazione e modelli

Negli articoli cui si riferiscono i metodi selezionati, vi sono diverse configurazioni di linea e modelli di linea presi in esame. Ad esempio, in [3], [5], [6], [8] si fa riferimento alla configurazione denominata "ID-500" del *feeder* di test IEEE a 34 nodi [15], di cui si riporta l'illustrazione in Figura 4.1 (a sinistra), con le distanze tra gli interassi convertite in metri. Questo tipo di linea prevede una distribuzione a quattro fili (tre fasi con neutro), riscontrabile nel sistema statunitense. Una

configurazione più simile a ciò che può essere trovato nel sistema italiano è proposta invece in [10], riportata in Figura 4.1 (a destra). Di conseguenza si propone l'utilizzo di quest'ultima.

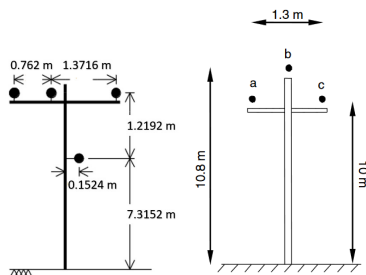


Figura 4.1 – Geometria di linee di distribuzione: estratta da [15] (a sinistra) e da [10] (a destra).

Scelta la geometria della linea, è necessario considerare il materiale e le dimensioni del conduttore. In [10] si considera il conduttore nudo cordato in alluminio-acciaio, o *Aluminum Conductor Steel Reinforced* (ACSR), mostrato in Figura 4.2.

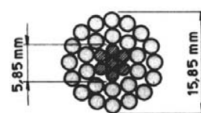


Figura 4.2 – Sezione di corda ACSR 128/26+7, estratta da [10].

In [16] si afferma che nello studio dei transitori è frequente l'approssimazione dei conduttori ACSR come un conduttore tubolare massiccio di pari sezione di alluminio, con la cavità in corrispondenza dell'anima in acciaio.

Infine, è necessario specificare la resistività del terreno ρ , supposto omogeneo. Un valore riconosciuto come tipico è 100 Ωm .

Esistono diversi modelli per rappresentare le linee [16], [17], [18], tuttavia se ne deve scegliere uno che sia idoneo per la rappresentazione dei transitori studiati. I modelli si distinguono in modelli a parametri concentrati e a parametri distribuiti. Il modello a parametri concentrati, in generale, è inadatto allo studio dei transitori. Tuttavia, sarebbe possibile approssimare la risposta di una linea a parametri distribuiti in un certo intervallo di frequenze con un'opportuna cascata di elementi a Π con la così detta approssimazione delle linee "medie". La cascata è dovuta al fatto che ciascuno stadio può rappresentare un segmento della linea al più lungo $L_{\Pi, max}$, dipendente dal valore massimo di frequenza f_{max} che si vuole considerare. In [13], viene presentata la seguente relazione operativa tra queste due grandezze:

$$L_{\Pi, max} = \frac{v}{5 \cdot f_{max}} \quad 4.1$$

In 4.1 v è la velocità di propagazione dell'onda nella linea. Questa modalità di rappresentazione, utile nei simulatori di rete analogici, non è conveniente numericamente in quelli digitali.

I modelli a parametri distribuiti si dividono in quelli: i) a Parametri Costanti (PC) al variare della frequenza; ii) a Parametri Dipendenti dalla Frequenza (DF).

Il modello a PC, detto anche di Bergeron, calcola i parametri di linea ad una singola frequenza e l'induttanza e la capacità sono distribuite. Relativamente alle perdite, queste sono modellate con tre resistenze a parametri concentrati per ogni circuito modale monofase dove posto R la resistenza totale della linea, due sono collocate alle estremità della linea ($R/4$) e una nel mezzo ($R/2$). Questa soluzione è accettabile fintanto che $R/4 \leq 0,05 \cdot Z_c$, dove Z_c è l'impedenza caratteristica [16]. La condizione menzionata implica che il tronco di linea a PC non possa essere lungo a piacere. Sebbene se ne giovi in semplicità, questo modello può dare risultati inaccurati se

il fenomeno studiato è contraddistinto da frequenze molto diverse da quella per cui si è derivato il modello stesso, specialmente nel caso in cui il fenomeno coinvolga la propagazione nel terreno. In tal caso, i modelli cui riferirsi sono quelli DF, che approssimano il comportamento della linea negli studi dei fenomeni elettromagnetici rapidi e che quindi interessano intervalli di frequenza ampi. Tra questi, un modello molto diffuso è quello noto con il nome *JMarti* [16], [19]. In breve, questo modello rappresenta una linea a parametri distribuiti⁴ con sia l'impedenza caratteristica $Z_c(\omega)$, sia la costante di propagazione $\gamma(\omega)$ funzioni della frequenza⁵. A livello operativo, le quantità $Z_c(\omega)$ e la funzione (o fattore) di propagazione $A(\omega) = e^{-\gamma(\omega)L}$, ove L è la lunghezza della linea, sono approssimate come funzioni razionali nel dominio della frequenza. Queste due quantità approssimate vengono poi trasformate nel dominio del tempo e il risultato è quello che viene utilizzato per la soluzione numerica del problema. Se si considerano linee a più conduttori, come nei sistemi trifase, il procedimento menzionato è svolto per ogni modo in cui il sistema è decomposto. I limiti noti del modello sono i seguenti [20], [21], [22]:

- nella sua implementazione pratica, il passaggio tra il dominio delle grandezze di fase e quello delle grandezze modali è effettuato con una matrice di trasformazione a valori reali, calcolata ad una singola frequenza f_{matrix} . Ciò permette di modellare in modo esatto solo le linee bilanciate, cioè trasposte. Per le linee non bilanciate, in realtà, la matrice di trasformazione modale sarebbe complessa e funzione della frequenza. Questa semplificazione introduce maggiori criticità per le linee in cavo rispetto a quelle aeree;
- instabilità alle frequenze molto basse.

I metodi di protezione selezionati fanno riferimento al modello a PC di Bergeron e, solo il Metodo 1, a un modello DF che, siccome non specificato, si è supposto essere quello *JMarti*, in virtù della sua diffusione.

4.2.1.2 Implementazione e verifica del modello di linea

Per la verifica preliminare del comportamento dei due modelli di linea scelti (Bergeron e *JMarti*), sono state condotte simulazioni relative all'energizzazione di una linea a vuoto lunga $L = 5$ km con una terna di tensioni simmetriche alla sequenza diretta all'istante di tempo 4 ms.

Al fine di simulare correttamente la propagazione dell'onda di tensione, è necessario che il passo di calcolo Δt , utilizzato dal solutore numerico, sia "piccolo" rispetto al più piccolo tempo di propagazione in linea, τ_{min} , ad esempio, almeno minore di $0,1 \tau_{min}$. Il τ_{min} è determinato dal modo aereo più veloce $v_{m,max}$ e dalla lunghezza L della linea stessa⁶. Nel caso considerato, tenendo conto che $v_{m,max}$ per una linea elettrica sarà minore della velocità di propagazione della luce nel vuoto $c \approx 3 \cdot 10^8$ m/s, si ha:

$$\Delta t < 0,1 \cdot \tau_{min} = 0,1 \cdot \frac{L}{v_{m,max}} < 0,1 \cdot \frac{L}{c} \approx 1,67 \mu s \quad 4.2$$

Pertanto, un valore di $\Delta t = 100$ ns risulta coerente con il vincolo espresso dalla 4.2.

Modello di linea a Parametri Costanti (Modello Bergeron)

La simulazione di energizzazione è stata condotta con diversi modelli della linea, ottenuti per diverse frequenze: 50 Hz, 1 kHz, 20 kHz, 50 kHz e 100 kHz. In Figura 4.3 sono riportati i transitori

⁴ Nel modello *JMarti* la resistenza di linea è effettivamente distribuita, a differenza di quanto visto per il modello di Bergeron.

⁵ La costante di propagazione e l'impedenza caratteristica per una linea sono definite con le espressioni 6.11 e 6.18, rispettivamente, in [1].

⁶ Se in un generico modello di rete da simulare fossero presenti più linee, allora per la progettazione del Δt andrebbe considerato il più piccolo valore di τ_{min} tra quelli di tutte le linee della rete.

di tensione di modo α registrati al fondo linea e la tensione di fase A della sorgente (u_A)⁷. Tutte le tensioni sono espresse in “per unità” (p.u.) del valore di picco dell’ampiezza della u_A . Si osserva come la differente frequenza a cui sono calcolati i parametri del modello di linea influenzi il transitorio: al crescere della frequenza, l’attenuazione resistiva aumenta significativamente, così come la frequenza dell’oscillazione, per effetto dell’aumento della velocità di propagazione dell’onda.

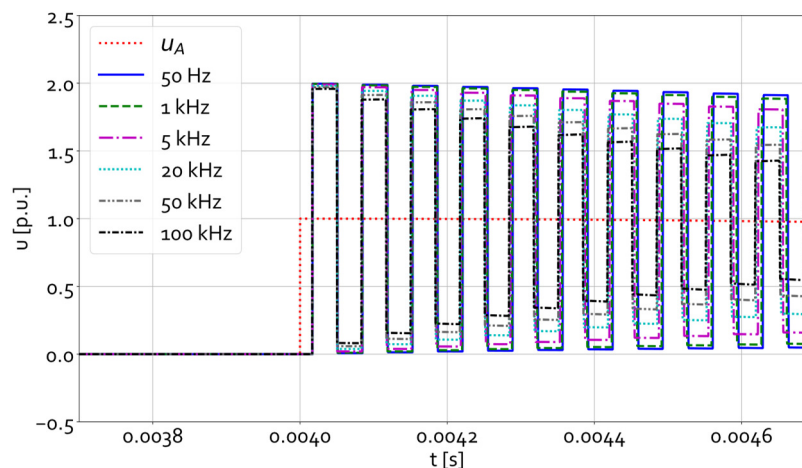


Figura 4.3 – Transitorio del modo aereo α per l’energizzazione di sequenza diretta di una linea a vuoto modellata a PC, al variare della frequenza.

Una prova del tutto analoga è stata eseguita con un’energizzazione mediante una terna di tensioni omopolari. Le forme d’onda in Figura 4.4 mostrano un comportamento analogo a quanto osservato in Figura 4.3, ma ancora più accentuato, evidenziando la determinante influenza del variare della frequenza sulla propagazione di terra.

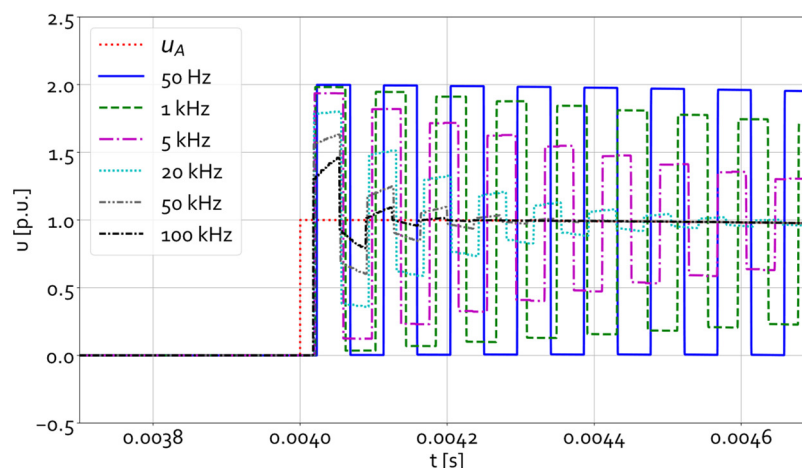


Figura 4.4 – Transitorio del modo di terra 0 per l’energizzazione di sequenza omopolare di una linea a vuoto modellata a PC, al variare della frequenza.

⁷ Nella Figura 4.3, come nelle successive Figura 4.5 e Figura 4.7, appare la tensione di fase A della sorgente (u_A), accanto alle tensioni di modo α registrate a fondo linea. Infatti, la forma implementata della trasformata di Clarke è quella che, nel dominio delle grandezze modali, mantiene inalterata l’ampiezza del vettore di spazio ed essendo la trasformata riferita alla fase A (vedi il Paragrafo 6.3 in [1]), si ha che la tensione della fase A di una terna di sequenza diretta è in fase e ha la stessa ampiezza della tensione di modo α ottenuta dalla trasformazione stessa.

Queste ragioni sono le stesse per cui u_A appare anche in Figura 4.4, Figura 4.6 e Figura 4.8, dove è affiancata dalle tensioni di modo 0 registrate a fondo linea. Infatti, la tensione della fase A di una terna di sequenza omopolare è in fase e ha la stessa ampiezza della tensione di modo 0 ottenuta dalla trasformazione stessa.

Modello di linea a Parametri Dipendenti dalla Frequenza JMarti

Si consideri il medesimo transitorio di energizzazione della simulazione precedente, per la stessa linea rappresentata, in questo caso, con il modello JMarti. Le differenti frequenze considerate, in presenza di questo modello a parametri dipendenti dalla frequenza, sono la f_{matrix} a cui si calcola la matrice di trasformazione modale. La Figura 4.5 e la Figura 4.6 mostrano i risultati relativi all'energizzazione della linea per sequenza diretta (Figura 4.5) e sequenza omopolare (Figura 4.6): in entrambi i casi, al variare della frequenza, non si riscontrano variazioni significative nell'andamento della tensione a fondo linea.

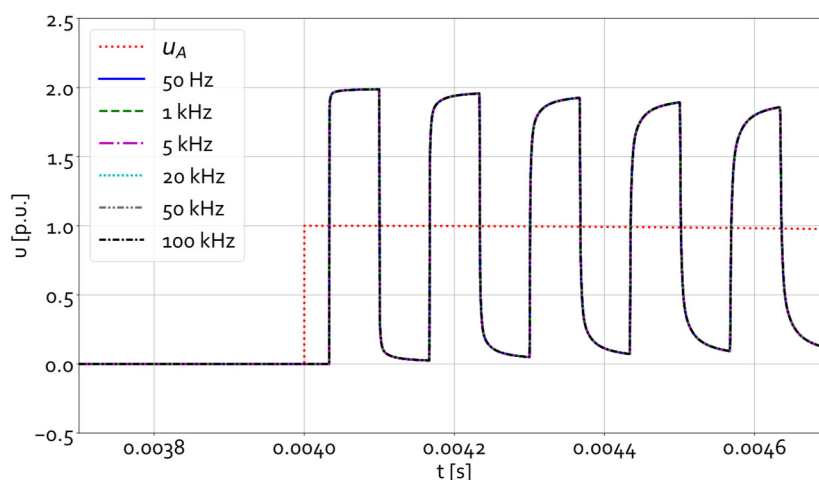


Figura 4.5 – Transitorio del modo aereo α per energizzazione di sequenza diretta di una linea a vuoto modellata come JMarti, al variare della f_{matrix} .

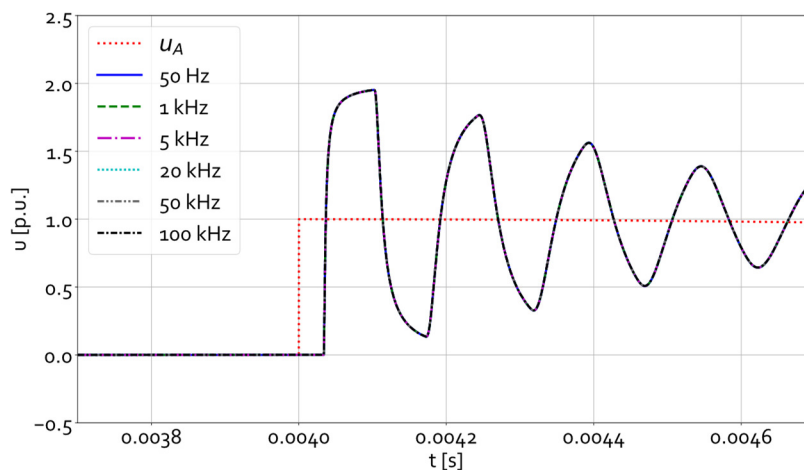


Figura 4.6 – Transitorio del modo di terra 0 per energizzazione di sequenza omopolare di una linea a vuoto modellata come JMarti, al variare della f_{matrix} .

Confronto tra i modelli di linea

Per completezza, per evidenziare le differenze di comportamento dei vari modelli di rappresentazione della linea, oltre a quelli già analizzati con le precedenti simulazioni si prende in esame il caso di rappresentazione a parametri concentrati (modello a π). Il transitorio in esame è, anche in questa simulazione, quello conseguente all'energizzazione della linea, analizzandolo in un intervallo di frequenze esteso fino a 20 kHz, valore indicato da [13] come la frequenza al di sotto della quale si trova la maggior parte dell'energia del transitorio.

Per la linea modellata con il Π , applicando la 4.1 alla linea da 5 km, oggetto delle simulazioni, per $f_{max} = 20$ kHz e approssimando $v \approx 3 \cdot 10^8$ m/s, risulta che $L_{\Pi, max} \approx 3$ km; pertanto, la linea dovrà essere modellata mediante la cascata di due stadi circuitali a Π , ciascuno dei quali rappresenta un tratto di linea lungo 2,5 km.

I parametri di linea dei modelli di Bergeron e a Π sono stati valutati alla frequenza di 5 kHz, mentre, per il modello $JMart$ si è preso pari a 5 kHz il valore della frequenza f_{matrix} ⁸. A completamento del confronto tra i modelli, si mostrano anche i risultati ottenuti con il modello a Π con i parametri di linea valutati alla frequenza di rete.

I risultati delle simulazioni per energizzazione di sequenza diretta e omopolare, per tutti i modelli di rappresentazione della linea considerati, sono riportati per confronto rispettivamente nelle Figura 4.7 e Figura 4.8.

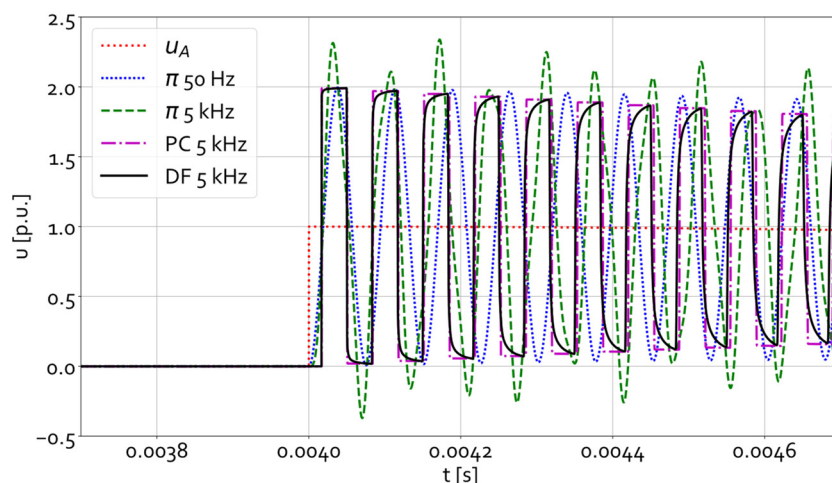


Figura 4.7 – Transitorio del modo aereo α per energizzazione di sequenza diretta di una linea a vuoto modellata come: Π , Bergeron, $JMart$.

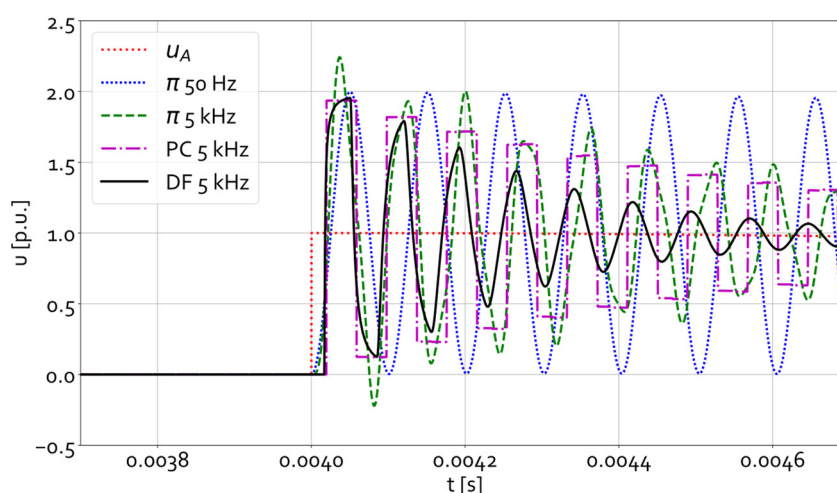


Figura 4.8 – Transitorio del modo di terra 0 per energizzazione di sequenza omopolare di una linea a vuoto modellata come: Π , Bergeron, $JMart$.

⁸ Non essendo stato possibile reperire dalla bibliografia un valore di frequenza, per la valutazione dei parametri del modello, tipico delle linee aeree in media tensione, si è fatto riferimento alla f_{matrix} tipicamente adottata per le linee in alta tensione, il cui valore è di 5 kHz secondo [16]. Infatti, la f_{matrix} dovrebbe essere scelta in modo da essere pari alla frequenza dominante del transitorio [26].

Dal confronto degli andamenti del transitorio della tensione a fondo linea, si osserva che:

- nel caso in cui l'analisi effettuata tenga conto dei soli modi aerei, il modello a parametri costanti di Bergeron potrebbe costituire una semplificazione accettabile. Infatti, la Figura 4.7 evidenzia la forte sovrapposizione tra i transitori ottenuti col modello di Bergeron e con il modello *JMarti*. Anche in [8], si propone di adottare il modello a PC, al posto di quello DF, per le linee di distribuzione; la scelta è motivata dalla limitata lunghezza delle linee e dallo spettro di frequenze in cui è concentrata l'energia del transitorio;
- qualora l'attenzione sia rivolta a fenomeni di propagazione che coinvolgano come conduttore la terra, come nel caso dei guasti a terra, il modello *JMarti* è da ritenersi preferibile. Infatti, la dipendenza dalla frequenza dei parametri longitudinali di linea alla sequenza omopolare è significativa [16]. In Figura 4.8 si vede uno scostamento significativo tra le risposte ottenute considerando il modello *JMarti* e quello di Bergeron; con il primo, infatti, si ha uno smorzamento più severo che con il secondo;
- come atteso, il modello a parametri concentrati, specialmente quello calcolato alla frequenza di rete, si dimostra inadeguato per un'analisi accurata dei transitori veloci, quale la risposta della linea a fronte di un'energizzazione a gradino. In particolare, non è possibile rappresentare la natura propagatoria del transitorio, come evidenziato dall'inizio del fronte di salita della tensione proprio in corrispondenza dell'attivazione della sorgente di tensione all'istante 4 ms;
- con la cascata dei due tratti di linea a π valutati a 5 kHz, si è in grado di approssimare la frequenza di oscillazione della tensione ottenuta dai modelli a parametri distribuiti nei primi periodi del transitorio.

4.2.2 Trasformatore AT/MT

Un'accurata modellazione del trasformatore ai transitori veloci presenta delle difficoltà, in quanto la conoscenza dei dettagli costruttivi e di report di prove non alla frequenza di rete sono tipicamente non disponibili. Alcuni suggerimenti sulla modellazione sono presentati in [13]. Ai fini della verifica i parametri di interesse sono quelli longitudinali e la loro dipendenza dalla frequenza e le capacità parassite. Si possono trascurare la saturazione e le perdite del nucleo ferromagnetico, che andrebbero invece considerate in studi di energizzazione e distacco del carico.

Negli articoli analizzati in [1] si constata generalmente una assenza di considerazioni sul modello del trasformatore AT/MT, anche nei casi in cui il dispositivo di protezione è installato in prossimità della macchina, alle sbarre MT di cabina primaria. Si distinguono [5], in cui il trasformatore è modellato solamente con i suoi parametri longitudinali e [10] dove la rappresentazione del trasformatore si completa con un π di condensatori, come illustrato in Figura 4.9, dove C_{HL} rappresenta l'accoppiamento capacitivo tra gli avvolgimenti primario e secondario, mentre C_H e C_L rappresentano, rispettivamente, gli accoppiamenti verso terra dei due avvolgimenti, primario e secondario. Tale modello è idoneo per la rappresentazione del trasformatore in un intervallo di frequenza di alcune decine di kHz [10], [13].

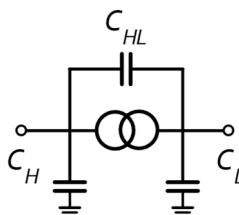


Figura 4.9 – Modello del trasformatore in un intervallo di alcune decine di kHz.

Il π di condensatori è una semplificazione che viene introdotta nello studio della propagazione di sovratensioni rapide (*surges*) in presenza di un trasformatore [23], [24]. Valori tipici delle capacità

parassite per trasformatori con nucleo a tre colonne, di taglie pari o inferiori a 75 MVA, sono elencati in [23] e riportati nella Tabella 4.1.

Tabella 4.1 – Valori tipici delle capacità parassite per trasformatori fino a 75 MVA [23].

Potenza nominale [MVA]	C_H [nF]	C_{HL} [nF]	C_L [nF]
1	1,2 ÷ 14	1,2 ÷ 17	3,1 ÷ 16
2	1,2 ÷ 16	1 ÷ 18	3 ÷ 16
5	1,2 ÷ 14	1,1 ÷ 20	5,5 ÷ 17
10	4 ÷ 7	4 ÷ 11	8 ÷ 18
25	2,8 ÷ 4,2	2,5 ÷ 18	5,2 ÷ 20
50	4 ÷ 6,8	3,4 ÷ 11	3 ÷ 24
75	3,5 ÷ 7	5,5 ÷ 13	2,8 ÷ 13

Per quanto riguarda la dipendenza dalla frequenza dei parametri longitudinali, un metodo per tenere conto dell'aumentare della resistenza degli avvolgimenti all'aumentare della frequenza, dovuto agli effetti pelle e di prossimità, viene descritto in [25]. L'idea è di rappresentare i parametri longitudinali del trasformatore con un circuito equivalente del tipo mostrato in Figura 4.10.

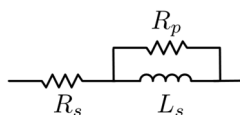


Figura 4.10 – Circuito equivalente dell'impedenza di cortocircuito dei trasformatori al variare della frequenza.

Data l'induttanza di dispersione L_s , si ricava $R(\omega)$ (la resistenza del trasformatore al variare della pulsazione angolare) dal rapporto tra induttanza e resistenza dell'impedenza di cortocircuito rappresentata al variare della frequenza, rapporto illustrato in Figura 4.11 [16] per trasformatori di taglie 20, 100, 500 MVA e, approssimativamente, nell'intervallo 50 ÷ 6000 Hz.

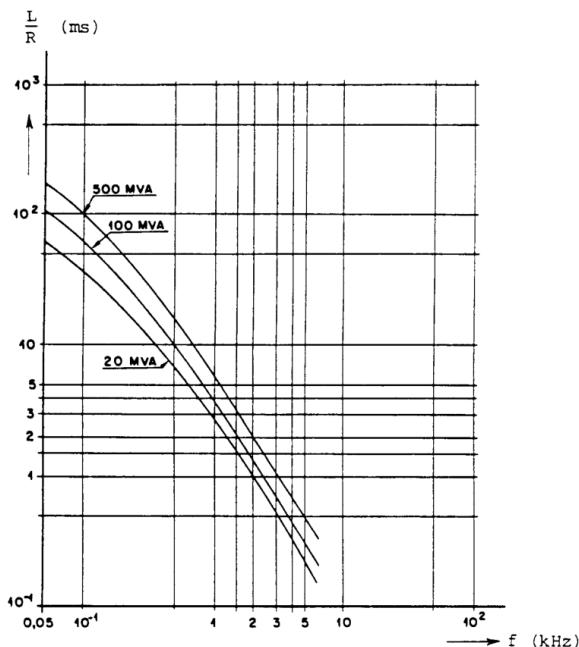


Figura 4.11 – Rapporto L/R tipico dell'impedenza di cortocircuito di trasformatori, estratto da [16].

I valori di resistenza per R_p e R_s di Figura 4.10 si ottengono con le equazioni 4.3 e 4.4:

$$R_p = \frac{L_s}{R(\omega_p)} \omega_p^2 L_s, \quad 4.3$$

$$R_s = R(\omega_s) - R_p \frac{(\omega_s L_s)^2}{R_p^2 + (\omega_s L_s)^2}, \quad 4.4$$

dove ω_p e ω_s sono le pulsazioni angolari corrispondenti a 1000 Hz e 50 Hz, rispettivamente. I valori di 1000 Hz e 50 Hz sono quelli scelti in [25] nell'applicazione del modello.

Questo metodo, estremamente semplificato, restituisce valori esatti solamente in corrispondenza di ω_p e ω_s , ma consente in prima approssimazione la rappresentazione della dipendenza della resistenza dalla frequenza.

Modello

Si è ipotizzato un trasformatore AT/MT 220/23,7 kV Yyo da 100 MVA in una rete gestita con il neutro isolato da terra. Sono stati implementati tre diversi modelli per il trasformatore che prevedono:

- 1) il ramo dell'impedenza di cortocircuito a frequenza di rete (Z_{cc});
- 2) l'impedenza Z_{cc} con la rete a π delle capacità parassite, come in Figura 4.9;
- 3) l'impedenza di cortocircuito in funzione della frequenza $Z_{cc}(f)$, come in Figura 4.10, unitamente alle capacità parassite.

Per i valori delle C_{HL} , C_H e C_L in mancanza di dati specifici, sono stati adottati i valori della Tabella 4.1 di una macchina da 75 MVA; il valore del rapporto L/R è stato derivato dalla curva di Figura 4.11 relativa ad una macchina da 100 MVA.

4.2.2.1 Implementazione e verifica del modello del trasformatore AT/MT

Per la verifica del modello di trasformatore AT/MT, si è simulato un cortocircuito simmetrico franco a 10 km di distanza dalle sbarre MT del trasformatore che si innesca all'istante $t = 0,017$ s. Il modello di linea è quello a parametri costanti di Bergeron, descritto precedentemente al Paragrafo 4.2.1.2. Nel regime pre-guasto il trasformatore alimenta un carico di potenza di 75 MVA con $\cos\phi = 0,9$. In Figura 4.12 si riporta il transitorio della tensione stellata di modo β misurata alla sbarra MT per ciascuno dei modelli descritti nel Paragrafo precedente. È stato scelto il modo β in quanto, in questo scenario particolare, è il modo per cui si ha la maggiore intensità di segnale. La tensione è espressa in p.u. del valore di picco del regime sinusoidale precedente al guasto.

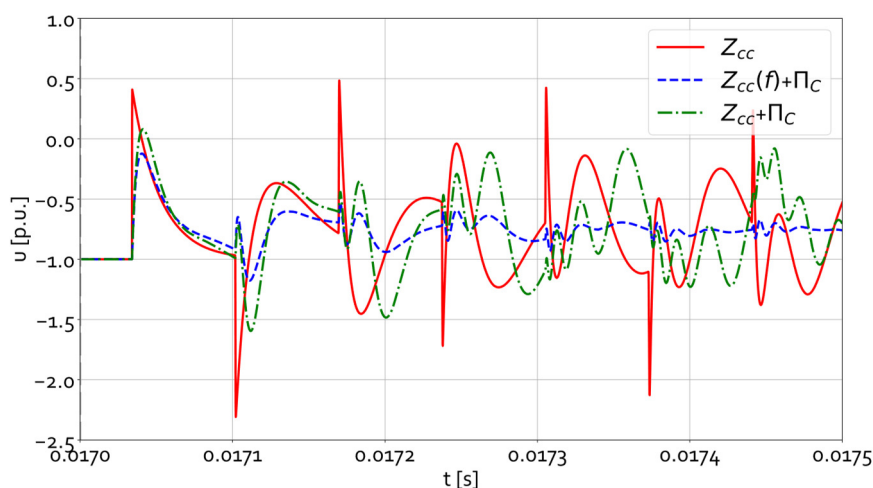


Figura 4.12 –Transitorio della tensione stellata modale β alla sbarra MT in seguito ad un cortocircuito simmetrico in linea, a 10 km dal trasformatore.

Si può osservare come le non idealità introdotte delle capacità parassite e della dipendenza dalla frequenza smussino la forma d'onda di tensione e ne riducano l'intensità. I risultati ottenuti con il modello di trasformatore con ramo di saturazione e perdite nel ferro sono stati omessi in quanto sovrapponibili a quelli ottenuti con la sola Z_{cc} , confermando la non dipendenza del fenomeno da questi parametri.

4.2.3 Trasformatore MT/BT

Per i trasformatori di distribuzione MT/BT valgono considerazioni di massima analoghe a quelle riportate per i trasformatori AT/MT. Anche per i trasformatori MT/BT, quindi, si considerano le capacità parassite che costituiscono una rete a π [8], [10] (vedi Figura 4.9). I valori di tali capacità sono [8], [10]: $C_{HL} = 0,2$ nF, $C_H = 0,4$ nF e $C_L = 0,7$ nF.

Modello

Sono stati considerati due trasformatori MT/BT:

- 1) 23/0,4 kV Dyn11 da 800 kVA con neutro a terra;
- 2) 23/0,4 kV Dyn11 da 250 kVA con neutro a terra.

Per entrambe le macchine si sono implementati modelli con:

- 1) la sola impedenza di cortocircuito (Z_{cc});
- 2) l'impedenza Z_{cc} con la rete a π delle capacità parassite i cui valori sono stati dedotti da [8], [10] e già riportati all'inizio del presente Paragrafo.

Non è stata considerata la dipendenza dalla frequenza della impedenza di cortocircuito in quanto il rapporto L/R di Figura 4.11 non è rappresentativo per i trasformatori di distribuzione.

4.2.3.1 Verifica del modello di trasformatore MT/BT

Poiché l'obiettivo della ricerca è l'analisi della possibilità di utilizzo nella rete MT di protezioni basate sull'analisi di transitori, gli eventi di guasto in esame sono "a monte" dei trasformatori di distribuzione. Conseguentemente, la rete, implementata per la verifica dei modelli scelti per il trasformatore MT/BT, è schematizzata in Figura 4.13.

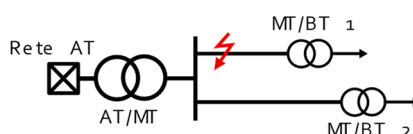


Figura 4.13 – Rete per la verifica del modello di trasformatore MT/BT.

I trasformatori MT/BT 1 e MT/BT 2 sono entrambi da 250 kVA⁹, per la cui verifica si è simulato un cortocircuito simmetrico franco, a 5 km di distanza dalle sbarre MT di cabina primaria, che si innesca, all'istante $t = 0,027$ s, nella linea da cui è derivato il trasformatore MT/BT 1. Il modello di linea adoperato è quello di Bergeron e la linea guasta è lunga 15 km, mentre quella sana 20 km. Ciascuno dei due trasformatori alimenta, nel regime di pre-guasto, un carico di potenza di circa 190 kVA a $\cos\phi = 0,9$.

In Figura 4.14 si riportano i transitori delle tensioni stellate modali β , espresse in p.u. del valore di picco del regime sinusoidale precedente al guasto. La scelta del modo β è dovuta al fatto che, in corrispondenza di questo modo, si ha il segnale di tensione più intenso. In Figura 4.14 U_{CP} è relativa alla sbarra MT di cabina primaria, U_{CSh} è relativa ai morsetti MT del trasformatore MT/BT 2; Z_{cc} indica che il modello considerato include solo l'impedenza di cortocircuito, mentre $Z_{cc} + \Pi_C$ indica la presenza anche del Π di capacità parassite.

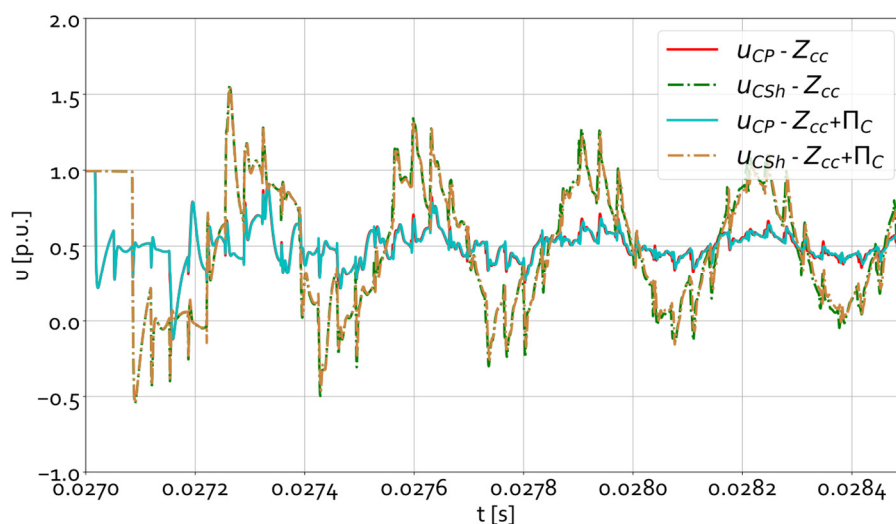


Figura 4.14 – Transitori tensione stellata modale β relativi al circuito di Figura 4.13, per entrambi i modelli di trasformatore MT/BT considerati.

⁹ Non si riportano i risultati per trasformatori di taglia 800 kVA, in quanto qualitativamente analoghi a quelli ottenuti con le macchine da 250 kVA.

Si osserva che la presenza o meno delle capacità parassite introduce una differenza non apprezzabile nei transitori osservati. Questo può essere spiegato dal fatto che i valori delle capacità parassite usati per i trasformatori MT/BT sono molto piccoli, di quasi due ordini di grandezza inferiori a quelli del trasformatore AT/MT, per il quale l'effetto delle capacità è visibile e significativo (Figura 4.12).

4.2.4 Il sistema di protezione e gli altri elementi della rete

Protezioni

Le protezioni e l'algoritmo associato ai metodi presi in considerazione sono stati implementati *offline*. La preelaborazione dei segnali necessari al funzionamento dei relè (ovvero la trasformazione modale di Clarke) è realizzata contestualmente alla simulazione elettromagnetica in *ATPDraw*, nel linguaggio *MODELS* [26, pp. 274-329]. Le forme d'onda così elaborate vengono salvate per essere, successivamente, analizzate dalle funzioni di protezione implementate in alcuni *script MATLAB* [27], [28] e *Python* [29], [30]. Per mezzo di questi *script* si applica il metodo di protezione selezionato in *playback*, analogamente a quanto avviene nella verifica di un dispositivo di protezione, mediante una cassetta di prova per relè. Dunque, i risultati mostrati nel Capitolo 5 -, per quanto riguarda le operazioni di analisi dei segnali che realizzano gli algoritmi di protezione e la visualizzazione dei dati, sono ottenuti dai suddetti *script MATLAB e Python*.

Carichi

I carichi sono implementati semplicemente come dei rami lineari di tipo R-L.

Rete in alta tensione

La rete AT, a monte del trasformatore di cabina primaria, è rappresentata con un semplice circuito equivalente Thévenin, essendo tale rete "elettricamente lontana" da quella in media tensione oggetto della ricerca. La potenza di cortocircuito della rete AT è circa pari a 14000 MVA.

5 - PRIME SIMULAZIONI PER LA VERIFICA PRELIMINARE DEI MODELLI IMPLEMENTATI

Per la verifica preliminare dei modelli si adotta la rete radiale con neutro isolato schematizzata in Figura 5.1, dove:

- T_0 è il trasformatore AT/MT Yyo 220/23,7 kV, descritto nella Paragrafo 4.2.2, modellato con l'impedenza di cortocircuito in funzione della frequenza $Z_{cc}(f)$ e la rete a π delle capacità parassite;
- T_1 , T_2 e T_3 sono i trasformatori MT/BT Dyn11 23/0,4 kV modellati con la loro Z_{cc} e il π di capacità parassite, descritti nella Paragrafo 4.2.3. T_1 e T_3 sono macchine da 800 kVA, mentre T_2 è da 250 kVA;
- il carico ohmico induttivo dei trasformatori T_1 e T_3 è da 600 kVA, mentre quello del trasformatore T_2 è da 190 kVA. Tutti carichi sono hanno un fattore di potenza pari a 0,9;
- dalla sbarra MT (nodo 0) partono tre linee, che saranno indicate nel testo come L_{1-0} , L_{2-0} e L_{3-0} , ciascuna terminata sul trasformatore T_1 , T_2 e T_3 in corrispondenza dei nodi 1, 2, 3, rispettivamente. La configurazione delle linee è quella scelta nella Paragrafo 4.2.1, implementata con il modello a parametri costanti di Bergeron. Seguendo l'ordine dall'alto verso il basso (vedi Figura 5.1), la linea L_{1-0} è di lunghezza $l_{01} = 15$ km, la linea L_{2-0} è di lunghezza $l_{02} = 20$ km e la linea L_{3-0} è di lunghezza $l_{03} = 10$ km;
- il punto di guasto F è ipotizzato lungo la prima linea, compresa tra i nodi 0 e 1, a 5 km di distanza dalla sbarra MT e si innesca all'istante $t = 0,027$ s;
- le protezioni sono installate in cabina primaria in partenza di ciascuna linea.

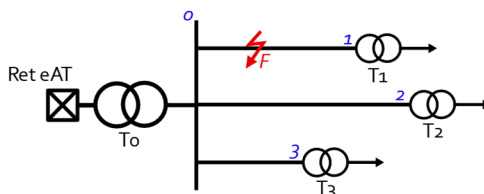


Figura 5.1 –Rete per la verifica preliminare dei metodi.

Le simulazioni in ambiente *ATPDraw*, i cui risultati sono discussi nei seguenti Paragrafi, sono state realizzate adottando un passo di simulazione $\Delta t = 100$ ns, coerentemente con quanto osservato nel Paragrafo 4.2.1.2. Di conseguenza, la banda di frequenza utile su cui lavoreranno i metodi di protezione selezionati sarà la stessa e pari a circa 5 MHz. In realtà, negli articoli in cui i metodi sono presentati sono state riscontrate scelte diverse circa la frequenza di campionamento. Tra le tecniche indagate nel presente Rapporto, il Metodo 4 è quello che usa la frequenza di campionamento più elevata, pari a quella impiegata nella presente verifica, ovvero 10 MHz. Avendo scelto questa frequenza di campionamento per tutte le verifiche svolte, ne segue che gli altri metodi si vengono a trovare in una condizione migliore di quella ipotizzata dai loro autori, ma allo stesso tempo permette di definire un punto di partenza comune per la verifica e il confronto dei metodi. Relativamente al modello di linea, tutti i metodi, tranne il Metodo 1, sono stati progettati ipotizzando il modello di Bergeron. Con lo stesso principio di uniformità adottato per le frequenze di campionamento, si è optato per l'impiego di quest'ultimo in tutti i casi analizzati. Come anticipato nel Paragrafo 3.1, si considerano solo guasti monofase a terra e trifase isolati da terra, entrambi di resistenza trascurabile. Nel seguito, si indicherà con F_1 il guasto trifase in F , mentre con F_2 il guasto monofase a terra franco della fase B.

5.1 Simulazione Metodo 1 - Perera et al. [3]

Si consideri una finestra di osservazione $T_o = 1$ ms. L'algoritmo monitora le correnti modali i_α , i_β e i_0 calcolate a partire dalle correnti trifase misurate alla partenza di ciascuna linea. In Figura 5.2 si riportano le correnti i_β , relative a ciascuna linea, in corrispondenza della finestra di osservazione in cui si ha il superamento di soglia sui coefficienti di dettaglio della DWT a un livello di decomposizione, a seguito del guasto $F1$. La soglia è stata impostata, arbitrariamente, ad un valore di $L_{set} = \pm 0,01$ A.

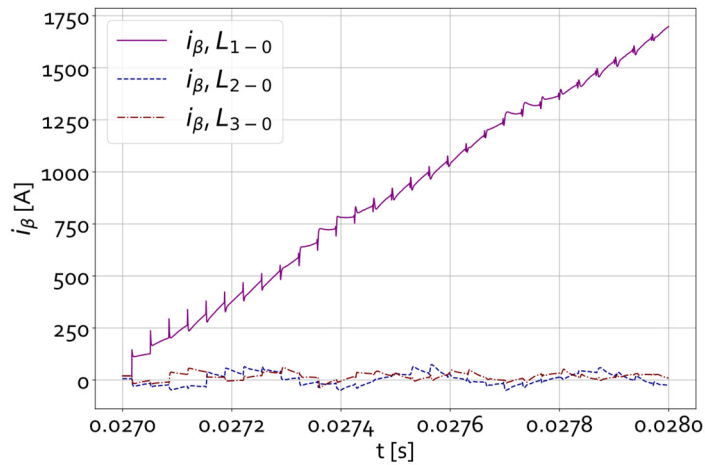


Figura 5.2 –Correnti i_β nella finestra di osservazione T_o per il guasto $F1$.

Si riportano le correnti i_β , in quanto il segnale di modo β è quello con più energia nella metà superiore della banda spettrale, come risultato dal calcolo proposto in [31] e adoperato dal Metodo 3, di cui si riporta l'espressione nell'equazione 5.1:

$$SE_\xi = \sum_k |d_\xi(k)|^2, \quad 5.1$$

dove SE_ξ è l'energia del segnale di corrente di modo ξ , con $\xi = \alpha, \beta, 0$; $d_\xi(k)$ è il k -esimo campione della sequenza discreta dei coefficienti di dettaglio della DWT a un livello di decomposizione, ottenuti dalla trasformazione della corrente i_ξ .

In linea di principio, come dichiarato in [3], ai fini della rilevazione del guasto, è opportuno considerare entrambi i modi aerei nell'algoritmo. Infatti, a seconda del tipo di guasto e della fase a cui è riferita la trasformata di Clarke, alcuni modi sono più intensi di altri [32]. Tuttavia, non essendo specificato in [3] come operare per considerare sia il modo α , sia quello β , si è fatto riferimento al modo che manifesta maggiore energia nel transitorio, nel caso in esame, il modo β appunto. Le sequenze di d_β , calcolate a partire dalle correnti di Figura 5.2, sono mostrate in Figura 5.3 nell'intorno temporale dell'istante in cui si ha il superamento della soglia L_{set} .

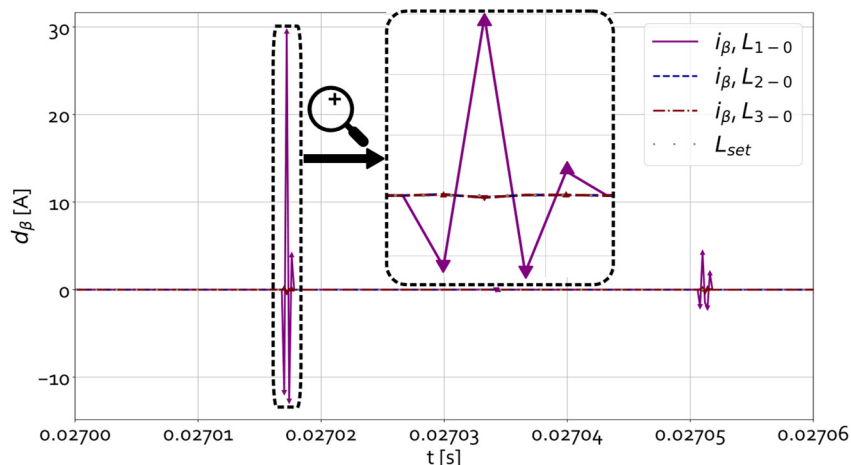


Figura 5.3 –Coefficienti di dettaglio della DWT, d_{β} , ottenuti dalle i_{β} di Figura 5.2.

A questo punto il metodo prevede la verifica della polarità dei coefficienti della DWT per individuare la linea guasta. Osservando la Figura 5.3, si evidenzia che in effetti i coefficienti d_{β} ottenuti dalla corrente della linea guasta L_{1-0} (in tratto continuo nel grafico), presentano polarità opposta rispetto alle altre due, relative alle linee sane L_{2-0} e L_{3-0} (tratteggiate nel grafico), praticamente coincidenti. Tuttavia, è ben visibile la differenza in ampiezza tra i valori assunti dai coefficienti d_{β} relativi alle L_{2-0} e L_{3-0} e quelli della L_{1-0} : infatti, i valori dei coefficienti ottenuti per le linee sane sono trascurabili rispetto a quanto si ha per la linea guasta. Ripetendo la prova rimuovendo il Π di condensatori rappresentativo delle capacità parassite del trasformatore AT/MT, al posto di quanto mostrato nell'ingrandimento di Figura 5.3, si ottiene il risultato di Figura 5.4, in cui si evidenzia un identico aumento del coefficiente d_{β} per la corrente i_{β} delle linee L_{2-0} e L_{3-0} .

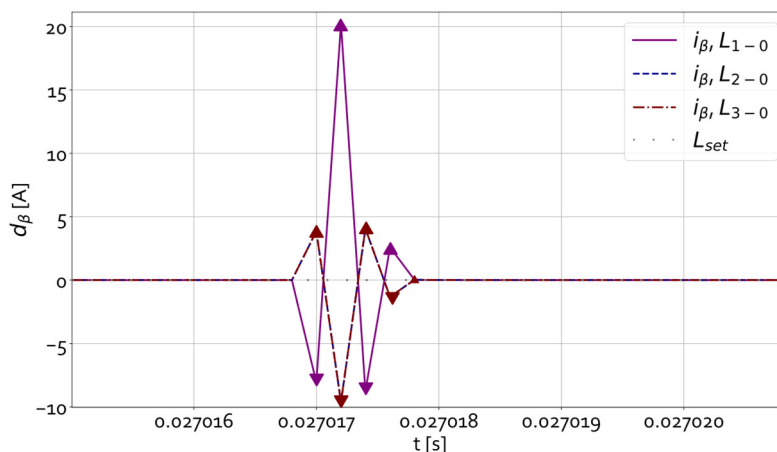


Figura 5.4 –Coefficienti di dettaglio della DWT, d_{β} , ottenuti dalle i_{β} di Figura 5.2 senza capacità parassite sul trasformatore AT/MT.

Questo risultato può essere spiegato con la teoria delle TW, considerando il caso di una linea terminata su un condensatore, in analogia con quello che si presenta considerando la maglia a Π di capacità parassite del trasformatore AT/MT. Infatti, un'onda a gradino che si propaga lungo di essa vede il condensatore come un cortocircuito verso terra: il fronte veloce di corrente che arriva dal guasto viene, quindi, "scaricato" a terra e non interessa le altre linee.

Per il guasto monofase a terra F_2 , si ottengono risultati qualitativamente analoghi a quelli già mostrati in Figura 5.3 e in Figura 5.4 per il guasto simmetrico F_1 . Pertanto, non si riportano i grafici dei coefficienti di dettaglio d_β , poiché ridondanti.

5.2 Simulazione Metodo 2 - Celli et al. [4]

Poiché questa tecnica si distingue per la rilevazione selettiva dei guasti a terra, si considera fin da subito il caso dell'occorrenza di un guasto monofase a terra, utilizzando ancora una finestra di osservazione $T_o = 1$ ms. Allo scopo di analizzare la modalità di attuazione della selettività, si farà riferimento ad una struttura di rete più "adatta" rispetto a quella di riferimento di Figura 5.1, quale quella di Figura 5.5, in cui:

- la linea L_{1-0} è prolungata di un ulteriore tratto, compreso tra i nodi 1 e 4. Questa linea aggiuntiva, a cui si farà riferimento come L_{4-1} , ha caratteristiche identiche alla linea L_{1-0} e la medesima lunghezza, pari a 15 km;
- il punto di connessione del trasformatore T_1 resta invariato, ovvero in derivazione dal nodo 1;
- la linea L_{4-1} termina al nodo 4 sul trasformatore T_4 , identico a T_2 , anche nel carico alimentato.

Per la verifica di selettività, si considera il guasto monofase F_3 . Questo guasto si innesca all'istante $t = 0,027$ ms e interessa la linea L_{4-1} nella posizione G (vedasi Figura 5.5), situata ad una distanza di 20 km dalle sbarre MT di cabina primaria.

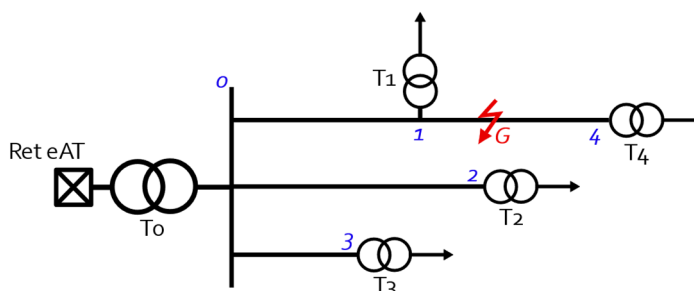


Figura 5.5 – Metodo 2: rete per la verifica del riconoscimento selettivo del guasto a terra.

La tecnica per rilevare l'occorrenza del guasto è sostanzialmente analoga a quella sfruttata dal Metodo 1 nel Paragrafo 5.1, ovvero, tramite la verifica del superamento di una soglia arbitraria L_{set} da parte dei coefficienti di dettaglio della DWT ad un singolo livello di decomposizione, ottenuti da una corrente di modo aereo, indicati con d_ξ , dove ξ è uguale a α oppure β . Nella fattispecie, il modo aereo arbitrariamente selezionato è α e, dunque, d_α . Nonostante α non sia il modo più energetico, la presenza del transitorio indotto dal guasto è correttamente individuata. In Figura 5.6 sono rappresentati i d_α per ciascuna linea, all'interno di un ingrandimento della finestra di osservazione in corrispondenza del superamento della soglia arbitraria L_{set} .

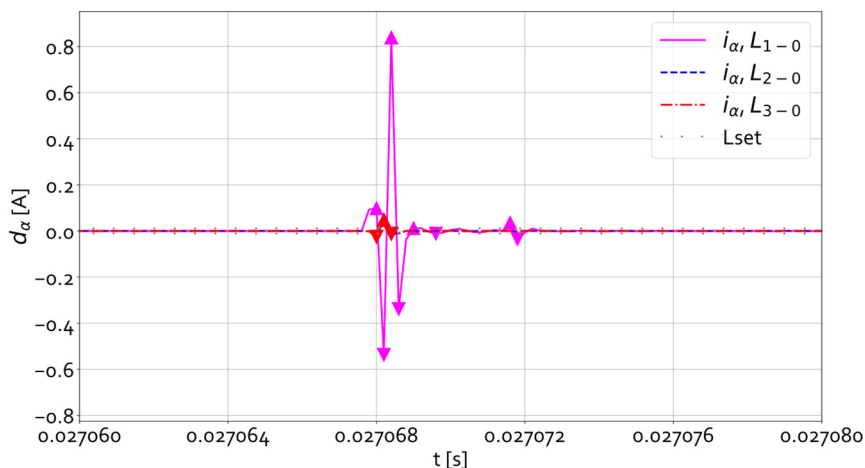


Figura 5.6 – Coefficienti di dettaglio della DWT, d_α , ottenuti dalle i_α per il guasto F_3 in G.

Una volta rilevato il guasto, si deve determinare quale, tra le linee afferenti al nodo 0, sia quella da cui proviene il transitorio. Questa operazione è condotta in modo leggermente diverso da quanto visto con il Metodo 1. In questo caso, si prendono i segni dei primi picchi più prominenti della quantità $d_\alpha|d_\alpha|$ calcolata per ciascuna linea e si confrontano tra loro: la linea in corrispondenza della quale si ha il segno opposto a quello delle altre due, è la linea guasta. Questa condizione è vera per il $d_\alpha|d_\alpha|$ calcolato sulla linea L_{1-0} ed è verificabile dal diagramma dei d_α di Figura 5.6. Nella rete considerata il transitorio causato dal guasto in G “giunge” in cabina primaria attraverso il nodo 1, dunque l’algoritmo permette di individuare la direzione del guasto correttamente. Anche in questo caso, però, la presenza delle capacità parassite del trasformatore AT/MT riduce significativamente il segnale disponibile per la determinazione della direzione del guasto: infatti, in Figura 5.6 si vede come i coefficienti d_α della DWT, calcolati in corrispondenza delle linee L_{2-0} e L_{3-0} (curve tratteggiate), siano confrontabili con la soglia del rumore L_{set} e di ampiezza molto minore di quelli ottenuti per la linea guasta L_{1-0} (curva in tratto continuo).

A questo punto, bisogna determinare se il transitorio rilevato sia dovuto ad un guasto a terra. La presenza del guasto a terra viene dedotta dal fatto che sia presente o meno una corrente transitoria di modo di terra: questo può essere verificato ricorrendo, ancora una volta, ad un controllo a soglia sui coefficienti d_0 della DWT, calcolati dalla corrente di modo 0 relativa alla linea in direzione del guasto L_{1-0} , analogo a quello implementato sui d_α di ciascuna linea per la rilevazione del guasto iniziale. Si è scelto di nuovo il valore arbitrario $L_{set} = \pm 0,01$ A per la soglia di rilevamento del modo di terra. Tale soglia viene superata dai coefficienti d_0 calcolati sulla stessa finestra di osservazione su cui sono stati calcolati i coefficienti d_α di Figura 5.6; questa affermazione può essere verificata osservando la Figura 5.7. Infatti, nel diagramma inferiore di Figura 5.7 è rappresentata la quantità $|d_0|^2$ che mostra un picco di circa $0,75 \text{ A}^2$. Essendo, in modulo, la quantità d_0 pari alla radice quadrata di $|d_0|^2$, si ha che, in corrispondenza di quel picco, d_0 vale in modulo circa $0,87 \text{ A}$, ben al di sopra della soglia L_{set} . L’appartenenza alla stessa finestra di osservazione T_o , che nel caso esaminato va dall’istante $0,027 \text{ s}$ all’istante $0,028 \text{ s}$, è verificabile direttamente controllando gli assi dei tempi di Figura 5.6 e di Figura 5.7.

Una volta decretata la presenza del guasto a terra, è necessario stabilire se il guasto è avvenuto all’interno della zona protetta o meno, al fine di garantire la selettività dell’intervento della protezione. Per fare ciò, si valuta il ritardo temporale tra gli istanti in cui si ha il primo picco delle quantità $|d_\alpha|^2$ e $|d_0|^2$, proporzionale alla distanza del guasto. In Figura 5.7 si riportano le quantità $|d_\alpha|^2$ e $|d_0|^2$ calcolate alla partenza della linea L_{1-0} , relative alle correnti di modo α e 0, ottenute per il guasto F_3 in G a $t = 0,027 \text{ s}$.

Il primo picco di ciascuna curva è una stima del tempo di arrivo della TW di corrente del modo corrispondente. Come atteso, il picco del modo aereo α anticipa quello del modo di terra 0, poiché la velocità di propagazione del percorso che coinvolge la terra è inferiore.

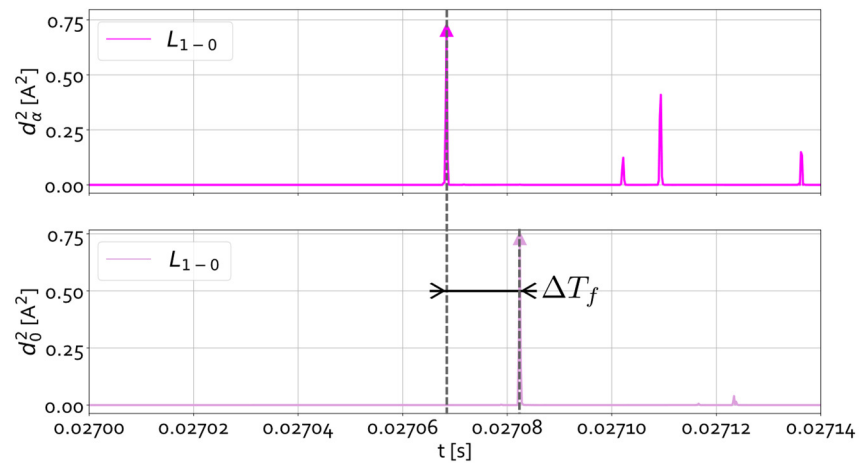


Figura 5.7 $|d_\alpha|^2$ (sopra) e $|d_0|^2$ (sotto) per il guasto F3 in G a $t = 0,027$ s.

Affinché vi sia selettività, la protezione installata in cabina primaria, alla partenza della linea L_{1-0} , non deve intervenire per guasti che interessano il tratto di linea L_{4-1}^{10} , come il guasto in G che, al contrario, deve essere risolto da un'ulteriore protezione¹¹ installata al nodo 1.

Per garantire ciò, si valuta la grandezza operativa ΔT_f , definita come l'intervallo di tempo che intercorre tra i due picchi iniziali di $|d_\alpha|^2$ e $|d_0|^2$ (vedasi Figura 5.7). La protezione interviene in modo selettivo se il ΔT_f misurato è inferiore a un valore di soglia massimo, indicato come $\Delta T_{f, \max}$. L'intervallo $\Delta T_{f, \max}$ corrisponde al valore dell'intervallo tra i due picchi iniziali di $|d_\alpha|^2$ e $|d_0|^2$ che si avrebbe per un guasto a terra in fondo alla linea presso la quale il dispositivo di protezione ha individuato la direzione del guasto, ossia L_{1-0} nel caso esaminato. Infatti, essendo ΔT_f proporzionale alla distanza del guasto dal punto di misura, un suo valore maggiore di $\Delta T_{f, \max}$ indicherebbe che il guasto è avvenuto al di fuori della zona protetta dal relè, quindi in L_{4-1} . Ricapitolando, per un guasto rilevato nella direzione di L_{1-0} , la protezione in cabina primaria:

- interviene per guasti con ΔT_f inferiori a $\Delta T_{f, \max}$ (guasto in L_{1-0});
- non interviene per guasti con ΔT_f superiori¹² a $\Delta T_{f, \max}$ (guasto in L_{4-1}).

Utilizzando dei modelli di linea di Bergeron, la velocità del modo di terra v_0 e del primo modo aereo v_α sono note, poiché calcolate dalla routine LCC, già menzionata nel Paragrafo 4.2.1. Quindi, nota la lunghezza l_{01} della linea L_{1-0} , $\Delta T_{f, \max}$ è calcolabile con l'espressione 5.2:

$$\Delta T_{f, \max} = l_{01} \frac{v_\alpha - v_0}{v_\alpha v_0} . \quad 5.2$$

¹⁰ Il tratto di competenza della protezione installata in cabina primaria, alla partenza della linea L_{1-0} è appunto la linea L_{1-0} stessa, che termina al nodo 1, a monte della derivazione del trasformatore T1.

¹¹ La tipologia del dispositivo di protezione della linea L_{4-1} , ovvero che sia fasoriale oppure a TW, non è rilevante. L'importante è che sia in grado di rilevare il guasto monofase a terra lungo L_{4-1} . Qualora fosse una protezione fasoriale, il suo tempo d'intervento sarebbe senz'altro maggiore della protezione a TW installata a monte, alla partenza della linea L_{1-0} . Pertanto, in questo caso, andrebbero presi accorgimenti sul corretto coordinamento dei due relè.

¹² Nel caso particolare in cui ΔT_f sia uguale a $\Delta T_{f, \max}$, il guasto sarebbe in corrispondenza del nodo 1. Pertanto, la protezione a TW al nodo 0 andrebbe coordinata con la protezione al nodo 1 per l'estinzione del guasto.

Essendo $v_o \approx 2,435 \cdot 10^5$ km/s, $v_\alpha \approx 2,950 \cdot 10^5$ km/s e $l_{o1} = 15$ km per la configurazione di linea considerata, si ottiene il valore di "taratura":

$$\Delta T_{f, \max} \approx 10,75 \mu s . \quad 5.3$$

Risultando, per il guasto in G , un valore di ΔT_f misurato alle sbarre MT di cabina primaria pari a $14 \mu s$, essendo questo maggiore del $\Delta T_{f, \max}$ di "taratura" in 5.3, il dispositivo di protezione in cabina primaria riconosce selettivamente che il guasto a terra è avvenuto al di fuori della sua area di intervento, in questo caso L_{1-0} .

L'espressione 5.2 è interpretabile anche come un algoritmo di localizzazione del guasto: infatti, se si esplicita la lunghezza in funzione delle velocità modali e dell'intervallo di tempo, è possibile stimare la distanza del guasto dalle sbarre MT di cabina primaria, a partire dai valori di v_o , v_α e il ΔT_f calcolato. Nel caso del guasto F_3 in G , questa stima fornisce una distanza del guasto pari a $19,5$ km, con un errore relativo del 3 %.

In ultimo, occorre rilevare che in un caso più realistico, il calcolo analitico di $\Delta T_{f, \max}$ sarebbe poco praticabile e affidabile: l'incertezza associata ai valori delle quantità coinvolte nella 5.2, unita alla discrepanza tra il modello della linea e la linea fisica, disincentivano questo approccio. In alternativa, si potrebbe tarare il dispositivo stimando il $\Delta T_{f, \max}$ con una prova in campo in cui si induce un guasto a terra controllato in fondo alla zona protetta. Altrimenti, si potrebbe energizzare la linea da proteggere sia alla sequenza omopolare e sia alla sequenza diretta, misurando i tempi di propagazione delle TW, dei modi α e 0 , indotte in linea. Per tale misura, è necessario individuare gli istanti temporali di arrivo delle TW modali al terminale di linea con la stessa tecnica implementata nel dispositivo di protezione e lo stesso *hardware*. In questo modo, si ridurrebbero gli eventuali *bias* sulla stima del tempo di arrivo causati dal dispositivo stesso.

5.3 Simulazione Metodo 3 – Davydova et al. [5], [6]

La verifica dell'algoritmo prende in esame la rete di Figura 5.1 e per cominciare si consideri il guasto simmetrico F_1 che si innesca nel punto F all'istante $t = 0,027$ ms.

La tecnica di rilevazione prevede il monitoraggio delle correnti di modo aereo i_α , i_β e la verifica del superamento della soglia¹³ arbitraria L_{set} da parte dei coefficienti di dettaglio della DWT ottenuti dalla corrente transitoria con il modo più energetico (cioè β per il guasto F_1 , dedotto dal calcolo espresso nella 5.1). Anche per questo metodo, come per i precedenti, si è scelto arbitrariamente $L_{set} = \pm 0,01$ A. L'algoritmo di protezione prevede l'impiego di una finestra di osservazione $T_o = 1$ ms. Dopodiché, il metodo propone di filtrare la componente del segnale a 50 Hz dalla i_β con l'operazione 5.4, valida nell'ipotesi che la durata della finestra di osservazione T_o sia piccola rispetto al periodo della frequenza di rete di 20 ms.

$$i_{\beta, hf}(k) = i_\beta(k) - i_\beta(1), \quad k = 1, \dots, N_s . \quad 5.4$$

Nella 5.4 $i_{\beta, hf}(k)$ è il k -esimo campione della componente di corrente i_β dovuta solamente alle TW e N_s è il numero di campioni nella finestra T_o . La Figura 5.8 mostra le $i_{\beta, hf}$ per ciascuna linea della rete di Figura 5.1, in corrispondenza della finestra di osservazione $T_o = 1$ ms in cui si ha il superamento della soglia $L_{set} = \pm 0,01$ A.

¹³ Nel richiamo di Paragrafo 2.1.3 ai principi del Metodo 3, si è fatto riferimento ad un algoritmo per discriminare i disturbi causati da fulminazioni dai transitori indotti dal guasto. La presente verifica non prende in esame la problematica della robustezza nei confronti del rumore; quindi, questa parte di algoritmo non è stata considerata.

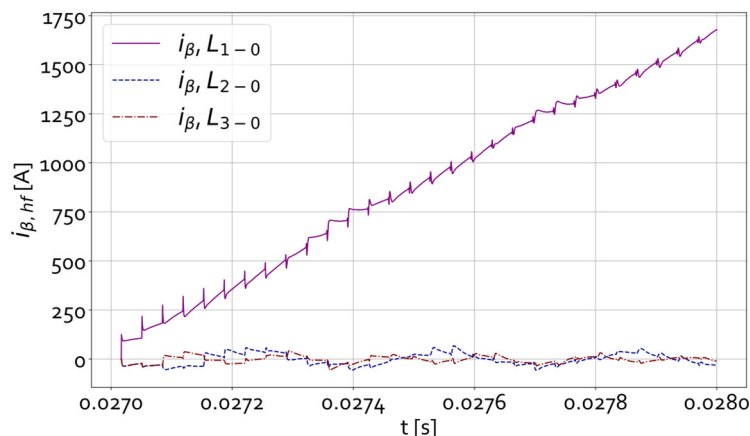


Figura 5.8 – Correnti $i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione $T_o = 1\text{ms}$ per il guasto $F1$.

La Figura 5.8 e la Figura 5.2 differiscono solo per l'operazione di filtraggio rappresentata dall'equazione 5.4: il filtraggio non ha introdotto distorsioni macroscopiche e pertanto appare legittimo ritenere che la finestra T_o di 1 ms sia sufficientemente piccola.

Per l'individuazione della direzione da cui proviene il transitorio rilevato, il primo passo è una verifica della polarità delle correnti $i_{\beta, hf}$ registrate per le diverse linee, valutando il manifestarsi della seguente condizione: se il segno è lo stesso, il guasto è sulla sbarra di cabina e il dispositivo di protezione non interviene.

In assenza di dettagli in [5], [6] su come dedurre la polarità delle correnti in modo automatico, si è deciso di stimarla calcolandone l'integrale numerico, prendendo spunto dagli algoritmi dei relè a grandezze incrementali mostrati in [33], algoritmi nei quali gli autori indicano l'integrale come elaborazione robusta per produrre delle grandezze operative di cui si osserva sia l'intensità sia il segno. Inoltre, l'integrazione è applicata su di una finestra di osservazione T_{o^*} di durata ridotta rispetto a quella di partenza di 1 ms affinché si rispetti l'ipotesi che permetterà di sfruttare la relazione 5.5, come sarà chiarito nel seguito. Le forme d'onda delle $i_{\beta, hf}$, calcolate per ogni linea sulla finestra ridotta T_{o^*} , e il loro integrale, ovvero la loro polarità, sono mostrati rispettivamente in Figura 5.9 e Figura 5.10.

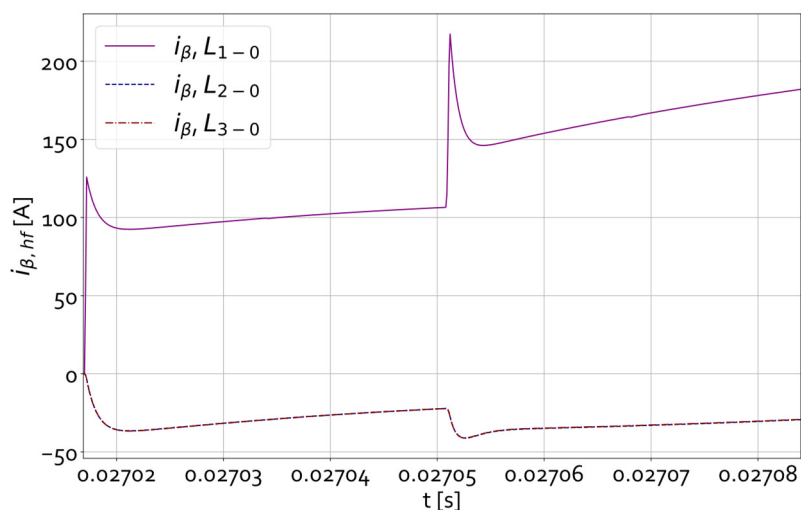


Figura 5.9 – $i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione ridotta T_{o^*} per il guasto $F1$.

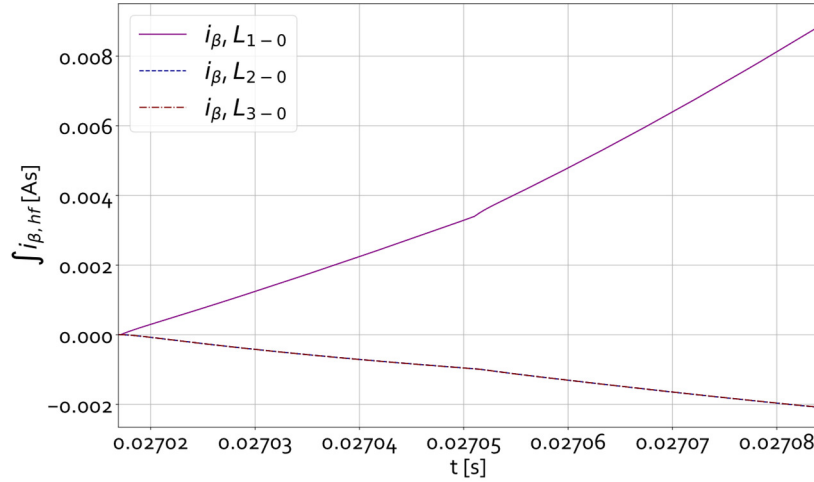


Figura 5.10 –Integrale/polarità delle $i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione ridotta T_{o*} per il guasto F1.

Nella Figura 5.9 si distinguono due fronti rapidi in successione: il primo si ha in corrispondenza dell'arrivo della prima TW di corrente innescata dal guasto e che va a incidere direttamente sulla sbarra MT di cabina primaria. Il secondo è la riflessione della TW che ha causato il primo fronte, dopo aver "rimbalzato" sul punto di guasto. Infatti, l'intervallo temporale tra i due fronti corrisponde al tempo di propagazione del modo β necessario per coprire due volte il percorso tra il punto di guasto F e la sbarra MT. Si osserva che questo principio è sostanzialmente quello su cui si fonda la localizzazione del guasto di tipo *single-ended* descritta in [1].

D'altra parte, dalla Figura 5.10 si deduce che la condizione sull'identità delle polarità è falsa e si procede con la fase successiva dell'algoritmo, finalizzata all'individuazione della linea da cui si è propagato il transitorio associato al guasto.

Per fare ciò, si segue un approccio di tipo modellistico, mettendo in pratica l'equazione 2.11¹⁴ in [1] che, calata nel caso in analisi, diventa:

$$Z_{Lf} i_{Lf} - 2v_{in} = Z_{Lh1} i_{Lh1} = Z_{Lh2} i_{Lh2}, \quad 5.5$$

dove:

- v_{in} è la TW di tensione di modo β incidente sulla sbarra;
- Z_{Lf} , Z_{Lh1} e Z_{Lh2} sono le impedenze caratteristiche del modo β della linea guasta Lf e delle due linee sane $Lh1$ e $Lh2$, rispettivamente;
- i_{Lf} , i_{Lh1} e i_{Lh2} sono le $i_{\beta, hf}$ delle linee Lf , $Lh1$ e $Lh2$.

La 5.5 vale se si escludono le riflessioni che provengono dal terminale in fondo alle linee sane [5], condizione che richiede, come già anticipato, di ridurre opportunamente la finestra di osservazione lunga T_o . Pertanto, tenendo conto del caso peggiore, ovvero quello in cui sia sana la linea più corta della rete (L_{3-0} nella rete di Figura 5.1), la nuova finestra di osservazione T_{o*} avrà una durata pari a:

$$T_{o*} = \frac{2l_{03}}{v_{\beta}} \approx 68 \mu s, \quad 5.6$$

¹⁴ L'equazione 2.11 in [1] si applica nel caso in cui si ha un numero di linee al nodo maggiore o uguale a tre che è quello che si ha nella rete esaminata. In tali circostanze, non è richiesta la conoscenza di resistenza e induttanza equivalenti del trasformatore di cabina, come menzionato nel Paragrafo 2.1.3. Infatti, questi dati servono solo qualora alla sbarra siano presenti solo due linee.

dove $l_{03} = 10$ km è la lunghezza della linea L_{3-0} e $v_{\beta} \approx 2,948 \cdot 10^5$ km/s.

Si presti attenzione al fatto che non è noto al dispositivo di protezione che L_f , L_{h1} e L_{h2} siano rispettivamente le linee L_{1-0} , L_{2-0} e L_{3-0} . L'algoritmo della protezione sfrutta l'uguaglianza espressa dalla 5.5 per determinare quale sia la direzione verso cui si trova il guasto: infatti, la linea "candidata" è quella per cui il prodotto tra corrente e impedenza caratteristica differisce maggiormente da quello ottenuto per le altre linee. Operativamente, questo scarto viene calcolato con:

$$\text{linea } j \text{ "candidata" se: } \max_j \sum_{i=1}^{N-1} \left\| Z_i \frac{di_{\beta,hf,i}}{dt} - Z_j \frac{di_{\beta,hf,j}}{dt} \right\|_1, \quad 5.7$$

dove: j indica la j -esima linea; Z_j l'impedenza caratteristica modale della linea j ; $i_{\beta,hf,j}$ la corrente $i_{\beta,hf}$ sulla linea j (rappresentate in Figura 5.9); $N = 3$ è il numero di linee alla sbarra; $\|\cdot\|_1$ indica la norma L_1 del vettore racchiuso al suo interno.

Nella Tabella 5.1 si riportano i risultati ottenuti dal calcolo dello scarto con l'equazione 5.7, normalizzati rispetto al massimo valore trovato.

Tabella 5.1 – Individuazione della direzione del guasto F_1 con l'eq. 5.7.

	L_{1-0}	L_{2-0}	L_{3-0}
Scarto eq. 5.7	1	$\approx 0,5$	$\approx 0,5$
Linea "candidata" al guasto?	Sì	No	No

L'algoritmo individua correttamente la linea effettivamente interessata dal guasto²⁵, in quanto per essa si ottiene lo scarto maggiore.

Per il guasto monofase a terra F_2 , nelle Figura 5.11 e Figura 5.12 si riportano, rispettivamente, le analoghe grandezze della Figura 5.8 e Figura 5.9. In [5] si esplicita che questo metodo fa uso delle sole TW di corrente di modo aereo anche per i guasti a terra, in quanto, in generale, esse sono comunque indotte dai guasti a terra, ma soggette a minore attenuazione e distorsione rispetto alle TW del modo 0 che coinvolgono il terreno nella loro propagazione.

²⁵ Considerando la rete di Figura 5.1, il compito del dispositivo di protezione si conclude con l'individuazione della direzione del guasto in quanto l'aera protetta coincide con l'intera linea e non vi sono problemi di selettività. Il presente metodo, come richiamato nel Paragrafo 2.1.3, prevede anche degli accorgimenti per garantire la selettività dell'intervento. Nella presente verifica preliminare, quest'ultimi non sono stati considerati, dando la precedenza all'accertamento del corretto funzionamento dell'individuazione della linea guasta, condizione necessaria per il corretto funzionamento complessivo.

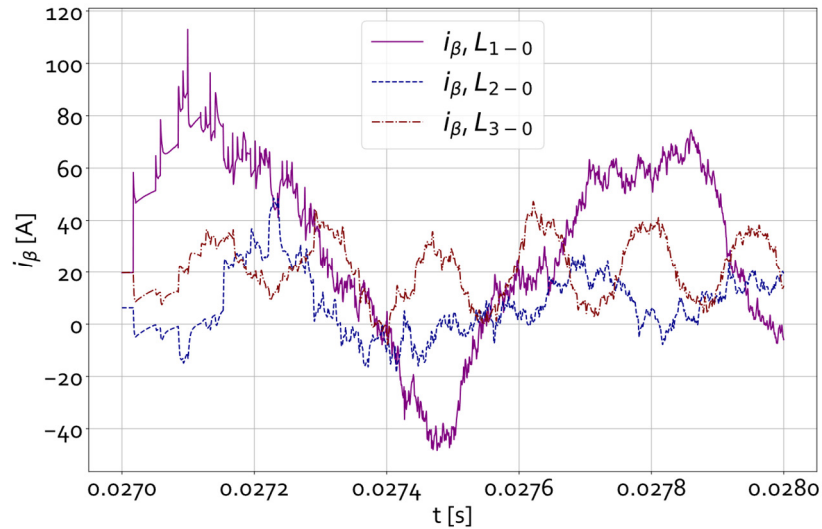


Figura 5.11 –Correnti $i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione T_o per il guasto F_2 .

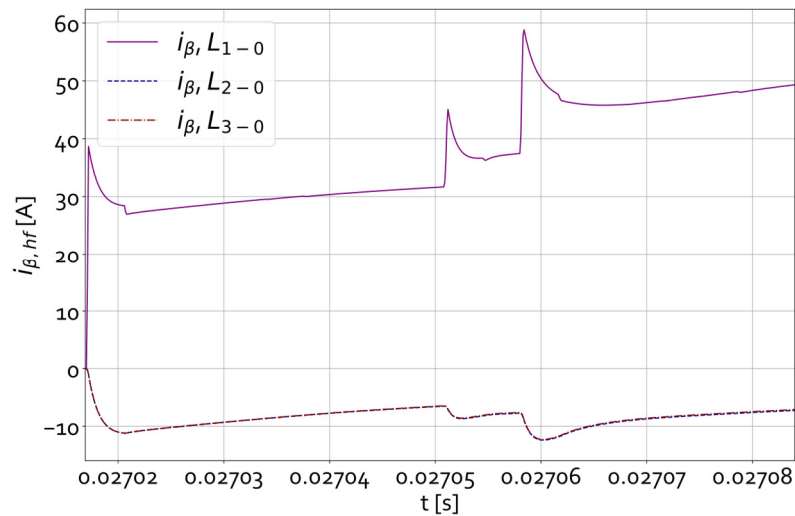


Figura 5.12 – $i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione ridotta T_{o*} per il guasto F_2 .

Mettendo a confronto Figura 5.9 e Figura 5.12, si nota che in quest'ultima si trova un terzo picco assente nella Figura 5.9. Questo può essere spiegato proprio dal diverso tipo di guasto. Infatti, i guasti dissimmetrici costituiscono dei punti di discontinuità dell'impedenza caratteristica tali per cui da essi in generale si producono nuovi modi di propagazione: ovvero, se si considera una TW di modo β incidere nel punto di guasto dissimmetrico in F , si genereranno TW riflesse e rifratte anche negli altri modi di propagazione. Nello specifico, il primo e il secondo picco sono analoghi a quelli presenti anche nella Figura 5.9. Il terzo, invece, è l'onda di modo β riflessa dal punto di guasto F , generata dall'onda di modo 0 incidente e che a sua volta è stata riflessa in corrispondenza della sbarra MT. Questa interpretazione trova riscontro in alcune considerazioni presenti in [6]. Inoltre, l'intervallo temporale tra il primo picco e il terzo picco è pari alla somma di due volte il tempo di propagazione del modo 0 tra le sbarre MT di cabina primaria e F e del tempo di propagazione del modo β , nello stesso tratto.

Il calcolo dell'integrale numerico delle $i_{\beta, hf}$ di Figura 5.12 per valutarne la polarità è mostrato in Figura 5.13. Infine, i risultati che si ottengono dall'applicazione dell'equazione 5.7, sono riportati

nella Tabella 5.2, dalla quale si evince la corretta individuazione della direzione del guasto monofase a terra.

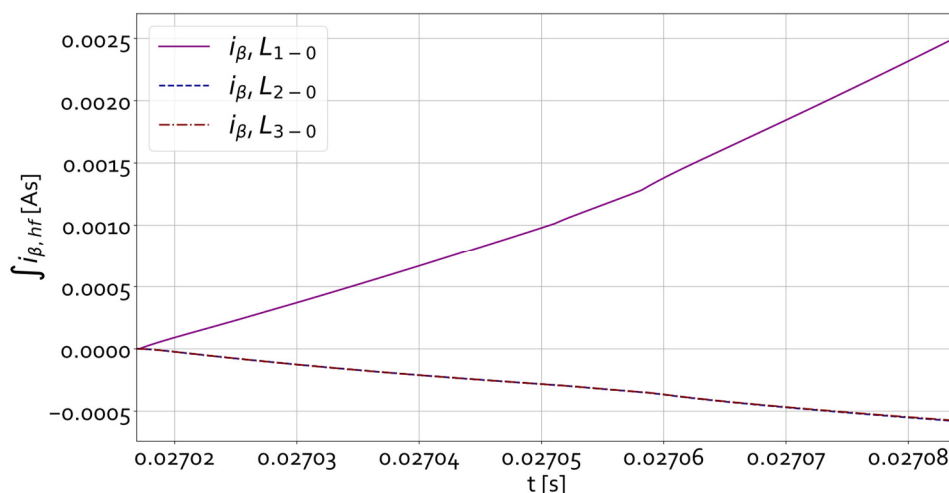


Figura 5.13 – $\int i_{\beta, hf}$ nella finestra di osservazione ridotta T_{o*} per il guasto F2.

Tabella 5.2 – Individuazione della direzione del guasto F2 con l'eq. 5.7.

	L_{1-o}	L_{2-o}	L_{3-o}
Scarto eq. 5.7	1	≈ 0,5	≈ 0,5
Linea "candidata al guasto"?	Sì	No	No

5.4 Simulazione Metodo 4 – Borghetti et al. [8], [9], [10]

A differenza dei metodi precedenti, questa è una tecnica di localizzazione del guasto, il cui scopo è la sola individuazione puntuale della posizione del guasto. Il segnale analizzato è il transitorio di tensione stellata modale registrato alla sbarra MT. La finestra di osservazione T_o impiegata in questo caso è di 1,5 ms, in accordo con quanto scelto in [9] dagli autori del metodo. Nell'ipotesi di considerare il guasto simmetrico F1, già oggetto delle verifiche precedenti, l'analisi si focalizza sul modo β che è risultato essere quello più energetico. Il metodo si basa sull'analisi della CWT, ovvero la forma "continua" della trasformata *wavelet*, applicata, in questo caso, alla tensione stellata modale u_{β} .

Il primo passo della procedura per l'applicazione del metodo consiste nello studio della rete di Figura 5.1 per individuare i possibili percorsi delle onde viaggianti conseguenti al guasto e che siano rilevabili dal dispositivo di localizzazione, situato alle sbarre della cabina primaria. In particolare, con riferimento alla Figura 5.14, il numero di percorsi individuati è $P = 3$ e sono indicati come *path 1*, *path 2* e *path 3*, rispettivamente.

L'obiettivo del metodo è la stima della lunghezza del tratto di linea che separa la sbarra MT dal punto di guasto F che, per il guasto analizzato, è di 5 km.

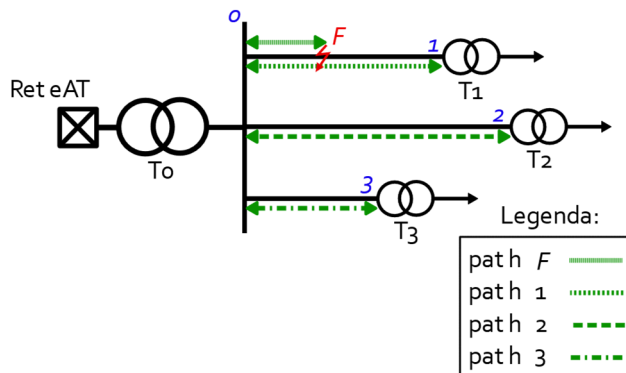


Figura 5.14 – Analisi dei percorsi delle TW per la localizzazione guasto con CWT.

Lo studio dei possibili percorsi delle TW visibili dal dispositivo alle sbarre MT della cabina primaria è necessario per quanto segue. Dall'analisi del transitorio di guasto con la CWT, ci si aspetta di individuare delle componenti spettrali contraddistinte da frequenze associabili ad una periodicità con la quale le TW si propagano lungo i percorsi individuati in Figura 5.14. Sia $f_{p,\xi}$ la frequenza caratteristica ideale associata al p -esimo percorso individuato, con $p = 1, 2, 3$, lungo il quale si propaga la TW di tensione del modo ξ alla velocità v_ξ . La $f_{p,\xi}$ è calcolata con la seguente espressione:

$$f_{p,\xi} = \frac{v_\xi}{n_p l_p} \quad 5.8$$

Nel caso in esame, $\xi = \beta$ e dunque la velocità modale è $v_\beta \approx 2,948 \cdot 10^5$ km/s. Nella 5.8 l_p rappresenta la lunghezza "base" del p -esimo percorso individuato: per ciascuno dei percorsi *path 1*, *path 2* e *path 3* di Figura 5.14, la l_p corrisponde alla lunghezza delle linee L_{1-0} , L_{2-0} e L_{3-0} , cioè 15 km, 20 km e 10 km, rispettivamente. Il coefficiente moltiplicativo n_p è un numero puro pari a 2 o a 4, a seconda dei valori assunti dal coefficiente di riflessione dell'onda di tensione ρ ad entrambi i capi del percorso p -esimo. Dunque, il prodotto $n_p l_p$ è la lunghezza "totale" lungo la quale la TW di tensione u_β deve propagarsi, affinché, successivamente all'occorrenza iniziale, torni a mostrare la stessa polarità al punto di misura.

La strategia per la localizzazione è la seguente: il transitorio di guasto della u_β conterrà $P-1$ componenti spettrali le cui frequenze sono predicibili con la 5.8 e che sono legate a $P-1$ dei P percorsi individuati dall'analisi della rete, ovvero a soli due dei tre *path 1*, *path 2* e *path 3*. Ci sarà una P -esima componente spettrale, associata invece al *path F*, che, sempre grazie alla 5.8, permetterà di individuare la posizione del guasto.

Nel caso illustrato in Figura 5.14, si ha $n_p = 4$ per i tre percorsi *path 1*, *path 2* e *path 3*: infatti, la presenza di un trasformatore di distribuzione al terminale di fondo linea delle linee L_{1-0} , L_{2-0} e L_{3-0} comporta un valore di $\rho \approx 1$ (l'onda di tensione è completamente riflessa con la stessa polarità dell'onda incidente), mentre si ha un ρ di valore negativo (l'onda riflessa è una frazione di quella incidente e ha polarità opposta ad essa) in corrispondenza del terminale di sbarra, in quanto vi è una biforcazione di linee¹⁶. Quello che è stato indicato come *path F* è sì di lunghezza ignota, però

¹⁶ Nella rete analizzata, al nodo 0 convergono tre linee con la stessa impedenza caratteristica e il trasformatore AT/MT. L'onda di tensione, la quale si propaga lungo la linea L_{1-0} dal guasto verso la sbarra, ad un certo istante incide sul nodo 0 che costituisce un punto di discontinuità dell'impedenza caratteristica: infatti, l'onda incidente vede in parallelo le impedenze caratteristiche delle altre due linee e l'impedenza equivalente del trasformatore. Essendo quella del trasformatore molto maggiore di quella di linea, ha un impatto trascurabile sul calcolo del coefficiente di riflessione ρ (vedi equazione 6.38 in [1]). Tuttavia, nel modello preso in esame, al nodo 0 è derivata anche la maglia a Π di capacità parassite. A differenza del trasformatore, la presenza di

c'è un'informazione disponibile a priori, ovvero che $n_p = 2$: oltre al p negativo al terminale di sbarra, si ha un $p \approx -1$ sul punto di guasto.

Quindi, a questo punto, applicando la 5.8, è solamente possibile calcolare le frequenze caratteristiche ideali $f_{p,\beta}$ associate ai P percorsi individuati dall'esame della rete di Figura 5.14. I risultati sono riportati nella Tabella 5.3, affiancati dai valori dei prodotti $n_p l_p$ usati per il calcolo. Per comodità, nella Tabella 5.3 si riportano le stesse quantità anche per il *path F*.

Tabella 5.3 – Lunghezze “totali” e frequenze caratteristiche ideali dei $P=3$ percorsi individuati e del percorso di guasto *path F* ($v_\beta \approx 2,948 \cdot 10^5$ km/s).

	<i>path 1</i>	<i>path 2</i>	<i>path 3</i>	<i>path F</i>
$n_p L_p$ [km]	60	80	40	20
$f_{p,\beta}$ [kHz]	4,91	3,68	7,37	29,48

Il passo successivo prevede l'analisi spettrale del segnale di tensione u_β mediante la CWT. La forma d'onda del segnale da analizzare è mostrata in Figura 5.15.

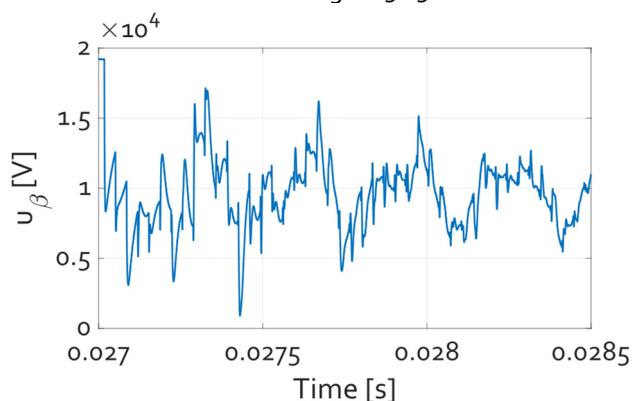


Figura 5.15 – Finestra di osservazione della tensione u_β per il guasto *F1*.

Il risultato della CWT del segnale di Figura 5.15 è mostrato nello scalogramma di Figura 5.16, dove sono riportati i valori assoluti dei coefficienti C ottenuti dalla trasformata al variare del tempo e della frequenza.

queste non è trascurabile, in quanto introducono sovraelongazioni e sottoelongazioni nel profilo di tensione al nodo 0: maggiore è la capacità, maggiori sono le costanti di tempo dei transitori osservati e, conseguentemente, maggiore è lo scostamento dal profilo di tensione ottenuto in assenza delle capacità parassite.

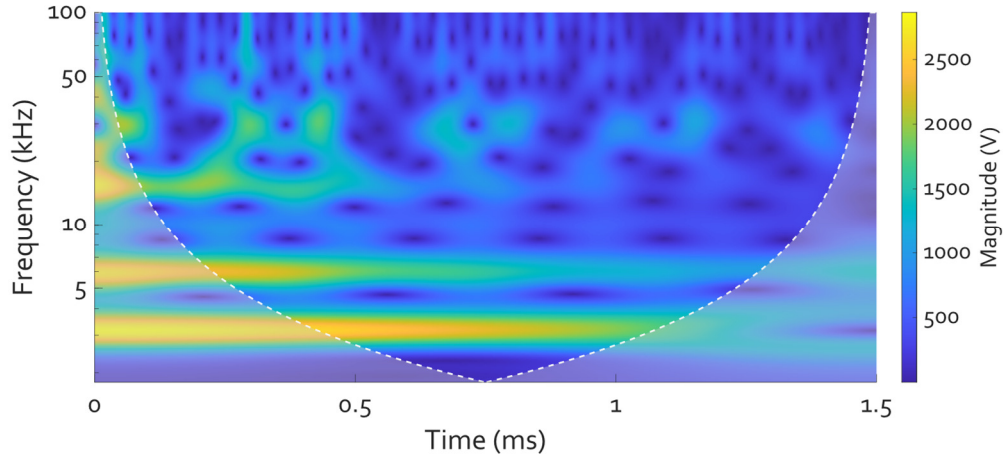


Figura 5.16 – Scalogramma della CWT di u_{β} per il guasto F1.

La curva tratteggiata rappresenta il così detto cono di influenza. L'area sottesa è una regione dello scalogramma i cui risultati sono meno affidabili in quanto potenzialmente affetti da degli artefatti introdotti dalla CWT e dovuti al fatto che il segnale analizzato è di durata limitata [34]. Pertanto, si è deciso di escludere i contributi relativi a quest'area dall'analisi, ponendo a zero il valore dei coefficienti C corrispondenti. Dopodiché, si calcola l'energia del segnale E_{CWT} in funzione del parametro di scala a come:

$$E_{CWT}(a) = \sum_{k=0}^{N_s-1} (C(a, kT_s))^2, \quad 5.9$$

con $N_s = 15000$ che indica il numero di campioni nella finestra di osservazione e $T_s = 100$ ns che è il passo di campionamento. Si ricorda che il parametro di scala è legato con una relazione di proporzionalità inversa alla frequenza, pertanto con la 5.9 si calcola l'energia del segnale a ogni frequenza/scala della CWT. La E_{CWT} di 5.9 è mostrata in Figura 5.17: i picchi sono evidenziati con il simbolo '▲' e le linee tratteggiate indicano le frequenze caratteristiche ideali di Tabella 5.3, inclusa quella associata al *path F*. L'intervallo di frequenze riportato è da 2 kHz a 70 kHz.

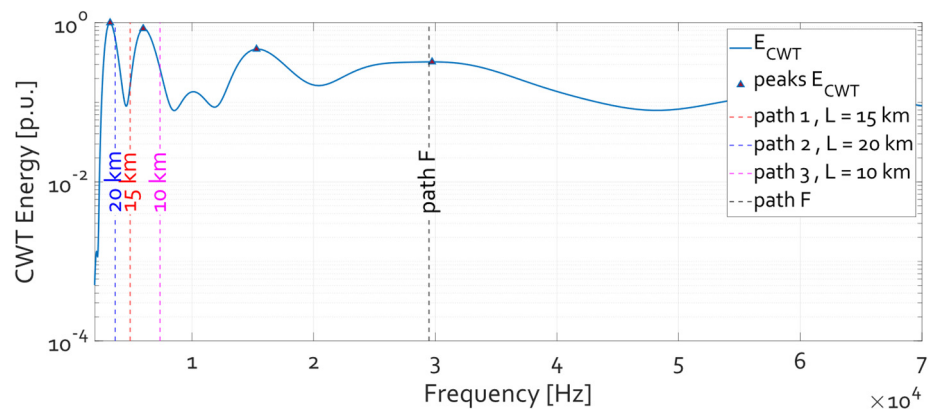


Figura 5.17 – E_{CWT} di u_{β} per il guasto F1.

Il diagramma di Figura 5.17 restituisce in forma sintetica l'informazione necessaria per la procedura di localizzazione del guasto: le linee tratteggiate indicano le frequenze presso le quali è atteso un picco della E_{CWT} , come spiegato con le considerazioni legate all'equazione 5.8.

Nella Tabella 5.4 sono riportati a confronto i valori numerici delle frequenze caratteristiche ideali $f_{p,\beta}$ e di quelle stimate dalla E_{CWT} , $f_{p,\beta}^*$, disposte in ordine crescente, ottenute per i percorsi *path 1*, *path 2*, *path 3* e *path F*. Si noti che nello scenario con il guasto in *F*, la frequenza associata al *path 1* non può essere presente nel transitorio, poiché il *path 1* è interrotto dalla discontinuità del guasto, mentre dovrà essere presente la frequenza associata al *path F*.

Tabella 5.4 – Confronto tra le frequenze caratteristiche teoriche di tutti i percorsi e quelle stimate per il guasto *F1*.

Percorso	Frequenze teoriche $f_{p,\beta}$ [kHz]	Frequenze stimate dalla E_{CWT} $f_{p,\beta}^*$ [kHz]
<i>path 2</i>	3,68	3,26
<i>path 1</i>	4,91	5,99
<i>path 3</i>	7,37	
<i>path F</i>	29,48	29,73

Nella Tabella 5.5 si mettono a confronto le lunghezze “base” l_p dedotte dall’analisi della rete e quelle calcolate l_p^* a partire dalle frequenze stimate dalla E_{CWT} con:

$$l_p^* = \frac{v_\beta}{n_p f_{p,\beta}^*} \quad 5.10$$

Tabella 5.5 – Confronto tra le lunghezze “base” teoriche di tutti i percorsi e quelle calcolate dalle frequenze stimate per il guasto *F1*.

Percorso	Coefficiente moltiplicativo n_p [-]	Lunghezza “base” percorso teorica l_p [km]	Lunghezza “base” percorso stimata dalla E_{CWT} l_p^* [km]
<i>path 2</i>	4	20	22,58
<i>path 1</i>	4	15	12,31
<i>path 3</i>	4	10	
<i>path F</i>	2	5	4,96

Dalla Figura 5.17, dalla Tabella 5.4 e dalla Tabella 5.5 si conclude che:

- dalla E_{CWT} c’è una ragionevole corrispondenza tra la frequenza ideale e quella misurata relative al *path 2*, associato alla linea L_{2-0} da 20 km. Pertanto, la linea L_{2-0} è riconoscibile correttamente come sana;
- l’individuazione del *path 3* come sano (linea L_{3-0} da 10 km) fallisce, in quanto si ha un picco della E_{CWT} circa a metà tra le frequenze ideali del *path 3* e del *path 2*;
- l’individuazione del *path F* è buona e lo scarto relativo tra la distanza reale/teorica del guasto e quella stimata dalla frequenza ricavata dallo spettro della E_{CWT} è di circa l’1 %;

- inoltre, appare un picco non previsto centrato sui 15,3 kHz. Non è una frequenza prevista dal modello e potrebbe essere un artificio della trasformazione della forma d'onda finestrata. Infatti, spostando l'inizio della finestra di osservazione da 0,027 s a 0,0275 s, la prominenza del picco relativamente a quella dei picchi "fisici" si riduce sensibilmente.

Per il guasto monofase a terra F_2 si ottengono risultati qualitativamente analoghi. Si riportano solamente il diagramma della E_{CWT} di u_β in Figura 5.18, la Tabella 5.6 e la Tabella 5.7, quest'ultime analoghe alla Tabella 5.4 e alla Tabella 5.5, rispettivamente. In questo caso lo scarto relativo tra la distanza reale/teorica e quella stimata del guasto è di circa 2 %.

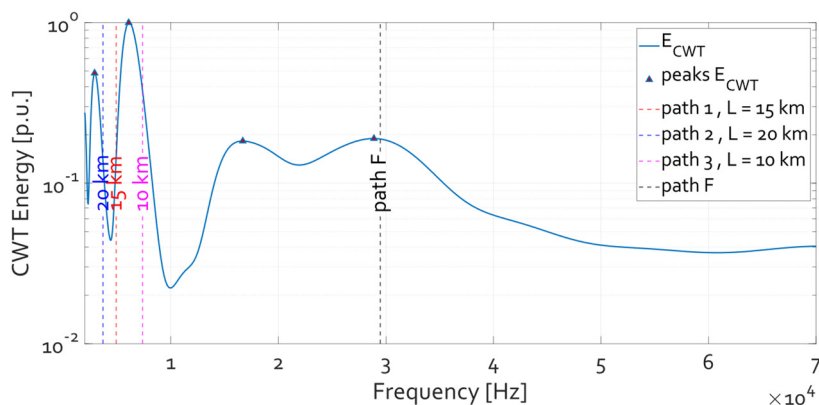


Figura 5.18 – E_{CWT} di u_β per il guasto F_2 .

Tabella 5.6 – Confronto tra le frequenze caratteristiche teoriche di tutti i percorsi e quelle stimate per il guasto F_2 .

Percorso	Frequenze teoriche $f_{p,\beta}$ [kHz]	Frequenze stimate dalla E_{CWT} $f_{p,\beta}^*$ [kHz]
<i>path 2</i>	3,68	2,91
<i>path 1</i>	4,91	6,07
<i>path 3</i>	7,37	
<i>path F</i>	29,48	28,88

Tabella 5.7 – Confronto tra le lunghezze "base" di tutti i percorsi e quelle calcolate dalle frequenze stimate per il guasto F_2 .

Percorso	Coefficiente moltiplicativo n_p [-]	Lunghezza "base" percorso teorica l_p [km]	Lunghezza "base" percorso stimata dalla E_{CWT} l_p^* [km]
<i>path 2</i>	4	20	25,35
<i>path 1</i>	4	15	12,14
<i>path 3</i>	4	10	
<i>path F</i>	2	5	5,10

6 - CONCLUSIONI

L'attività di ricerca del triennio 2022-2024 sui sistemi di protezione innovativi per le reti di distribuzione in media tensione in alternata è motivata dalla necessità di individuare nuove tecniche che siano di supporto all'evoluzione delle reti, in termini di integrazione di generazione distribuita e potenziamento della qualità della fornitura. Nel 2022 è stata condotta una analisi bibliografica sui sistemi di protezione basati sull'analisi dei transitori, specialmente dovuti alle *travelling waves*. Queste tecniche sono apparse promettenti in termini di osservabilità dei guasti, che prescinde dalla natura delle sorgenti di potenza, e in termini di tempi di intervento, inferiori a quelli ottenuti dai tradizionali dispositivi basati sulle quantità fasoriali.

Nel 2023 si è andati oltre, realizzando una verifica preliminare di alcuni dei metodi per le reti di distribuzione MT analizzati nel 2022, per mezzo di simulazioni digitali al calcolatore. Per fare ciò, il primo passo è stato quello di definire un modello di rete che potesse costituire un banco di prova per i metodi di protezione. La scelta è ricaduta su una rete di distribuzione radiale esercita con il neutro isolato, composta da tre *feeder* senza derivazioni e delimitata dal trasformatore di cabina primaria e da quelli delle cabine secondarie. Le linee sono state ipotizzate di tipo aereo in conduttore nudo. Per ciascuno dei componenti di rete da rappresentare, sono stati presentati dei modelli comunemente impiegati nello studio dei transitori elettromagnetici nei sistemi di potenza e se ne è affrontata la loro implementazione.

Dopodiché, sono stati simulati dei guasti nel modello completo della rete di prova, ipotizzando l'assenza di altri eventi che possano causare dei disturbi. Le forme d'onda dei transitori prodotti dalla simulazione sono state analizzate dagli algoritmi di rilevazione e/o localizzazione del guasto per verificarne la loro efficacia, escludendo dal perimetro dell'analisi le problematiche legate ad eventuali canali di comunicazione e agli organi di interruzione.

Dai risultati ottenuti si constata che anche un'implementazione relativamente semplice della trasformata *wavelet* discreta, cioè ad un solo livello di decomposizione, individua correttamente il transitorio causato dalle *travelling waves* generate dal guasto. Già con la sola disponibilità delle misure delle correnti trifase transitorie a inizio di ciascuna linea della sbarra MT di cabina primaria, è possibile discernere su quale delle tre linee sia avvenuto il guasto, trifase o monofase a terra che sia. La localizzazione puntuale del guasto, basata sui tempi di viaggio delle onde, è ragionevolmente accurata, con errori di solo alcuni punti percentuali.

D'altro canto, è evidente l'impatto dei modelli scelti per la rappresentazione dei componenti della rete: l'inclusione delle capacità parassite del trasformatore AT/MT, così come la dipendenza dalla frequenza dei parametri resistivi, influenza significativamente le forme d'onda registrate. Inoltre, la maggior parte dei metodi verificati ipotizza di conoscere dettagliatamente dei parametri caratteristici dei componenti di rete, quali la velocità di propagazione dei modi lungo le linee e l'impedenza caratteristica delle linee stesse.

Sulla base di quanto presentato, emerge che nell'analisi delle metodologie basate sull'analisi dei transitori dovuti alle *travelling waves*, ha un ruolo importante la rappresentazione dei componenti della rete in un modo che sia rappresentativa del loro comportamento in presenza dei transitori rapidi. Negli sviluppi futuri dell'attività, si procederà con l'ampliamento della verifica dei metodi, introducendo degli scenari di rete più rispondenti a condizioni di reti di distribuzione MT reali.

7 - BIBLIOGRAFIA

- [1] D. Cavaliere; M. Zanoni, «Analisi dello stato dell'arte di strategie di protezione delle reti di distribuzione in media tensione, basate su tecniche avanzate di analisi dei transitori,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22013998, Milano, 2022.
- [2] H. K. Høidalen, *ATPDraw™ - The graphical preprocessor to ATP*, NTNU-Norway.
- [3] N. Perera e A. D. Rajapakse, «Agent-based protection scheme for distribution networks with distributed generators,» in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [4] G. Celli, F. Pilo e F. Pilo, «An Innovative Transient-Based Protection Scheme for MV Distribution Networks with Distributed Generation,» in *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*, 2008.
- [5] N. Davydova e G. Hug, «Traveling wave based protection for medium voltage grids with distributed generation,» in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017.
- [6] N. Davydova e G. Hug, «Travelling wave protection with disturbance classification for distribution grids with distributed generation,» *The Journal of Engineering*, vol. 2018, p. 830–835, 2018.
- [7] A. G. Phadke e J. S. Thorp, *Computer relaying for power systems*, 2° a cura di, Chichester: Wiley, 2009.
- [8] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C. A. Nucci e M. Paolone, «Continuous-Wavelet Transform for Fault Location in Distribution Power Networks: Definition of Mother Wavelets Inferred From Fault Originated Transients,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, p. 380–388, Maggio 2008.
- [9] A. Borghetti, M. Bosetti, C. A. Nucci, M. Paolone e A. Abur, «Integrated Use of Time-Frequency Wavelet Decompositions for Fault Location in Distribution Networks: Theory and Experimental Validation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, n. 4, pp. 3139–3146, 2010.
- [10] A. Borghetti, S. Corsi, C. A. Nucci, M. Paolone, L. Peretto e R. Tinarelli, «On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power systems,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, p. 608–617, Novembre 2006.
- [11] X. Dong, J. Wang, S. Shi, B. Wang, B. Dominik e M. Redefern, «Traveling wave based single-phase-to-ground protection method for power distribution system,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, p. 75–82, Giugno 2015.
- [12] J. A. Martinez, J. Mahseredjian e R. A. Walling, «Parameter determination: procedures for modeling system transients,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, p. 16–28, Settembre 2005.
- [13] International Council on Large Electric Systems (CIGRE), «Guidelines for representation of network elements when calculating transients,» 1990.
- [14] A. Greenwood, *Electrical transients in power systems*, 2° ed., New York: Wiley, 1991.
- [15] W. H. Kersting, «Radial distribution test feeders,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, p. 975–985, 2001.
- [16] H. W. Dommel, *Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book)*, Portland: Bonneville Power Administration (BPA), 1986.
- [17] J. A. Martinez, B. Gustavsen e D. Durbak, «Parameter determination for modeling system transients-Part I: overhead lines,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, p. 2038–2044, Luglio 2005.
- [18] Y. N. Velaga, K. Prabakar, A. Singh e P. K. Sen, «High-Frequency Signature-Based Fault Detection for Future MV Distribution Grids,» in *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I CPS)*, 2020.
- [19] J. R. Marti, «Accurate Modelling of Frequency-Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 91 di 92PAS-101, n. 1, p. 147–157, Gennaio 1982.
- [20] O. P. Hevia, «Alternative Transients Program - Comparison of transmission line models,» Santa Fe, Argentina.



- [21] H. K. Høidalen, «#4538 LCC - JMarti Model,» ATPDraw.net, Giugno 2019. [Online]. Available: <https://www.atpdraw.net/showpost.php?id=4538&kind=2>. [Consultato il giorno 20 Dicembre 2023].
- [22] H. K. Høidalen, «#6456 - Using JMarti Cable Model the simulation is crashes,» ATPDraw.net, Gennaio 2022. [Online]. Available: <https://www.atpdraw.net/showpost.php?id=6456&kind=1>. [Consultato il giorno 20 Dicembre 2023].
- [23] J. C. Das, «Surges transferred through transformers,» in *Conference Record of the 2002 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference (Cat. No. 02CH37352)*, 2002.
- [24] B. Kasztenny, M. V. Mynam, S. Marx e R. Barone, «Traveling-Wave Overcurrent – A New Way to Protect Lines Terminated on Transformers,» p. 13, 2021.
- [25] S. D. Cho, "Parameter estimation for transformer modeling," Houghton, 2002.
- [26] Alternative Transient Program (ATP) - Rule Book, Canadian/American EMTP User Group, 2017.
- [27] The MathWorks, Inc., *MATLAB version 9.9 (R2020b)*, Natick, Massachusetts, Massachusetts.
- [28] The MathWorks, Inc., *Wavelet Toolbox Version 5.5 (R2020b)*, Natick, Massachusetts, Massachusetts.
- [29] Python Software Foundation, *Python Language Reference, version 3.11*.
- [30] G. Lee, R. Gommers, F. Waselewski, K. Wohlfahrt e A. O'Leary, «PyWavelets: A Python package for wavelet analysis,» *Journal of Open Source Software*, vol. 4, p. 1237, Aprile 2019.
- [31] A. Sharafi, M. Sanaye-Pasand e P. Jafarian, «Non-communication protection of parallel transmission lines using breakers open-switching travelling waves,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, p. 88–98, Gennaio 2012.
- [32] E. O. Schweitzer, A. Guzmán, M. V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny e S. Marx, «Locating faults by the traveling waves they launch,» in *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2014.
- [33] E. O. Schweitzer, B. Kasztenny e M. V. Mynam, «Performance of time-domain line protection elements on real-world faults,» in *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, 2016.
- [34] The MathWorks, Inc., «Boundary Effects and the Cone of Influence,» [Online]. Available: <https://it.mathworks.com/help/wavelet/ug/boundary-effects-and-the-cone-of-influence.html>. [Consultato il giorno 20 Dicembre 2023].
- [35] S. Marx, B. K. Johnson, A. Guzmán, V. Skendzic e M. V. Mynam, «Traveling Wave Fault Location in Protective Relays: Design, Testing, and Results,» in *16th Annual Georgia Tech Fault and Disturbance Analysis Conference*, Atlanta, 2013.



8 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ACSR	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i>
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CWT	<i>Continuous Wavelet Transform</i>
db ₄	<i>Debauchies 4</i>
DF	Dipendenti dalla Frequenza
DWT	<i>Discrete Wavelet Transform</i>
MT	Media Tensione
PC	Parametri Costanti
p.u.	<i>per unità</i>
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
TW	<i>Travelling Waves</i>