POLITECNICO DI TORINO

I Facoltà di Ingegneria
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA

Ottimizzazione degli algoritmi di riconoscimento dei guasti a terra intermittenti nella rete di distribuzione

Relatori

Prof. Ettore Francesco Bompard
Dott. Andrea Mazza

Candidato

Davide Caliandro

Correlatori

Ing. Antonio Araldo

Ing. Pasquale Massimiliano Girardi

Dicembre 2019

No amount of experimentation
can ever prove me right;
a single experiment
can prove me wrong.
-Albert Einstein

To my sister Priscilla

Indice

Capitolo 1:

Introduzione 1

Capitolo 2:

2.1 La Generazione Distribuita 7
2.2 La regolazione di tensione nelle reti di distribuzione 13
2.2.1 Regolazione di tensione nelle reti passive 13
2.2.2 Regolazione di tensione nelle reti attive 15

Capitolo 3:

3.1 La Rete di Media Tensione 17
3.2 Lo Stato del Neutro 20
3.3 Lo Studio del guasto monofase a terra 24
3.4 Cicli di automazione per la selezione del tronco guasto 29
3.4.1 La Tecnica FRG con IMS 30
3.4.2 La Tecnica FNC con IMS 34
3.4.3 La Tecnica FRG veloce con ICS 38
3.4.4 La Tecnica FNC veloce con ICS 39

Capitolo 4:

4.1 Il progetto P.A.N. 40
4.2 Obiettivi del Progetto P.A:N. 41
4.3 Descrizione dei nodi MT e dei servizi di rete del progetto P.A.N. 43
4.4. Componenti innovati installati nei nodi di rete in ottica Smart Grid 45
4.3.1 Cabina Primaria 45
4.3.2 Centro Satellite/Smistamento 47
4.3.3 Cabina di consegna produttore MT 47
4.3.4. IMS da Palo 47
4.3.5 Cabina Secondaria 48
4.4 Il Sistema di Telecontrollo della Rete MT (STM) 51

Capitolo 5:

5.1 Confronto tra RGDAT e RGDM 52
5.2 Cicli di automazione evoluti 68
5.2.1 La Tecnica FSL (Funzione Selettività Logica) 70
5.2.2 La Tecnica SFS (Smart Fault Selection) 75

Capitolo 6:

6.1 Descrizione di massima dell'algoritmo per la selezione dei guasti intermittenti 79
6.1.1 Descrizione algoritmo implementato nel dispositivo RGDAT 80
6.1.2 Descrizione algoritmo implementato nel dispositivo RGDM 81
6.1.3 Descrizione algoritmo implementato nel pannello di protezione in CP 83
6.2 Applicazione dell'algoritmo a Casi di Studio 89
6.2.1 Caso studio 1: Linea MT 1-4 CONVERSANO da CP CONVERSANO 89
6.2.2 Caso studio 2: Linea MT 1 GIOIA da CP GIOIA 93
6.2.3 Caso studio 3: Linea MT MARTELLOTTA da SM ALBEROBELLO 97
6.2.4 Caso studio 4: Lina MT RUR. DI VICCARO da SM STORNARA 99
6.3 Analisi dei risultati dell'applicazione dell'algoritmo 102
6.3.1 Problematiche nella individuazione del guasto intermittente 103
6.3.2 Spunti di miglioramento 104
6.3.3 Influenza della sensoristica nella acquisizione dei segnali 106
6.3.4 Applicazione della nuova logica sui cicli di automazione 110

Capitolo 7:

7.1 Struttura fisica dell'arco elettrico 111
7.2 Modelli dinamici per la descrizione del fenomeno dell'arco elettrico 113
7.2.1 Modello di Mayr 114
7.2.2 Modello di Cassie 117
7.3. Il guasto intermittente nelle linee MT 120

Sviluppi Futuri 125

Conclusioni 127

Bibliografia 129

Ringraziamenti 131

Capitolo 1

Introduzione

Il Decreto Legislativo 79/99 del 16 marzo 1999 (Decreto Bersani) ha avviato il procedimento di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica in Italia. Ha ridefinito l'assetto societario di Enel con la separazione delle fasi della filiera energetica, permettendo l'ingresso a numerosi nuovi operatori e contribuendo a creare un sistema più competitivo. Produzione, Trasmissione e dispacciamento, Distribuzione e vendita sono diventate così autonome e liberalizzate con delle norme create *ad hoc* per ciascuna. La società concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in Italia è e-distribuzione S.p.A. che fino al 30 giugno 2016 era denominata Enel Distribuzione S.p.A. Il cambio della denominazione sociale è stato effettuato per adempiere agli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra la società di distribuzione e la società di vendita sotto ordinanza dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas il Sistema Idrico (AEEGSI), da gennaio 2018 rinominata Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

La società e-distribuzione opera con una presenza diffusa e capillare in 7.550 Comuni su tutto il territorio italiano, con oltre 1,1 milioni di km di rete elettrica e 32 milioni di clienti connessi alla propria rete.

L'attività di distribuzione di energia elettrica comprende le prestazioni e le responsabilità inerenti ai servizi di:

- connessione di clienti e produttori alla rete di distribuzione di media e bassa tensione;
- trasporto dell'energia elettrica prelevata ed immessa rispettivamente dai clienti e produttori connessi alla rete di media e bassa tensione;
- misura che consiste nell'installazione e manutenzione dei contatori elettronici, nella rilevazione, registrazione e validazione delle misure dell'energia elettrica.

A partire dall'anno 2000, l'ARERA ha introdotto livelli standard di continuità del servizio per monitorare la qualità fornita ai clienti, inizialmente in termini di durata delle interruzioni e successivamente anche in termini di numero delle interruzioni brevi e lunghe, fissando "livelli obiettivo" di continuità del servizio per ciascun ambito territoriale di competenza dei diversi distributori.
In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annuali fissati da ARERA devono versare penalità calcolate in funzione dell'energia distribuita e della differenza tra il livello raggiunto ed il tendenziale assegnato. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito sono previsti riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.
La suddivisione delle aree territoriali, alle quali riferire gli indicatori di continuità del servizio, in funzione del grado di concentrazione della popolazione residente per comune è la seguente [1]:

- aree ad alta concentrazione (popolazione superiore a 50.000 abitanti);
- aree a media concentrazione (popolazione comprese fra i 5.000 e i 50.000 abitanti);
- aree a bassa concentrazione (popolazione non superiore a 5.000 abitanti).

Per quanto concerne la classificazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica [1], distinguendo tra interruzioni con preavviso (meno fastidiose per gli utenti) e interruzioni senza preavviso, queste ultime vengono distinte in relazione alla loro durata, tra:

- interruzioni senza preavviso lunghe (durata maggiore di tre minuti);
- brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti);
- transitorie (durata minore di un secondo).

Gli indici su cui viene valutata la Qualità del Servizio (QdS) sono definiti dalla Durata Cumulata Annua di Interruzioni Lunghe senza preavviso per cliente BT (indice DIL) e Numero Medio Interruzioni Lunghe e Brevi senza preavviso per cliente BT (indice NILB).

L'Indice DIL è definito come il rapporto tra la sommatoria, estesa a tutte le interruzioni lunghe senza preavviso accadute nell'anno solare, del prodotto del numero di clienti coinvolti in ogni singola interruzione per la relativa durata ed il numero totale di clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare [2].

I livelli obiettivo sono:

- 28 minuti/utente per gli ambiti territoriali ad alta concentrazione;
- 45 minuti/utente per gli ambiti territoriali a media concentrazione;
- 68 minuti/utente per gli ambiti territoriali a bassa concentrazione.

I provvedimenti con effetto prevalente sulla Durata Cumulata, indipendenti dal numero delle interruzioni, sono essenzialmente quelli che impattano sulle tempistiche di rialimentazione, completa o parziale, del tratto di rete interessato dal guasto.

L'indice NILB è dato dal rapporto tra la sommatoria estesa a tutte le interruzioni lunghe e brevi senza preavviso accadute nell'anno solare, del numero dei clienti coinvolti in ogni singola interruzione ed il numero totale dei clienti serviti dalla impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

I livelli obiettivo sono:

- 1,20 interruzioni/utente per gli ambiti territoriali ad alta concentrazione;
- 2,25 interruzioni/utente per gli ambiti territoriali a media concentrazione;
- 4,30 interruzioni/utente per gli ambiti territoriali a bassa concentrazione.

I provvedimenti con effetto prevalente sul numero di interruzioni per cliente BT sono volti alla riduzione del numero di clienti per linea e ad incrementare l'affidabilità dei componenti di rete.

Oltre a tenere in considerazione gli aspetti in ambito legislativo, è necessario evidenziare che i sistemi elettrici, in questi ultimi anni, continuano a subire delle modifiche importanti sia a livello strutturale che di gestione, a causa della diffusione degli impianti a fonti energetiche rinnovabili necessari per ridurre le emissioni inquinanti. La presenza di questi impianti di produzione causa diverse problematiche sia nel funzionamento ordinario che in presenza di guasti, che a loro volta coinvolgono sia la gestione delle reti che i componenti elettrici che costituiscono l'infrastruttura stessa in quanto le protezioni e relè comunemente utilizzati non sono stati concepiti per funzionare in presenza di flussi bidirezionali. La gestione della rete dunque dovrà passare anche attraverso il coordinamento di tutte queste risorse distribuite nell'ottica di un'evoluzione della rete odierna verso il concetto della Smart Grid.

Nelle tradizionali reti di distribuzione passive, i flussi di energia seguono sempre lo stesso percorso dalle Cabine Primarie AT/MT ai carichi. Nelle reti attive, invece, i flussi di energia possono cambiare la loro direzione, andando dalla Generazione Distribuita (GD) alla Cabina Primaria ed in alcuni casi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Partendo da questi presupposti, grazie al progetto P.A.N. (Puglia Active Network), e-distribuzione ha sviluppato la prima Smart Grid su scala regionale sulla rete di distribuzione. Per realizzare questo progetto (del valore di 170M€), e-distribuzione ha partecipato ad un bando indetto dalla Commissione Europea con lo scopo di implementare la sua idea del concetto di Smart Grid su larga scala.
In particolare, è stata rivoluzionata l'idea dell'esercizio della rete installando apparecchiature innovative che permettano di gestire, misurare i flussi di potenza provenienti da fonti rinnovabili su una infrastruttura di rete già esistente sovrapponendo ad essa una rete di telecomunicazione avanzata.

Il presente lavoro ha come oggetto lo studio dell'ottimizzazione degli algoritmi di riconoscimento dei guasti a terra intermittenti nella rete di distribuzione. Grazie all'osservabilità del sistema elettrico conferita dal sistema di monitoraggio e protezione del progetto P.A.N., si riscontra che, su reti in cavo interrato, un numero consistente di guasti a terra, si presenta con natura intermittente. I guasti intermittenti, tuttavia, risultano avere grandezze elettriche con profili differenti tra loro e ciò complica l'implementazione, sulle protezioni, di un algoritmo universalmente capace di riconoscerli.
Un ulteriore elemento di complessità risulta essere la differenza tra le grandezze elettriche rilevate dai dispositivi di protezione in cascata lungo direttrice MT: sembrerebbe che all'incremento della distanza dal punto di guasto, corrisponda un incremento delle probabilità che le protezioni individuino il guasto intermittente come fosse un guasto monofase a terra, facendo venir meno il coordinamento tra i dispositivi.
Questo lavoro di tesi è stato svolto presso e-distribuzione ed in collaborazione con l'Unità Analisi e Manutenzione Rete (AMR) della Funzione Esercizio Rete Bari dell'Area Adriatica.

Attraverso l'analisi di alcuni guasti realmente accaduti sulla rete di distribuzione della Regione Puglia e lo studio dell'algoritmo di riconoscimento delle protezioni, è stato possibile rilevare la dinamica del guasto a terra per archi intermittenti nei cavi interrati della rete di distribuzione e proporre degli spunti di miglioramento da applicare alla logica con cui questo guasto viene rilevato.

In particolare, gli obiettivi richiesti sono:

- confrontare gli algoritmi per la selezione dei guasti intermittenti disponibili in letteratura, con quelli implementati sulle protezioni di ultima generazione installate in Cabina Primaria e Cabina Secondaria, nell'ambito del progetto Puglia Active Network;
- simulare il coordinamento delle protezioni sul modello circuitale di una linea MT in cavo interrato, valutando se, all'aumentare della distanza tra i sensori delle protezioni ed il punto di guasto, l'impedenza trasversale e longitudinale della linea possa modificare quanto rilevato dalle stesse protezioni;
- identificare il miglior algoritmo utilizzabile per lo scopo proposto;
- valutare l'influenza di sensori di diverso tipo nella acquisizione delle grandezze di rete attraverso i Trasformatori Amperometrici (TA) e Trasformatori Voltmetrici (TV) tradizionali in testa linea, TV capacitivi e sonde Rogowski nei nodi secondari.

Per alcuni di questi punti è stata svolta solo un'analisi qualitativa.

Il lavoro è suddiviso in sei parti.

La prima parte è relativa ad un'analisi di contesto dove vengono descritti gli aspetti principali di una Smart Grid evidenziando i vantaggi e le criticità che si presentano su una infrastruttura esistente di carattere tipicamente passivo.

Nella seconda parte viene descritta la struttura di una rete di distribuzione, vengono calcolate le grandezze più significative durante la presenza di un guasto monofase a terra e viene analizzata la logica dei cicli di automazione per la selezione del tronco guasto presenti in letteratura.

Nella terza parte viene descritto il progetto P.A.N. con particolare attenzione all'evoluzione dei nodi primari e secondari della rete di distribuzione in ottica Smart, descrivendo brevemente quali sono i componenti innovativi installati e le loro funzionalità.

Nella quarta parte vengono messi a confronto due componenti installati in cabina secondaria per la rilevazione dei guasti e vengono presentate due nuove tecniche evolute di automazione per la selezione del tronco guasto.

Nella quinta parte vengono definiti i casi studio che si sono analizzati per la rilevazione dei degli archi intermittenti a terra partendo da guasti reali e vengono presentati alcuni spunti di miglioramento per l'ottimizzazione degli algoritmi. Tali soluzioni poi sono state applicate alle logiche di automazione al fine di evidenziare i vantaggi.

Nell'ultima parte vengono descritti due modelli dinamici di un arco elettrico da poter successivamente utilizzare in una rete di distribuzione in ambiente MATLAB/Simulink con l'obiettivo di ottenere un modello virtuale implementabile in un simulatore Real-Time.
La creazione della rete di distribuzione in ambiente MATLAB/Simulnk sarà uno degli sviluppi futuri di questo lavoro di tesi.

Capitolo 2

2.1 La Generazione Distribuita

La necessità di creare servizi innovativi per i cittadini e le Pubbliche Amministrazioni richiede delle soluzioni mirate per passare da un insieme disomogeneo di servizi, infrastrutture, sistemi di trasporto ed edifici ad una rete integrata che colleghi, grazie alla presenza di idonei sistemi infrastrutturali, sistemi ed apparecchiature per la transizione verso la "Smart City" e la "Smart Region". Le reti per il trasporto e la distribuzione dell'energia, rappresentano una delle infrastrutture vitali per la crescita economico - sociale di un territorio; esse infatti si snodano su differenti direttrici per seguire i profili di urbanizzazione/industrializzazione caratteristici di un territorio o di una città. Per essere "Smart", le reti di distribuzione dell'energia elettrica devono essere al massimo dell'efficienza, non solo energetica ma anche operativa, e devono poter abilitare servizi innovativi. La visione delle Smart Grids coniuga l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative che rendono la gestione della rete elettrica esistente maggiormente flessibile, attraverso uno scambio di informazioni più efficace. La rete elettrica si rinnova per poter accogliere al meglio i flussi di energia provenienti da qualsiasi fonte energetica, comprese quelle che sfruttano il calore del sole e la forza del vento, ottimizzare i flussi energetici e abilitare servizi/funzionalità come la mobilità elettrica.

La Smart Grid infatti, è un fattore di fondamentale importanza anche nello sviluppo della mobilità elettrica; integrando nella rete di distribuzione dell'energia elettrica la rete delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici, se ne potrà controllare e gestire i cicli di ricarica in maniera ottimizzata garantendo la sicurezza e l'affidabilità del sistema.

Negli ultimi anni si è assistito ad una prima fase di messa a fuoco dell'argomento, cercando di individuare la migliore definizione di Smart Grid, per poi passare alle tematiche più pratiche, quali la necessità di standardizzazione e la definizione di architetture di riferimento, fino alla nascita ed implementazione dei primi progetti pilota.

Obiettivo di quest'ultimi è proprio la possibilità di definire e suggerire le linee guida e la direzione da seguire per una piena affermazione e diffusione di sistemi elettrici intelligenti.
La possibilità di sfruttare le energie rinnovabili unita con il recente sviluppo dell'elettronica di potenza, la riduzione dei costi di trasmissione e la necessità di diversificare le risorse energetiche sono i principali fattori che hanno contribuito alla crescita dalla Generazione Distribuita (GD).
Integrare questo fenomeno nella rete è la più importante sfida del prossimo futuro per i sistemi elettrici nella maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea (e anche degli altri continenti).
Tuttavia, se da un lato la massiccia penetrazione di GD nelle reti di distribuzione porta a notevoli potenziali benefici, dall'altro impone un ripensamento delle modalità di gestione di tali reti.
Tra gli aspetti che possono diventare critici con il raggiungimento di un elevato grado di penetrazione rientra il riconoscimento del funzionamento anomalo da parte della rete, nonché l'isolamento automatico del tronco di guasto. Attualmente le tecniche adottate per l'isolamento del tronco di guasto nelle reti di distribuzione italiane si basano sul riconoscimento dell'evento di guasto, tramite dispositivi installati lungo la rete che intervengono sugli organi di sezionamento qualora sia verificata la condizione di assenza di tensione (RGDAT – Rivelatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione). La GD presente in rete può, nel caso di funzionamento errato delle protezioni d'interfaccia, alimentare i guasti andando a compromettere la sequenza di ricerca del guasto.
Un altro possibile problema relativo ad un forte incremento della GD, riguarda la capacità di mantenere la tensione intorno al valore nominale di un Feeder disconnesso dalla rete (per manutenzione o dopo un guasto) creando le condizioni per il funzionamento in isola. Questo fenomeno è chiamato isola indesiderata, ed è caratterizzato da una tensione e frequenza che non sono sotto il controllo del regolatore di rete, che risulta dannosa sia per i carichi che per le persone. Il potenziamento dell'attuale infrastruttura di distribuzione dell'energia elettrica, di cui e-distribuzione è concessionaria, in ottica Smart Grid, consentirà di abilitare funzionalità avanzate per un miglior controllo e gestione della rete elettrica, garantendo in tal modo l'integrazione ottimale dei nuovi impianti a fonte rinnovabile che saranno installati sul territorio cittadino.

Gli interventi infrastrutturali finalizzati a portare l'attuale rete nelle condizioni ottimali necessarie per implementare le funzionalità Smart Grids comprendono: l'adeguamento delle Cabine Primarie che alimentano le città con moderni standard di protezione e controllo, l'adeguamento e/o la realizzazione di nuove cabine secondarie con dispositivi Smart (es. nuovi apparati di comunicazione, nuovi apparati di controllo, organi di manovra motorizzati e tele controllati), la sostituzione di trasformatori tradizionali con modelli a basse perdite per migliorare l'efficienza complessiva del sistema.

Di fondamentale importanza per poter attuare le principali funzionalità di "Grid Automation" che sono alla base della gestione "Smart" di una rete di distribuzione dell'energia elettrica è l'implementazione di un sistema di comunicazione a banda larga quale infrastruttura di connettività tra i suoi principali elementi distribuiti sul territorio.

Una volta introdotto il sistema di comunicazione si deve prevedere l'implementazione di logiche avanzate e dispositivi di automazione e controllo della rete, anche mediante l'utilizzo di soluzioni ICT (Information and Communications Technology) innovative, che permettano tecniche per la selezione automatica del tronco di linea guasto, di algoritmi e sistemi per il controllo automatico della tensione e l'automazione di rete (MT e BT). Declinare i concetti generali espressi implica tradurre in progetti operativi e realizzabili ed operare azioni sulla rete per renderla idonea al raggiungimento degli obiettivi.

Si deve quindi pensare ad uno sviluppo sinergico delle reti di distribuzione dell'energia elettrica sia di media e bassa tensione come infrastruttura abilitante per l'erogazione di nuovi servizi ai cittadini e al territorio.

Sono molteplici i fattori che richiedono uno sviluppo qualitativo (senza però trascurare la quantità, viste le dimensioni della rete) dei sistemi elettrici al fine di gestire le nuove necessità, che si possono riassumere in:

- rapida crescita del fabbisogno energetico, che richiede più generazione e maggiore capacità di trasporto dell'energia;

- aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e quindi difficilmente prevedibili, che apportano grandi difficoltà nella gestione del sistema elettrico, come la regolazione della tensione o la possibilità di innesco del fenomeno dell'Islanding;

- flussi energetici resi multi direzionali dalla presenza della generazione distribuita anche sui livelli di bassa tensione, e pertanto radicalmente differenti rispetto al canonico flusso tradizionale monodirezionale dai livelli più alti ai livelli più bassi di tensione;

- raggiungimento degli obiettivi 20-20-20 (20% di taglio delle emissioni di gas serra, 20% di miglioramento dell'efficienza energetica, 20% di aumento di fonti rinnovabili) della comunità Europea definiti nel Protocollo di Kyoto.

Di seguito (Fig. 2.1, 2.2) si evidenzia la modifica del flusso di energia con l'ingresso della generazione distribuita [3]:

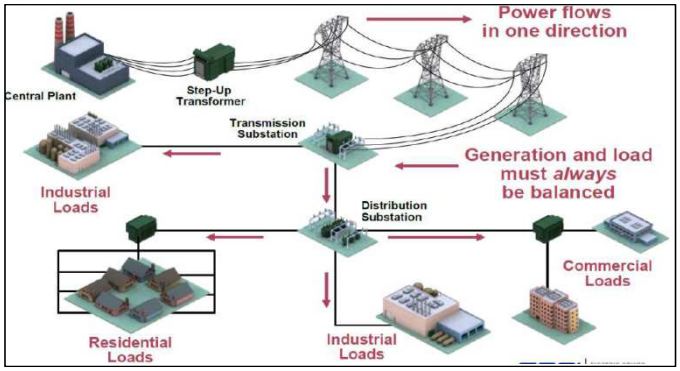


Fig. 2.1 - Rete di distruzione passiva

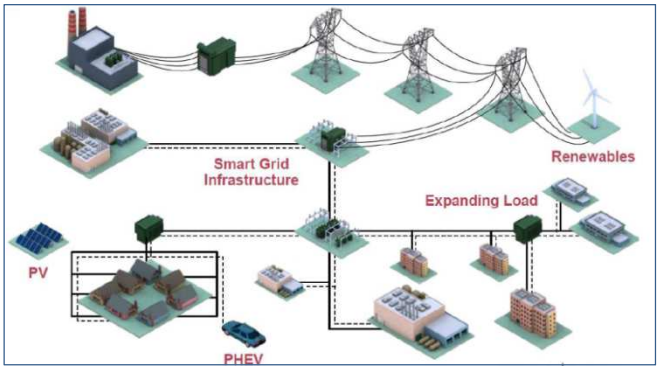


Fig. 2.2 - Rete di distruzione attiva

La rete attuale è stata concepita per trasportare e distribuire ai clienti passivi flussi di energia unidirezionale prodotta nei grandi impianti, secondo criteri "tradizionali" rimasti invariati da decenni. Questa rete non è in grado di accogliere in maniera efficace ed efficiente una massiccia penetrazione di generazione distribuita, in gran parte intermittente, né di gestire i conseguenti flussi bidirezionali di energia sostenendo al contempo la partecipazione attiva dei clienti ed abilitando nuovi scenari di utilizzo.

In quest'ottica e-distribuzione è stata un'azienda pioniera, ed ha iniziato sin da subito ad applicare il suo know-how nell'adozione di nuove tecnologie finalizzate a rendere la propria rete "intelligente".

Nel corso degli anni, infatti, e-distribuzione ha sviluppato diverse tecnologie per il controllo degli impianti grazie alle quali oggi è in grado di formulare soluzioni tecnologiche innovative per la gestione Smart della rete MT.

Per questo motivo e-distribuzione rappresenta oggi un benchmark riconosciuto a livello internazionale nell'ambito Smart Grid.

È evidente come la generazione distribuita abbia un impatto notevole sulla rete: infatti laddove prima erano presenti dei carichi, ora sono presenti dei generatori (Fig. 2.3) [4].

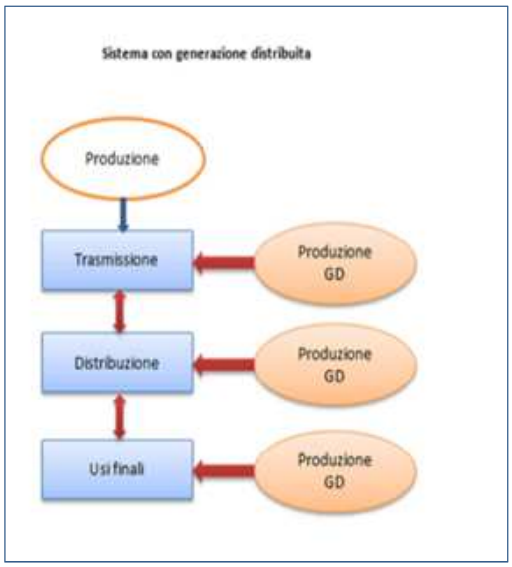


Fig. 2.3 – Presenza di generatori su rete AT/MT/BT

Attualmente i nodi di rete MT costituiti da cabine secondarie, in cui sono presenti trasformazioni MT/BT, e quadri MT di distribuzione sono raggiungibili attraverso un sistema trasmissione dati GSM. Si può rendere questi impianti raggiungibili da un sistema di comunicazione "always on".

Parlare di gestione attiva della rete implica rendere la rete idonea ad ottimizzare l'utilizzo della energia prodotta da FER (Fonti Energia Rinnovabili) aumentando la capacita di connessione e quindi, a parità di infrastrutture sul territorio, aumentare la capacita di produzione da FER (hosting capacity).

In pratica avere la possibilità di installare lungo le linee elettriche apparecchi che trasferiscono ad un sistema di comunicazione le grandezze elettriche rilevate sui nodi consente di operare, attraverso un sistema intelligente, su una rete Smart.

La disponibilità in tempo reale dello stato del sistema della rete consente di realizzare sistemi evoluti di selezione del guasto che operano azioni di selezione automatica del tronco di rete affetto da guasto senza necessità di azioni di dicotomia.

L’elevata automazione di rete, la disponibilità del profilo di tensione lungo linea abbinato ad un sistema di gestione automatico implementato a livello di Cabina Primaria costituisce una frontiera impensabile solo qualche anno fa.
Le cabine di trasformazione alta/media tensione (AT/MT) adeguate ai più moderni standard di protezione e controllo garantiscono l’integrazione delle tecnologie Smart Grids implementate sulla rete MT da loro alimentata.

La Cabine Secondarie relativamente alla gestione della rete elettrica sono interessate da interventi che le rendono idonee ad interfacciarsi con apparati di comunicazione, sensori per la rilevazione delle grandezze fisiche di interesse (tensioni, potenza in transito, segno della corrente, temperatura, ecc.), organi di manovra motorizzati e tele controllati.

Tale implementazione garantisce una efficace gestione dei flussi di energia e quindi la possibilità di integrare in rete l’energia prodotta da impianti, che in caso contrario potrebbero essere distaccati, evitando situazioni di sovraccarico della rete che potrebbero mettere a rischio la sicurezza del sistema.

2.2 La regolazione di tensione nelle reti di distribuzione

2.2.1 Regolazione di tensione nelle reti passive

Nelle reti di distribuzione passive le due tecniche automatiche di regolazione di tensione sono quelle a "tensione costante sulle sbarre MT" e a "compensazione di corrente".

Tecnica a tensione costante:

Con tale tecnica la tensione di sbarra MT viene mantenuta costante, indipendentemente dall'entità del carico presente. Il riferimento di tensione viene fissato sulla base delle curve di carico "storiche" per la specifica Cabina Primaria, integrando le informazioni disponibili con misure periodiche in punti specifici della rete, in particolare quelli ritenuti più critici dal punto di vista del profilo di tensione. Solitamene il riferimento di tensione è compreso nell'intervallo 1,05 ÷ 1.08 volte la tensione nominale. Tale tecnica è utilizzata raramente in quanto è difficile trovare un livello di tensione che vada bene per un periodo sufficientemente lungo per una semi-sbarra di Cabina Primaria: viene utilizzata nel caso di rei MT di breve estensione e carico uniformemente distribuito con linee aventi caratteristiche di impedenza per unità di lunghezza e valori di corrente assorbita molto simili tra loro.

Tecnica a compensazione di corrente:

Nelle semi-sbarre di Cabina Primaria con linee caratterizzate da forti variazioni di carico assorbito nelle varie ore del giorno, viene adottata la regolazione di tensione a compensazione di corrente, nella quale il regolatore di tensione varia il valore della tensione sulla sbarra MT in funzione della corrente assorbita al secondario del trasformatore AT/MT: all'aumentare della corrente del trasformatore viene aumentata la tensione di sbarra e viceversa. Tale regolazione avviene variando il rapporto di spire del trasformatore sotto carico, effettuato da un VSC (variatore sotto carico).

Tale componente è pilotato da un regolatore di tensione che, acquisendo il valore di corrente erogata al secondario del trasformatore, pilota la tensione di sbarra MT in aumento o in diminuzione variando il numero di spire N_1 al primario del trasformatore:

$$V_2 = V_1 * \frac{N_2}{N_1} \qquad \text{Eq. (1)}$$

Anche con questa tecnica sono presenti alcune problematiche in quanto su una porzione di rete possono essere presenti linee a ridotta estensione e con poche derivazioni caratterizzate da una caduta di tensione ridotta e linee maggiormente estese con numerose derivazioni caratterizzate da una caduta di tensione più elevata. Può succedere che il valore di tensione impostato in partenza sulla sbarra MT sia idoneo ad assicurare il mantenimento di tensione nei limiti per le linee più corte ma non per quelle più lunghe.

Oltre alla regolazione della tensione sulla rete MT viene effettuata anche la regolazione sulla rete BT alimentata dai trasformatori MT/BT. Tale regolazione viene eseguita quando vengono attivate nuove cabine secondarie oppure se al crescere del carico sotteso alla cabina, col tempo si manifestano violazioni del valore di tensione nominale. Tale regolazione viene eseguita manualmente sul variatore di tensione del trasformatore MT/BT privo di una regolazione automatica del carico assorbito al secondario. Il variatore di tensione non è manovrabile sotto carico e di conseguenza per eseguire questa operazione è necessario che il nodo secondario sia disalimentato.

2.2.2 Regolazione di tensione nelle reti attive

La presenza di una elevata percentuale di impianti da fonti di energia rinnovabile connessi alla rete causa l'inversione del normale flusso di energia nelle porzioni di rete dove la produzione supera il carico passivo: l'energia risale dalla rete di media tensione verso quella di alta tensione passando per il trasformatore AT/MT, analogamente a quanto accade per il flusso di energia dalla rete di bassa tensione, che passa per il trasformatore MT/BT. Le classiche protezioni installate in Cabina Primaria rilevano il valore della corrente solo in valore assoluto e di conseguenza, non conoscendo lo sfasamento rispetto al vettore della tensione, non è possibile ricavare la direzione del transito di energia.
Nei nodi in cui sono connessi i produttori, la tensione può essere più alta rispetto a quella impostata sulla semi-sbarra. In riferimento alla tecnica con compensazione di corrente, essa agisce aumentando la tensione sulla base del modulo della corrente del secondario del trasformatore indipendentemente se essa sia di assorbita da carichi passivi o sia prodotta da impianti di produzione. Al fine di evitare effetti indesiderati, quando si verifica una risalita di energia, il VSC blocca la compensazione in corrente trasformandola in regolazione a tensione fissa; non sempre questa soluzione permette di risolvere tutte le problematiche in quanto su una porzione di rete possono esserci linee con prevalenza di generazione ed alcune con prevalenza di carico. Qualora il blocco della compensazione in corrente non sia sufficiente a far rispettare i limiti di tensione su tutti i nodi, viene disinserito il VSC e si agisce in maniera manuale sul regolatore di tensione.

E-distribuzione, grazie alla realizzazione di alcuni progetti innovativi, ha sviluppato una nuova logica di regolazione evoluta della tensione che si è basa principalmente su tre strategie descritte di seguito in maniera sintetica:

1. controllo tensione della sbarra MT di Cabina Primaria (CP): tramite il Distribution Management System (DMS), sistema capace di eseguire i calcoli elettrici in tempo reale, viene definito il valore ottimale da impostare sulla sbarra MT;
2. controllo locale a livello di auto produttore: tramite il Rilevatore di Guasto Direzionale e Misure (RGDM) e l'Interfaccia di Regolazione dell'Energia (IRE) è possibile misurare la tensione al punto di consegna e, se questa è fuori soglia (alta/bassa), richiedere ad IRE una variazione di potenza reattiva per rientrare nei limiti;

3. controllo di tensione “centralizzato”: se il controllo di tensione locale non riesce a far rientrare la tensione entro un certo valore, l’RGDM invia un allarme verso STM (Sistema di Telecontrollo di Media Tensione), il quale avvia il DMS per includere nel processo di regolazione di tensione gli auto-produttori limitrofi (elettricamente vicini) in cui la funzione di regolazione di tensione è stata posta in esercizio e chiedere loro “soccorso”. Il messaggio di soccorso viene veicolato attraverso l’apparato di telecontrollo di CP, il TPT2020 (Terminale Periferico di Teleoperazioni), tramite protocollo IEC 61850.

Una ulteriore soluzione per il controllo di tensione in presenza di reti attive, in termini di potenza attiva e reattiva per la gestione dei picchi di produzione, è realizzato mediante l’installazione degli impianti di accumulo (Storage). Questi sono di fatto delle batterie che assorbono energia nei momenti di maggiore produzione al fine di evitare le congestioni di rete. Gli Storage possono essere installati direttamente negli impianti primari, presso gli impianti dei produttori o lungo linea in uno o più nodi. L’energia assorbita nei momenti di maggiore produzione viene rilasciata dallo Storage nelle ore di minor produzione al fine di stabilizzare il bilancio domanda/offerta di energia rendendo più agevole il dispacciamento e rendendo possibile la previsione delle curve di carico.

Capitolo 3

3.1 La rete di Media Tensione

In riferimento alla Norma Italiana CEI 0-16 si definisce un sistema a Media Tensione un sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 35 kV compreso [5]. Le reti MT sono concepite per l'esercizio radiale, a neutro compensato, con strutture prevalentemente magliate, tali da assicurare l'accesso ai clienti finali ed ai clienti produttori, nel rispetto dei parametri contrattuali e degli standard di qualità del servizio, garantendo il miglior compromesso tecnico-economico fra le principali esigenze [2]:

- utilizzare materiali e componenti in grado di sostenere l'aggressività degli agenti ambientali;
- commisurare l'incremento di estensione della rete all' evoluzione della domanda;
- assicurare la tenuta degli impianti alle correnti di corto circuito;
- minimizzare i costi di esercizio e manutenzione nel corso dell'intera vita dell'impianto.

Una struttura magliata permette:

- un maggiore grado di sfruttamento dei conduttori;
- una migliore condizione di esercizio garantendo una buona rialimentabilità dell'utenza anche nelle condizioni di stato temporaneo della rete Fuori Schema Normale (FSN) a causa di alcuni elementi indisponibili che compongono l'infrastruttura.

Le strutture fondamentali delle reti di distribuzione MT sono costituite da linee:

- *dorsali*, uscenti direttamente dalle Cabine Primarie, con *laterali* o *derivazioni;*
- *dorsali,* uscenti direttamente dalle Cabine Primarie, senza *laterali* o *derivazioni.*

Lo schema di riferimento per le dorsali è la congiungente che può essere:

a. Con trasversali (schema ad H):

Lo schema (Fig. 3.1) è costituito da due congiungenti collegate tra loro da trasversali:

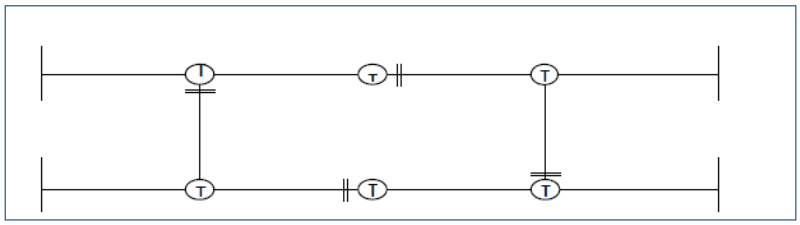


Fig. 3.1 – Schema ad H

b. Mista (schema ad Y)

Lo schema (Fig. 3.2) è costituito da una congiungente con inserito uno o più lobi. Questa soluzione è utilizzabile in quei casi dove siano presenti carichi particolarmente elevati, concentrati nelle vicinanze di una Cabina Primaria (Zone Industriali):

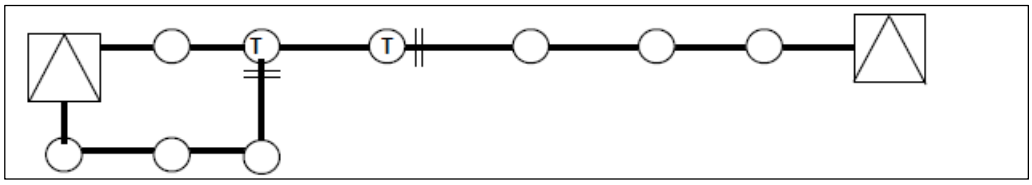


Fig. 3.2 – Schema a Y

c. Con Centro Satellite (schema a Ψ)

Per Centro satellite (Fig. 3.3) si intende una stazione di smistamento in media tensione, che ha la funzione di ripartire i prelievi di energia fra linee in arrivo (Feeder) ed eseguirne lo smistamento su più linee in partenza, protette da interruttori. In pratica la struttura si configura come una porzione di una sezione MT di Cabina Primaria ubicata in altro sito:

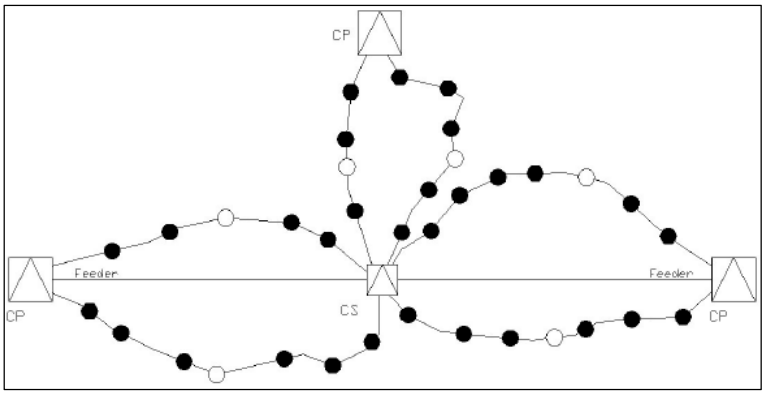


Fig. 3.3 – Schema a Ψ

d. Pura (schema ad I)

Lo schema (Fig. 3.4) è costituito da linee uscenti da una Cabina Primaria che si richiudono su un'altra Cabina Primaria:

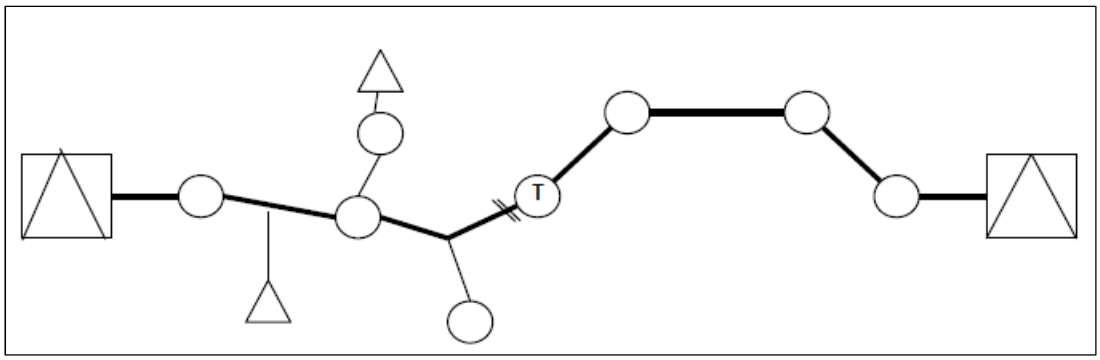


Fig. 3.4 – Schema a I

e. A lobo (schema ad O)

Lo schema (Fig. 3.5) è costituito da linee uscenti da una stessa Cabina Primaria che si richiudono tra loro:

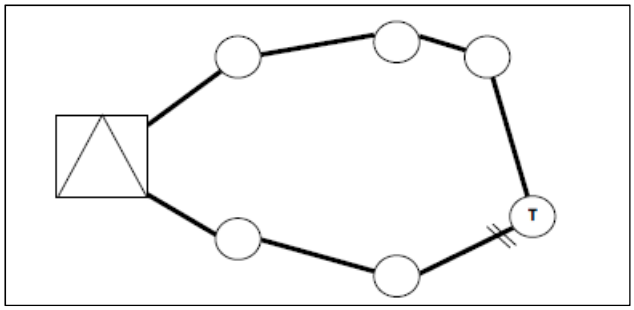


Fig. 3.5 – Schema a O

La struttura di rete attraverso la quale si realizza il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è legata alla prestazione della rete stessa in termini di risultati di qualità del servizio. In particolare:

- la distribuzione dei clienti sulle diverse linee MT ha influenza sul numero delle interruzioni per cliente MT e per cliente BT e sulla durata delle interruzioni per cliente BT;
- le condizioni di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT hanno influenza sulla durata delle interruzioni per cliente BT e sui tempi massimi di ripristino delle alimentazioni ai clienti MT e BT.

3.2 Lo Stato del Neutro

Nelle reti Alta Tensione (AT) e distribuzione di Bassa Tensione (BT) la modalità di connessione (detta "stato") del neutro è pressoché generalizzato con l'impiego del neutro francamente a terra, mentre nelle reti di Media Tensione (MT) non esiste una soluzione univoca nella scelta dello stato del neutro che dipende dalle caratteristiche della rete stessa [6].

Lo stato del neutro delle reti MT prevede due possibilità:

- Neutro Isolato (NI);
- Neutro Compensato (NC).

I fattori da considerare nella scelta dello stato del neutro sono:

- valore della corrente di guasto monofase a terra;
- dimensionamento degli impianti di terra chiamati a disperdere la corrente di guasto;
- valore delle sovratensioni indotte;
- sollecitazioni dielettriche sull'isolamento;
- auto estinzione del guasto (se transitorio);
- evoluzione di guasti monofase in polifase.

Di seguito sono analizzate le due soluzioni evidenziando vantaggi e svantaggi.

NEUTRO ISOLATO:

Correnti di guasto:

La corrente di guasto monofase a terra è limitata solo dalle capacità verso terra delle linee e risulta minore nelle reti aeree rispetto a quelle in cavo. Nel caso di sistemi con neutro isolato, è possibile determinare convenzionalmente il valore (in Ampere) della corrente di guasto monofase a terra secondo la seguente formula empirica [5]:

$$I_g = V_N * (0{,}003 * L_1 + 0{,}2 * L_2) \qquad \text{(Eq.2)}$$

Espressione della corrente di guasto monofase a terra a NI

Dove:

V_N: *tensione nominale tra le fasi della rete espressa in kV;*

L_1: *somma delle lunghezze in km delle linee aeree;*

L_2: *somma delle lunghezze in km delle linee in cavo.*

La formula sopra riportata risulta convenzionalmente approssimata.

Sovratensioni di origine interna:

Sono di particolare rilevanza quelle dovute agli archi intermittenti. Si tratta di guasti che si estinguono e si riadescano in uno o pochi periodi, che portano gradualmente la rete a tensioni molto elevate (5-6 volte la tensione nominale). Negli impianti MT ciò pur non comportando un sovradimensionamento dell'isolamento (soprattutto sulle linee aeree), può facilmente determinare l'evoluzione dei guasti monofase verso guasti polifase ed inoltre durante i guasti franchi le fasi sane si portano alla tensione concatenata.

Sistema di protezione

Durante il guasto monofase a terra, le protezioni differiscono da quelle impiegate per la rilevazione dei guasti polifase e sfruttano il fatto che la linea guasta è interessata da correnti omopolari in opposizione di fase rispetto a quelle sane.

NEUTRO COMPENSATO

Correnti di guasto:

Quando si verifica un guasto monofase a terra, la bobina di Petersen fa fluire nel punto di guasto una corrente induttiva che compensa la corrente capacitiva della rete. La bobina può avere reattanza variabile in modo continuo (tipo mobile), capace di seguire l'evoluzione dell'assetto della rete e della sua capacità, o a gradini fissi (bobina fissa). Dal punto di vista teorico, se la reattanza induttiva della bobina è identica a quella capacitiva della rete, nel punto di guasto non circola alcuna corrente. Ciò comporta la sicura autoestinzione dei guasti transitori e, al tempo stesso, rende molto improbabile l'evoluzione dei guasti monofase in polifase.

Sovratensioni di origine interna:

La bobina di Petersen, estinguendo gli archi a terra, previene di per sé i guasti intermittenti.

Fra gli aspetti dell'esercizio da considerare con l'introduzione della bobina di Petersen per la compensazione delle reti MT di distribuzione, vi è una serie di fenomeni (transitori o a regime) legati alla condizione di risonanza parallelo tra induttanza della bobina e capacità della rete.

Questa risonanza fa sì che, a fronte di disturbi che interessano il circuito omopolare dei trasformatori AT/MT di Cabina Primaria, si manifestino tensioni omopolari sulla rete MT elevate e in alcune configurazioni anche pericolose.

Normalmente l'accordo della bobina non è mai verificato con massima precisione e di conseguenza si verifica una condizione di sovra compensazione o sotto compensazione della corrente capacitiva di rete [7].

La messa a terra del neutro può avvenire:

- tramite Trasformatore AT/MT: il punto di neutro da cui derivare il complesso di Petersen è il centro stella degli avvolgimenti MT del trasformatore AT/MT;
- tramite Trasformatore Formatore di Neutro (TFN): il punto di neutro da cui derivare il complesso di Petersen è il centro stella di un apposito "trasformatore di neutro" che è un reattore trifase (trasformatore senza secondario) con collegamento delle fasi a zig-zag.

Le soluzioni di messa a terra prevedono, al crescere della corrente di guasto a terra:

- soluzione con Resistenza semplice;
- soluzione con Impedenza (ohmico-induttiva) con bobina fissa;
- soluzione con Impedenza (ohmico-induttiva) con bobina mobile che comprende anche il Dispositivo Analizzatore di Neutro (DAN) il cui compito principale è regolare in modo automatico il grado di accordo tra la bobina mobile e la capacità omopolare della rete MT.

Un altro componente che influenza il complesso "bobina mobile" è dato dalla resistenza che viene posta in parallelo. Tale componente di potenza è un resistore con valore dai 400-600Ω ed ha il compito di generare nella corrente di guasto una componente resistiva anche in caso di guasto franco. La presenza della resistenza permette di smorzare rapidamente le sovratensioni di manovra impedendo la formazione di archi intermittenti a terra. Inoltre, c'è da tener conto che per le sole reti a neutro compensato e nel caso di guasto a terra, la corrente

di guasto (e quindi anche la corrente omopolare sulla linea sede di guasto) può presentare una sensibile componente unidirezionale, con costante di tempo significativa.

Tale componente può provocare in generale una temporanea saturazione dei TA (Trasformatori Amperometrici) omopolari per cui la forma d'onda in ingresso alla protezione direzionale può essere fortemente distorta. È questa la principale ragione per cui, nei complessi di potenza per la messa a terra del neutro con bobina di Petersen (bobina mobile) viene compresa anche una resistenza "serie" il cui valore mantiene la costante di tempo di decadimento della componente unidirezionale al di sotto del valore massimo accettato.

In realtà, anche per i guasti a terra franchi, a smorzare ulteriormente questa componente contribuisce anche la resistenza di terra della Cabina Primaria, che entra di fatto, nel circuito percorso dalla corrente di guasto, come resistenza serie.

I vantaggi attesi con la messa a terra dello stato del neutro mediante bobina di Petersen sono:

- riduzione delle interruzioni transitorie monofase (autoestinzione del guasto);
- riduzione della corrente di guasto monofase a terra;
- benefici nel dimensionamento degli impianti di terra (chiamati a disperdere una minore corrente di guasto);
- minore danneggiamento dei componenti;
- riduzione delle possibilità di riadescamento dell'arco e maggiore possibilità di ripristino dell'isolante. L'estinzione degli archi elettrici in aria, come si vedrà in seguito, dipende dalla corrente di arco ma anche dalla tensione di ristabilimento che si stabilisce sull'arco stesso. In particolare:
    - tanto maggiore è la corrente, tanto più è ionizzata l'aria interessata dall'arco e quindi minore possibilità di estinzione dello stesso in un tempo prefissato.
    - tanto maggiore è la tensione di ristabilimento, tanto più probabile risulta il riadescamento dell'arco dopo un tentativo di estinzione.

  La capacità di auto-estinzione è dovuta dal fatto che:
    - si ha una minore corrente di guasto monofase dovuta alla compensazione;
    - l'impedenza di messa a terra limita in modo deciso la tensione di ristabilimento a cavallo dell'arco anche quando la compensazione della corrente capacitiva di guasto non è completa;
- monitoraggio isolamento linee;
- possibilità di selezionare il guasto, senza interruzione sul montante in uscita da CP;
- possibilità di discriminare i guasti evolutivi ed intermittenti.

3.3 Lo studio del guasto monofase a terra

Per lo studio del guasto monofase a terra è possibile considerare lo schema seguente (Fig. 3.6), che si basa sulle seguenti ipotesi [7]:

- n-1 linee non affette da guasto sono assimilabili ad un'unica linea la cui capacità è, fase per fase, la somma delle capacità delle singole linee ed è pari a C_s;
- n.1 linea affetta da guasto monofase a terra con capacità pari a C_g vista dal punto di guasto fino a fine linea.

Attraverso queste semplificazioni, ci si può riportare al caso di due linee con capacità differente. L'ipotesi di trascurare le impedenze serie delle linee (parametri reattanza e resistenza) e le conduttanze trasversali, non altera in maniera significativa i risultati dell'analisi in quanto le grandezze sono trascurabili.

Il neutro risulta connesso a terra tramite una impedenza Z_N, che comprende la bobina di neutro, le resistenze poste in parallelo e/o in serie alla bobina e l'impedenza omopolare del trasformatore di messa a terra.

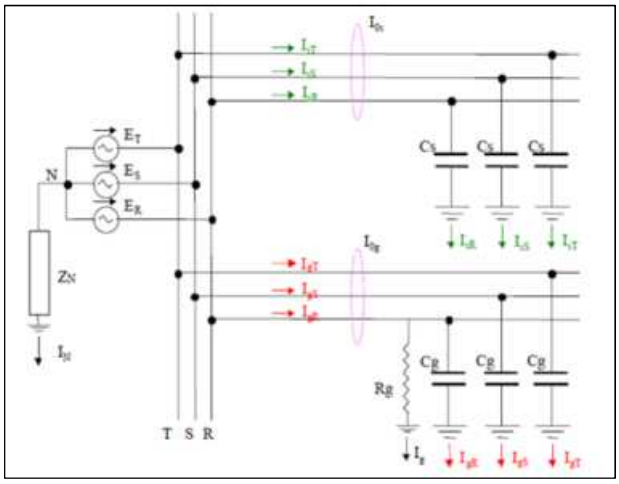


Fig. 3.6 – Schema elettrico per lo studio del guasto monofase a terra

Lo scopo dell'analisi è quello di ricavare le espressioni delle grandezze di interesse come le quelle omopolari e la corrente di guasto in presenza di un guasto monofase a terra sulla fase R.

Come prima osservazione è necessario evidenziare che tale tipologia di guasto modifica la configurazione ed il funzionamento della rete introducendo delle dissimmetrie di tensione e squilibri di corrente nei conduttori di fase del sistema.

Le relazioni che provengono dall'analisi dello schema sopra presentato sono definite sia per NC che per NI:

Neutro compensato:

$$\overrightarrow{V_o} = \overrightarrow{V_N} = \frac{-\overrightarrow{Z_N} * \overrightarrow{E_R}}{\overrightarrow{Z_N} + R_g * (1 + 3j\omega C\overrightarrow{Z_N})} \quad \text{(Eq.3)}$$

Tensione omopolare

$$\overrightarrow{I_{og}} = -\overrightarrow{V_o} * \left(j\omega C_s + \frac{1}{3\overrightarrow{z_N}} \right) \quad \text{(Eq.4)}$$

Corrente omopolare della Linea Guasta

$$\overrightarrow{I_{os}} = \overrightarrow{V_o} * j\omega C_s \quad \text{(Eq.5)}$$

Corrente omopolare della Linea Sana

$$\overrightarrow{I_g} = \frac{\overrightarrow{E_R} * (1 + 3j\omega C\overrightarrow{Z_N})}{\overrightarrow{Z_N} + R_g * (1 + 3j\omega C\overrightarrow{Z_N})} \quad \text{(Eq.6)}$$

Corrente di Guasto

Il parametro C rappresenta la capacità totale per ciascuna fase di tutta la rete (n linee) uguale a $C_s + C_g$. Da queste espressioni si possono dedurre quelle relative al caso di neutro isolato che è descritto dalle seguenti relazioni, imponendo: $\overrightarrow{Z_N} \rightarrow \infty$.

Neutro isolato:

$$\overrightarrow{V_o} = \frac{-\overrightarrow{E_R}}{(1 + 3j\omega CR_g)} \quad \text{(Eq.7)}$$

Tensione omopolare

$$\overrightarrow{I_{og}} = -\overrightarrow{V_o} * j\omega C_s \quad \text{(Eq.8)}$$

Corrente omopolare della Linea Guasta

$$\overrightarrow{I_{os}} = \overrightarrow{V_o} * \ j\omega C_s \quad \text{(Eq.9)}$$

Corrente omopolare della Linea Sana

$$\overrightarrow{I_g} = \frac{\overrightarrow{E_R} * 3j\omega C}{(1 + 3j\omega CR_g)} \quad \text{(Eq.10)}$$

Corrente di Guasto

Durante i guasti a terra che comportano la creazione di una componente omopolare di tensione, l'impedenza (induttiva) di messa a terra del neutro è attraversata da:

- una componente induttiva di corrente I_L a 90° in anticipo rispetto alla tensione di neutro $\overrightarrow{V_N}$ (-E_R);
- una componente resistiva di corrente I_R in opposizione rispetto alla tensione di neutro $\overrightarrow{V_N}$ (-E_R).

La corrente I_L è in opposizione di fase rispetto alla corrente capacitiva I_C che si crea a causa delle capacità di rete, e dunque tende a "compensarla". Si parla di "esatta compensazione" quando la suddetta corrente I_L è uguale ed opposta alla corrente di guasto del caso con neutro isolato (pari appunto a I_C); la rete si dice sotto compensata o sovra compensata rispettivamente quando la corrente I_L è inferiore o superiore alla suddetta corrente di guasto (Fig. 3.7) [8].

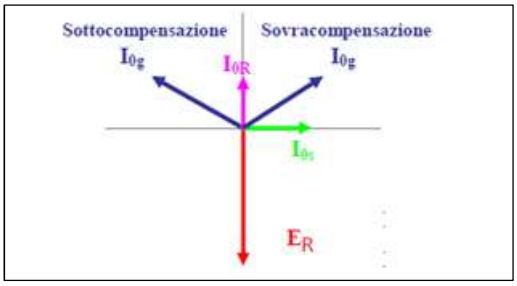


Fig.3.7 – Disposizione delle grandezze nel piano

In riferimento allo sfasamento delle correnti omopolari misurabili sulla linea affetta da guasto rispetto alla tensione omopolare si evidenzia che:

- se il neutro è isolato, di 90° in ritardo (Fig. 3.8);
- se il neutro è compensato, di un angolo in ritardo compreso tra 90° e 270° in dipendenza delle componenti resistiva e reattiva che la costituiscono (Fig. 3.9).

Le correnti omopolari misurabili sulle linee non affette da guasto sono sfasate rispetto alla tensione omopolare sempre di 90° in anticipo, per tutte le tipologie di neutro.

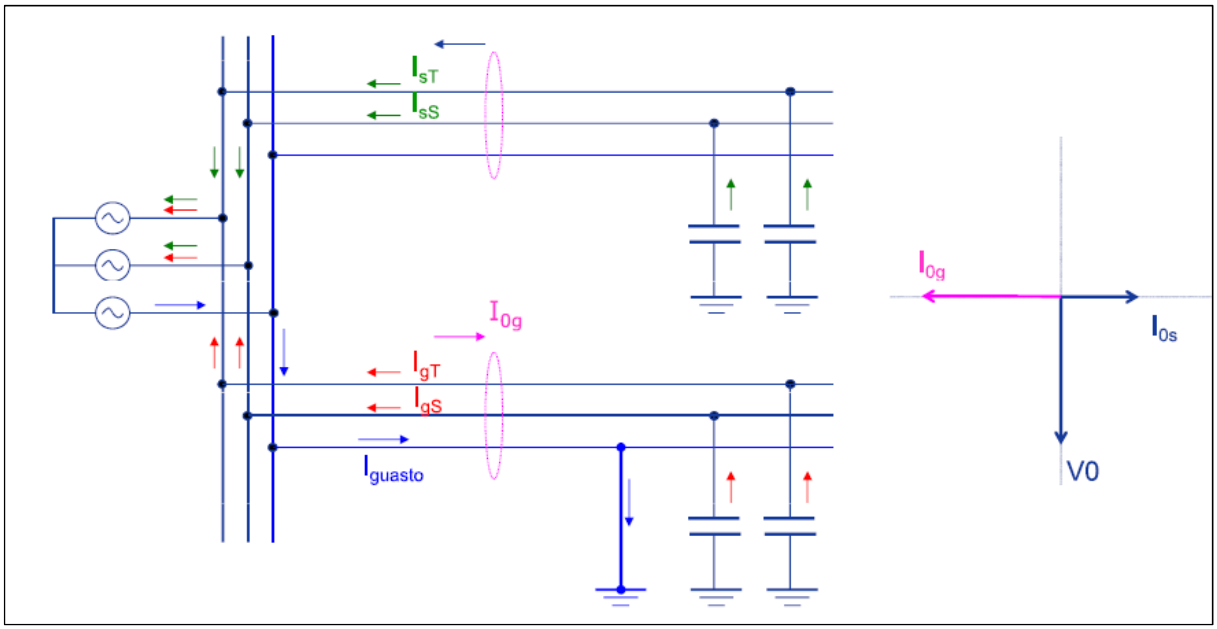


Fig. 3.8 – Sfasamento della corrente omopolare rispetto alla tensione omopolare in caso di Neutro Isolato

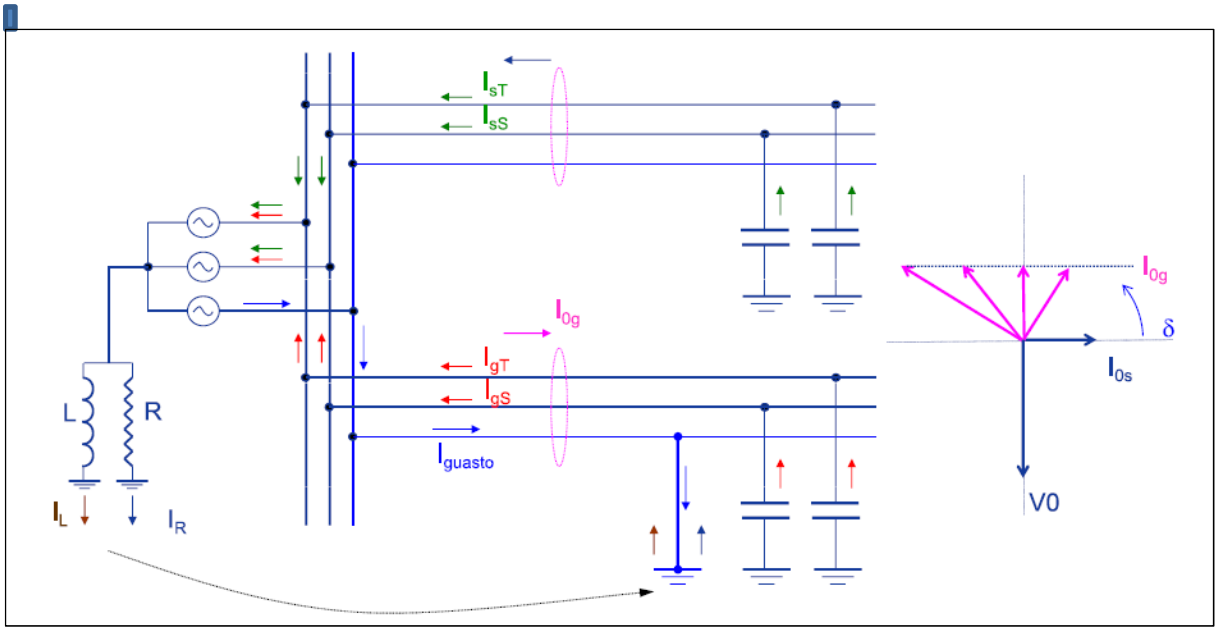


Fig. 3.9 – Sfasamento della corrente omopolare rispetto alla tensione omopolare in caso di Neutro Compensato

Poiché le capacità delle linee rappresentano l'unico collegamento a terra delle linee stesse, durante il guasto costituiscono la via di richiusura della corrente di guasto. Le capacità sulla fase guasta vengono shuntate dal guasto e non sono percorse dalla corrente di guasto.

In riferimento al sistema di protezione, poiché la rete è gestita con neutro non francamente a terra, i valori delle grandezze presenti durante il guasto non sono discriminabili solo con le

misure del modulo di tensione e corrente. Grazie alla radialità della rete è possibile approcciare il problema con il principio di protezione direzionale, basato sull'elaborazione (in generale, sia del modulo sia della fase) delle grandezze omopolari (presenti a seguito del coinvolgimento della terra come circuito di ritorno della corrente di guasto).

Ai fini dell'intervento delle protezioni direzionali, il valore dell'angolo δ assume una notevole importanza. Tale angolo rappresenta l'anticipo della corrente omopolare sulla linea guasta rispetto alla corrente sulla linea sana. In base a tale valore si può stabilire la possibilità di intervento della protezione direzionale, in caso di guasto monofase, conoscendo il settore di intervento della protezione stessa. Le soglie della protezione direzionale di terra sono identificate come: 67N.S1 (selezione direzionale di guasti monofase a terra in reti con neutro MT connesso a terra tramite bobina di Petersen) e 67N.S2 (selezione direzionale di guasti monofase a terra in reti con neutro MT isolato).

3.4 Cicli di automazione per la selezione del tronco guasto

Al fine di migliorare l'affidabilità della rete, le tecniche di automazione rappresentano uno degli obiettivi principali della distribuzione di energia elettrica.
Per l'applicazione delle tecniche automatiche di selezione del tronco guasto in cabina secondaria (CS), è necessario installare, in corrispondenza dell'Interruttore di Manovra Sezionatore (IMS) motorizzato da automatizzare, un Rilevatore di Guasto e di Assenza Tensione (RGDAT) che fornisca le informazioni relative a:

- passaggio corrente di guasto a terra;
- passaggio corrente di corto circuito;
- presenza/assenza tensione sulla linea su cui è installato RGDAT.

L'interruttore, posto nel nodo di origine della linea MT in CP (Cabina Primaria), è equipaggiato con relè di massima corrente, relè direzionale di terra e dispositivo di richiusura automatica (DRA).
Allo scopo di riprendere il servizio o selezionare il guasto, il DRA normalmente effettua, qualunque sia il tipo di protezione intervenuta, dei cicli operativi e la sequenza delle manovre automatiche di selezione dipende dal tipo di:

- automazione implementata sulla direttrice o sulla quota parte di rete sottesa all'organo di manovre cha ha eseguito la prima apertura;
- guasto (polifase o monofase).

Il ciclo operativo impostato sull'interruttore posto nel nodo di origine della linea MT in CP è dipendente dalla tipologia di automazione implementata sulla linea e dalla tipologia della stessa.
Sulla base della consistenza della linea MT (percentuale di conduttore in cavo, e/o nudo), infatti, si applicano un numero diverso di richiusure: più è elevata la percentuale di rete in conduttore nudo, maggiore è il numero di richiusure automatiche effettuate.

Una seconda suddivisione, invece, riguarda la presenza, o meno, di automatismi lungo linea: alcune tecniche di automazione richiedono un numero superiore di richiusure, a fronte di una riduzione della porzione di rete posta in condizione di stress e di benefici in termini di qualità del servizio (QdS).

Durante la predisposizione delle tarature, sono definiti dei parametri indicati con T_{D1} e T_{D2}, detti tempi di discriminazione, che implicano (se diversi da zero) uno scatto definitivo dell'IMS nel caso il guasto si ripresenti entro T_D dalla richiusura.

3.4.1 La tecnica FRG con IMS

La tecnica FRG (Funzione a Rilevatori di Guasto) è una tecnica applicata sia su reti in cavo e miste sia a neutro isolato (NI) che a neutro compensato (NC) e viene utilizzato per la rilevazione di guasto monofase a terra e rilevazione di correnti di corto-circuito.
In caso di guasti sulla rete MT, gli automatismi azionano gli Interruttori di Manovra Sezionatori (IMS) attraverso azioni temporizzate, determinate principalmente da:

- presenza e assenza di tensione entro un tempo di discriminazione dalla chiusura dell'IMS stesso;
- passaggio della corrente di guasto con intervento della soglia di massima corrente o di terra dell'RGDAT

La logica del ciclo di automazione è suddivisa in tre Step:
Step 1:
se l'automa non rileva alcuna tensione (a monte della linea MT rispetto al punto in cui è installato) per un certo periodo di tempo e ha precedentemente rilevato la circolazione di una corrente di guasto, l'IMS effettua automaticamente un'apertura comandato da UP (Unità Periferica);
Step 2:
quando l'IMS viene aperto e viene rilevata una tensione (normalizzazione della situazione) dopo un tempo di consolidamento, la UP invia un comando di chiusura all'IMS; contemporaneamente si avvia il Tempo di Discriminazione [T_D].
Step 3:
se durante il [T_D] non viene rilevata alcuna tensione, IMS si apre permanentemente e rimane nello stato di blocco. Questa informazione viene inviata al Centro Operativo. In caso contrario, se durante il tempo [T_D] è presente tensione, l'automazione entrerà in uno stato di inibizione all'apertura automatica successiva.

Quando viene rilevata una corrente di guasto, l'interruttore in CP apre il circuito e dopo un tempo di attesa viene applicata una Richiusura Rapida [RR] per eliminare eventuali guasti transitori autoestinguenti; se alla fine della [RR] il guasto persiste, iniziano ad essere applicate le funzioni di Richiusura Lenta [RL] in base alla tipologia di linea considerata (Fig. 3.8).

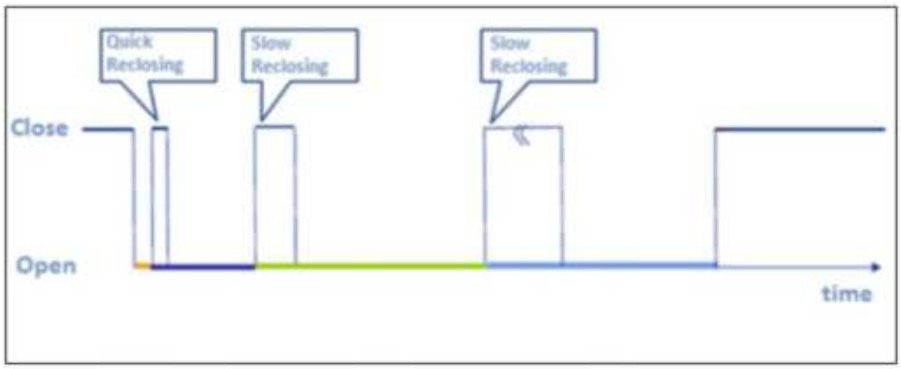


Fig.3.8 – Automazione FRG: Linea automatizzata in cavo

Il ciclo completo di funzionamento ha una durata pari o inferiore a 180s, limite temporale per interruzioni lunghe.

Per lo studio del ciclo di automazione si fa riferimento allo schema di Fig. 3.9:

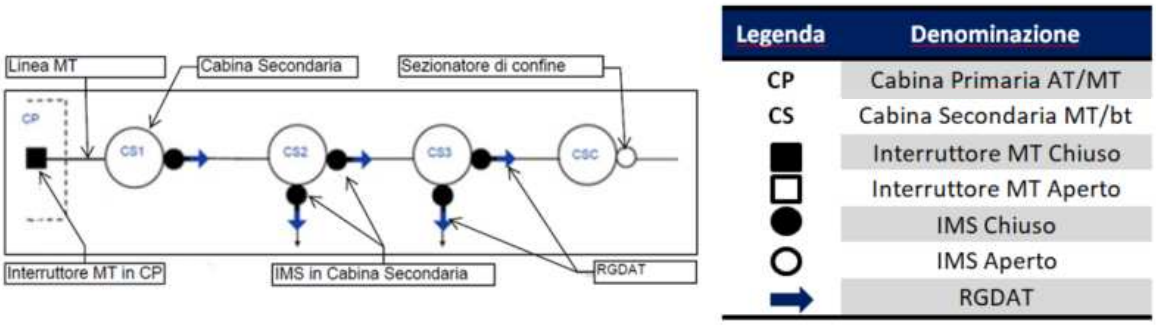


Fig.3.9 – Rappresentazione di Linea MT per lo studio dell'automazione FRG e relativa Legenda

Di seguito verranno descritti i vari Step (da Fig. 3.10 a 3.15) della logica di automazione FRG a partire dalla rilevazione del guasto fino a quando l'automazione conclude la sequenza con l'isolamento del tronco affetto da guasto:

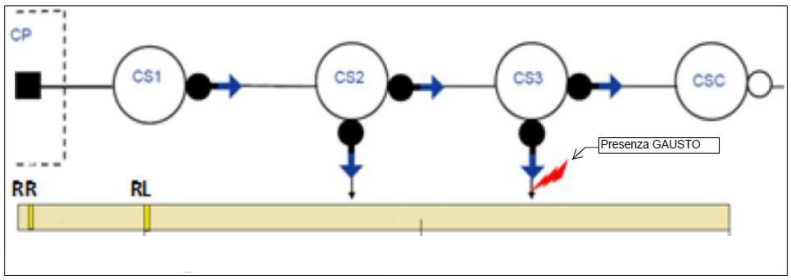


Fig.3.10 – Presenza di un guasto

1. Presenza Guasto: INT in CP si apre

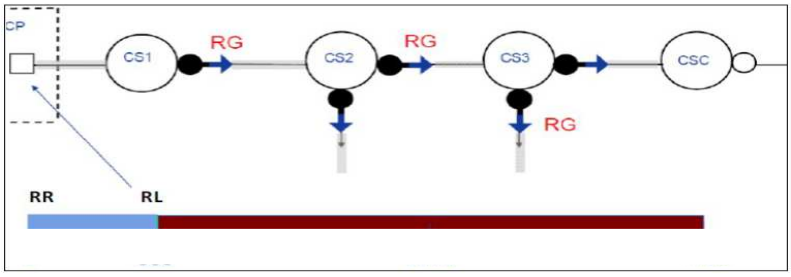


Fig. 3.11 – Prima RL negativa

2. RR con esito negativo: il rapido riarmo di INT in CP non elimina il guasto e si riapre nuovamente; viene memorizzato l'intervento degli RGDAT attivatisi per il guasto

3. Tensione sulla direttrice è assente durante il tempo di attesa della Prima RL

4. Prima RL con esito negativo: INT in CP riapre prima che nelle CS sia rilevata presenza tensione breve

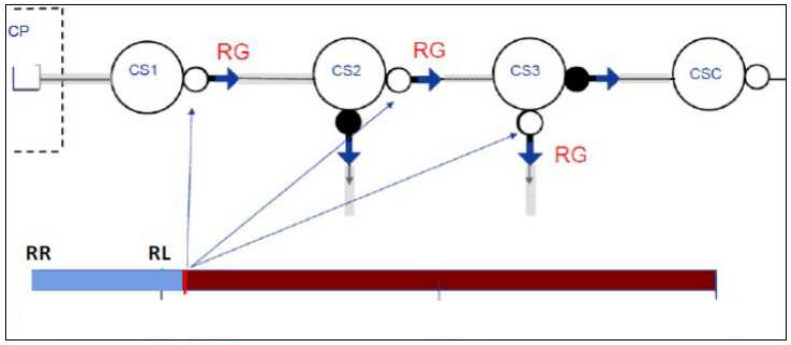


Fig.3.12 – Apertura degli IMS

5. Dopo un tempo di assenza tensione viene comandata l'apertura di tutti gli IMS nei quali il rispettivo RGDAT ha memorizzato l'intervento.

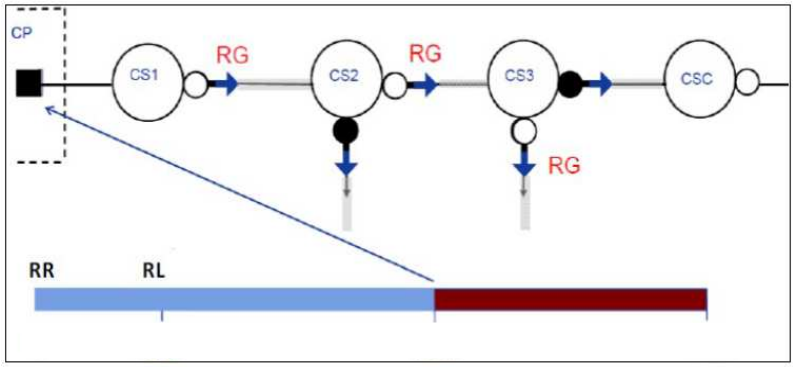


Fig. 3.13 – Ripristino tensione su primo tronco

6. Trascorso il tempo delle Seconda RL, INT in CP chiude mettendo in tensione il primo tronco

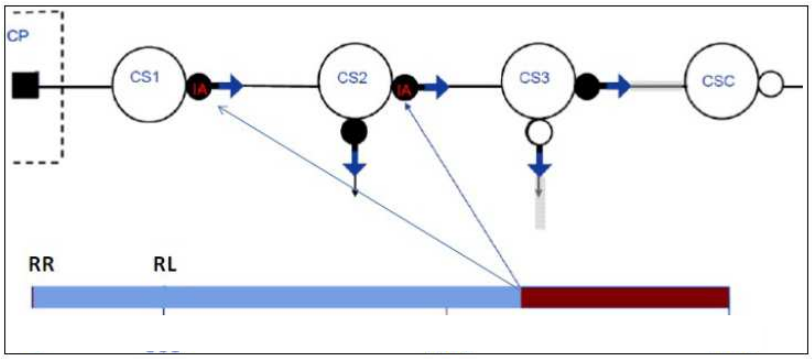


Fig. 3.14 – Ripristino tensione su secondo e terzo tronco

7. in CS1 l'automatismo dopo aver rilevato presenza tensione breve, comanda chiusura di IMS precedentemente aperto e imposta comando di IA (Inibizione Apertura) alla successiva mancanza tensione. L'IMS si chiude e, ad avvenuta chiusura, parte il tempo di discriminazione.

8. Al termine di tale tempo, la chiusura di IMS di CS1 mette in tensione il secondo tronco di linea e con la stessa logica del punto 7.

9. La chiusura di IMS di CS2 mette in tensione il terzo tronco di linea con le stessa logica del punto 7.

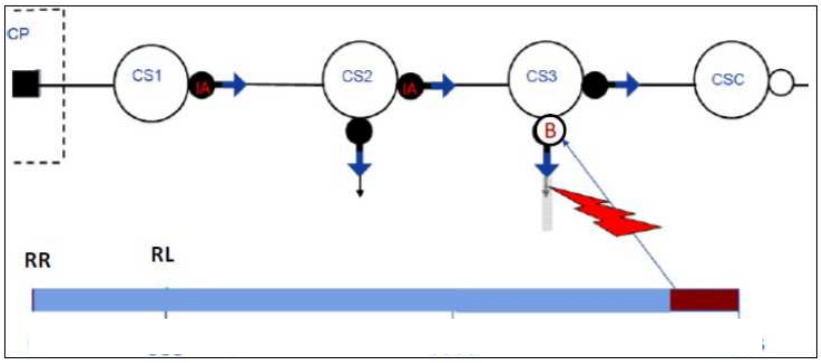


Fig. 3.15 – Selezione del tronco guasto

10. In CS3 l'automatismo chiude prima IMS di dorsale che rialimenta la CSC (cabina di confine)

11. la chiusura di IMS di derivazione e l'inserimento tronco guasto provoca nuovamente lo scatto di INT in CP

12.Degli RG attivatisi lungo la direttrice resta memorizzato solo quello il cui IMS ha chiuso su guasto in quanto gli altri hanno condizione di IA

13. La mancanza di tensione ed attivazione di RGDAT determina allo scadere del tempo di discriminazione, il blocco di IMS in derivazione in CS3 provocando un messaggio spontaneo di notifica al Centro Operativo

14. Dalla determinazione del blocco, è impartito il comando di apertura IMS in derivazione e si ha la selezione del tronco guasto

15.Trascorso un ulteriore tempo (Terza RL), l'interruttore in CP richiude mettendo in tensione la parte di linea sana a monte del guasto

3.4.2 La tecnica FNC con IMS

L'automazione Funzione Neutro Compensato (FNC) ha le seguenti caratteristiche:

- funziona in caso di guasto monofase a terra (GMT) con correnti di guasto fino a 50A.
- in caso di corto circuito trifase o di correnti di corto-circuito elevate, la logica FNC agisce come nella procedura FRG.
- per limitare le correnti capacitive di guasto monofase per la linea da automatizzare, è necessario avere il Neutro del trasformatore AT/MT a terra mediante il complesso di potenza realizzato con Bobina di Petersen caratterizzato da una impedenza induttiva elevata. Tale bobina può essere collegata direttamente al centro stella del TR, o attraverso un trasformatore formatore di neutro (TFN) con collegamento a zig-zag alimentato da uno degli stalli MT del quadro MT in CP.
- durante il guasto, la linea rimane alimentata (INT di CP è sempre chiuso) mentre l'automazione discrimina la posizione del guasto.
- l'automazione isola il guasto aprendo l'apparecchiatura immediatamente a monte del punto di guasto senza aprire altri tipi di apparecchiature coinvolte nell'evento.
- il guasto viene isolato in un tempo massimo in base al punto in cui si è verificato.
- dato che l'automazione mantiene il guasto sotto tensione, anche con correnti di circolazione verso terra molto basse (per un tempo dell'ordine di secondi), è necessario tenere conto delle condizioni di sicurezza e delle normative locali o di condizioni specifiche.
- si basa sulla selettività cronometrica: fino a 3 IMS lungo linea, con tempo di intervento cronologicamente scalato, fino all'INT in Cabina Primaria
- l'automazione FNC funziona solo per GMT, quando il sistema è a neutro compensato e qualora il dispositivo di atterramento sia temporaneamente indisponibile, o il sistema sia sotto-compensato, l'INT di CP interviene per 67N.S2 (guasto a terra monofase a neutro isolato), prima degli automi presenti sulla linea.

Per descrivere il funzionamento dell'automazione FNC viene utilizzato il seguente schema (Fig. 3.16):

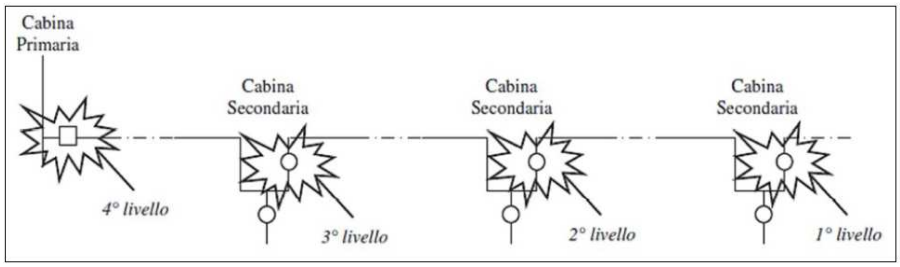


Fig. 3.16 – Definizione dei Livelli su una Linea MT

Il numero delle cabine secondarie suddivide la rete in alcune porzioni che vengono chiamate abitualmente "*livelli*". I livelli vengono indicati con un numero in ordine crescente dall'ultimo tronco di linea fino alla Cabina Primaria.

Per la descrizione del ciclo di automazione si prende in considerazione la seguente configurazione con la definizione dei livelli (Fig. 3.17):

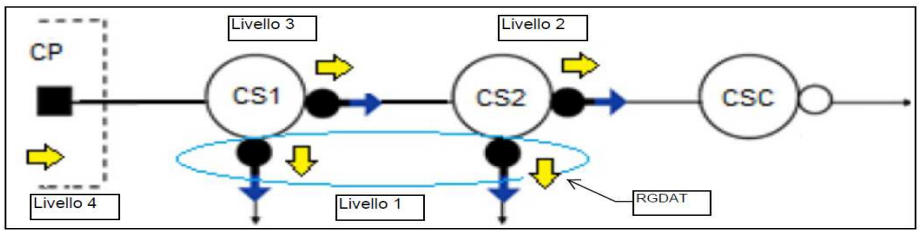


Fig.3.17 – Schema linea MT per descrizione ciclo di automazione

Per implementare la tecnica automatizzata FNC, vengono definiti dei ritardi intenzionali che definiscono l'apertura delle apparecchiature di commutazione in base al loro livello.

Tali ritardi vengono registrati nella protezione della Cabina Secondaria e nella UP e vengono scalati in maniera cronologica (livello più alto - ritardo più lungo) (Fig. 3.18).

Il riconoscimento di questi livelli rende possibile il rispetto dei seguenti criteri:

- deve essere garantita un'adeguata selettività tra l'INT in CP e l'IMS a valle;
- se si verifica un guasto a terra monofase ed è permanente, l'IMS "a monte" più vicino al guasto deve aprirsi e rimanere in posizione di "blocco". Tale IMS, in questa posizione, deve aprirsi prima di qualsiasi altro installato a monte;
- la bobina di Petersen favorisce l'autoestinzione dei guasti monofase a terra transitori (ovvero che si estinguono entro il tempo di intervento delle protezioni MT) grazie alla compensazione induttiva della corrente di guasto capacitiva, che riduce sia l'entità della corrente circolante attraverso il punto di guasto, che la tensione di recupero dei guasti d'arco.

Quando si verifica un guasto verso terra monofase, la logica dell'automazione parte con un tempo di discriminazione "Td". Questo tempo viene programmato in tutti gli IMS ed in tutte le UP situate nelle Cabine Secondarie e consente ai guasti transitori autoestinguenti verso terra senza la necessità di avviare l'azione temporizzata dell'automazione.
Quindi, nella fase iniziale del un guasto a terra si ha che:

- se il guasto transitorio si spegne prima del tempo Td, il ciclo di automazione produce un segnale di *intervento di risoluzione dalla bobina di Petersen* al Centro Operativo e la sequenza logica dell'automazione viene arrestata.
- se il guasto ha una durata maggiore di Td il ciclo di automazione invia un segnale di *intervento non risolutivo dalla bobina di Petersen* al Centro Operativo e la sequenza logica dell'automazione continua.

Nell'istante in cui si verifica un guasto a terra monofase, i rilevatori di guasto interessati inviano un segnale di rilevamento di guasto a terra che viene ricevuto dalle UP collegate. Queste UP, dopo un tempo programmato, inviano il segnale di apertura all'apparecchiatura operativa associata a questi rilevatori di guasto. Infine, dopo il tempo di apertura tramite il meccanismo di funzionamento, l'apparecchiatura "a monte" prossima al punto di guasto si apre e rimane in posizione di blocco.

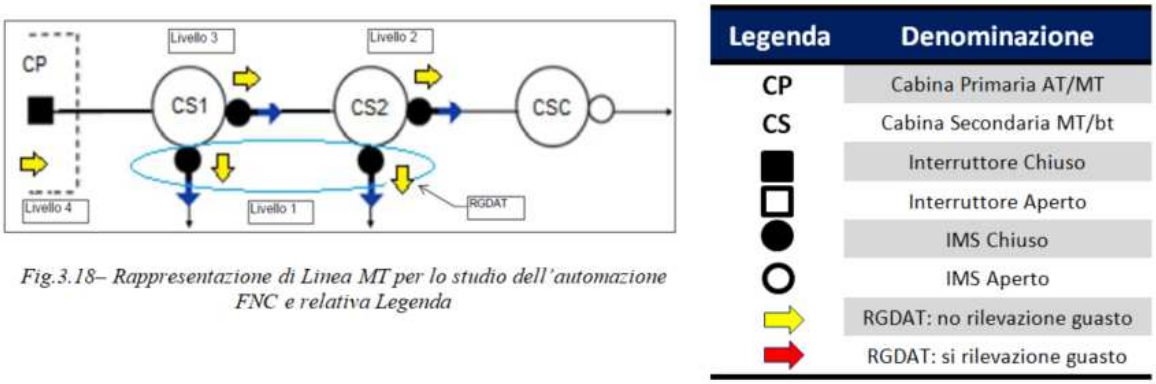


Fig.3.18– Rappresentazione di Linea MT per lo studio dell'automazione FNC e relativa Legenda

L'intervento degli automi lungo linea e quello del montante in impianto primario, sono cronologicamente scalati; ne consegue che il tempo massimo di estinzione del guasto lo si ha in caso di guasto monofase a terra (GMT) sul promo tronco, che richiede e determina l'intervento del montante in impianto primario.

Si supponga che venga rilevato un guasto monofase a terra nel tronco tra la CS2 e CSC (Cabina di confine o sezionamento). La sequenza del ciclo FNC sarà (da Fig. 3.19 a Fig. 3.22):

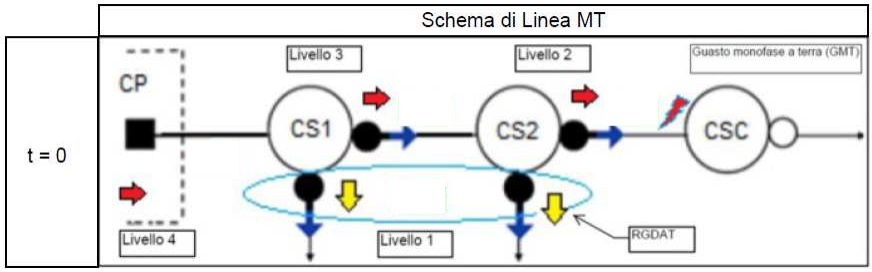


Fig. 3.19 – Presenza di un guasto monofase a terra

1. GMT rilevato dai RG in CP, in CS1 e CS2

2. RGDAT inviano un segnale di rilevamento guasti ad UP a cui sono collegati

3. Le UP ricevono questo segnale, riconoscono presenza di GMT ed avviamo l'automazione FNC

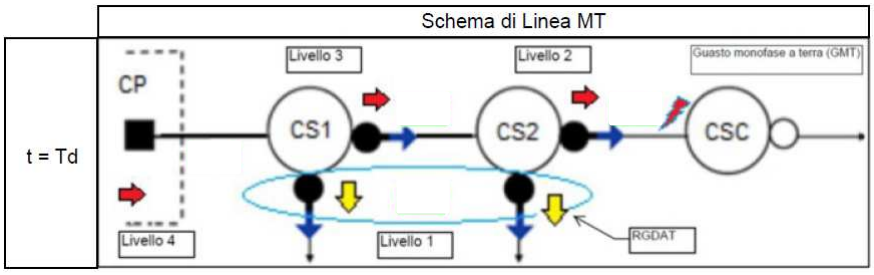


Fig. 3.20 – GMT permane per un tempo t >Td

4. Se GMT si estende oltre il tempo Td, viene inviato un segnale di "intervento non risolutivo della bobina" al Centro Operativo

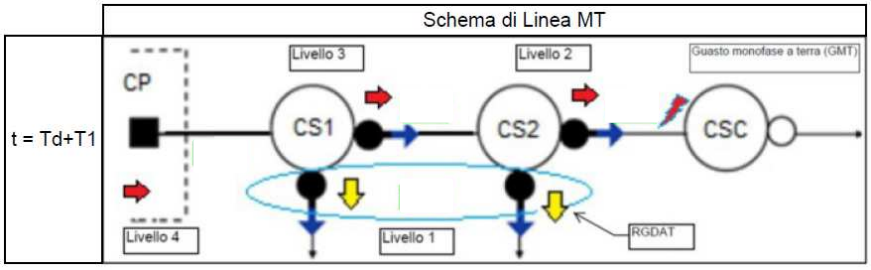


Fig. 3.21 – Attesa con presenza di un GMT per t >Td+T1

5. Superato un tempo di ritardo T1, il primo organo di manovra che aprirà sarà IMS in uscita a CS2 che interviene prima di IMS in uscita a CS1 e prima di INT in CP

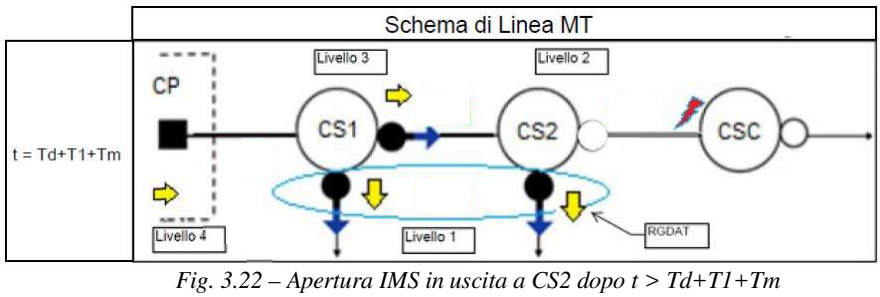


Fig. 3.22 – Apertura IMS in uscita a CS2 dopo t > Td+T1+Tm

5. Superato il tempo pari a Td+T1+Tm (tempo di movimentazione OdM), IMS in uscita a CS2 si apre definitivamente rimanendo in posizione di blocco.

6.Un segnale di apertura viene inviato al Centro Operativo.

7. I rilevatori di guasto in uscita alla CP e a CS1 non vedono più il guasto e terminano la sequenza logica FNC

3.4.3 La tecnica FRG veloce con ICS

La tecnica FRG veloce, rispetto a quella descritta precedentemente ha la presenza di un ICS (Interruttore Cabina Secondaria) che ha le medesime caratteristiche dell'interruttore di Cabina Primaria.

Tali ICS sono installati lungo la dorsale o nelle derivazioni e sono composti da un interruttore di media tensione equipaggiato con trasformatori di corrente e tensione collegati ad una protezione simile a quella installata in Cabina Primaria.

Su una dorsale è ammesso un solo ICS in serie con l'interruttore posto in Cabina Primaria ed è connesso al sistema di telecontrollo tramite unità periferica (UP).

La presenza di un ICS lungo la linea modifica le sequenze di ricerca del tronco di guasto per la tecnica FRG; le cabine di sezionamento principale, poste a monte del ICS, riconosceranno il guasto, ma non dovranno intervenire nelle manovre di selezione in quanto la selettività permetterà l'apertura dell'ICS.

Ciò è possibile perché, non essendo mancata la tensione, le cabine a monte del ICS, dopo un tempo fissato, cancellano la memorizzazione dell'intervento.

Tale ICS viene coordinato in modo cronologico rispetto a INT di CP, spezzando la linea in caso di guasto e, al termine delle richiusure previste dal ciclo di automazione, se il guasto è presente a valle nel punto in cui è installato, evita l'intervento di apertura dell'INT di CP salvaguardando gli utenti a monte del ICS i quali non risentono di nessuna interruzione.

L'ICS, a seguito di guasto persistente nel tratto di linea a valle del punto in cui è installato, effettua il ciclo di richiusura come descritto precedentemente:

Come la FRG con IMS, il ciclo di selezione automatica avviene per guasti monofase a terra e per corto circuito (Fig. 3.23):

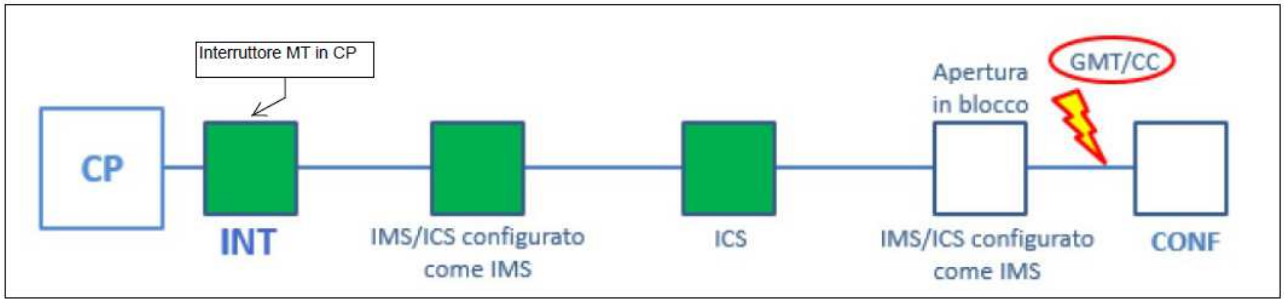


Fig. 3.23 - Guasto lungo dorsale con automazione FRG operata dall'interruttore lungo linea (ICS). Condizione della rete a seguito della fase di selezione automatica

Al fine del coordinamento delle protezioni per la selezione dei guasti monofase a terra (GMT) per reti in regime compensato si ha che le tempistiche di intervento di apertura dell'ICS comandate da UP, per automazione FRG, in caso sia presente un unico complesso RGDAT-UP-ICS in serie all'interruttore in CP di linea MT, devono essere impostate tenendo in conto:

- selettività cronometrica con la protezione 67N.S1 in testa linea MT
- selettività con i clienti MT a valle, disciplinata dalla norma CEI 0-16 tramite la taratura della protezione 67N.S1 del SPG (Sistema di protezione generale del cliente MT).

3.4.4 La tecnica FNC veloce con ICS

Avendo introdotto un organo di manovra in grado di interrompere correnti di corto circuito, uno dei tre automi FNC è abilitato all'estinzione del corto circuito, in coordinamento cronometrico rispetto l'INT di CP (Fig. 3.24).

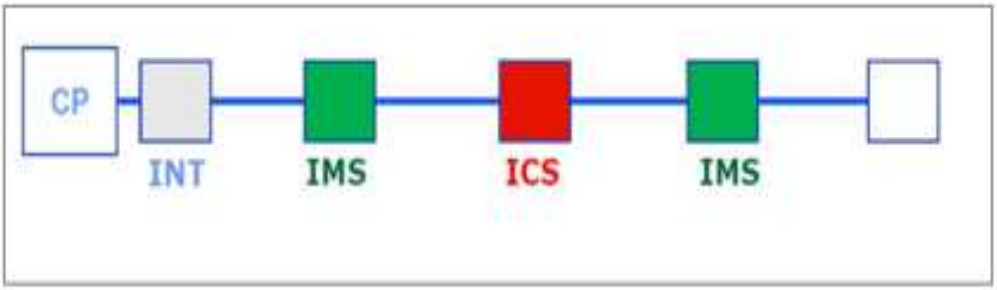


Fig. 3.24 – Presenza di un solo ICS nella logica FNC

La diffusione degli ICS, permette di avere tempi di movimentazione decisamente più rapidi: in questo modo, è possibile ridurre il tempo di permanenza del guasto, pur mantenendo 3 automi cronologicamente selettivi per GMT neutro compensato (Fig. 3.25).

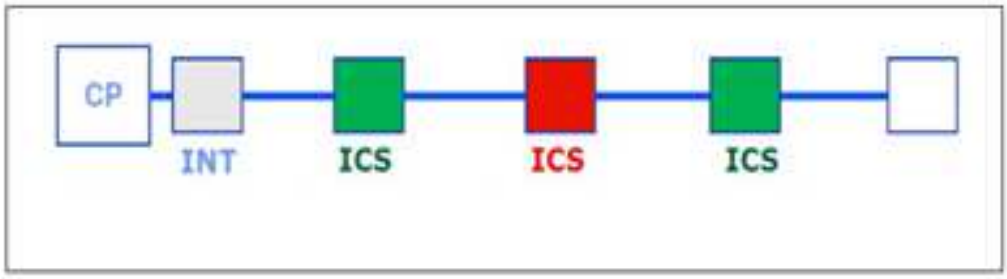


Fig. 3.25 – Presenza di ICS nella logica FNC

Le tempistiche di intervento di apertura dell'ICS comandate da UP, per automazione FNC, in caso siano presenti uno o più complessi RG-UP-ICS in serie all'interruttore di linea MT, devono essere impostate tenendo in conto:

- selettività cronometrica con la protezione 67N.S1 in testa linea MT;
- selettività cronometrica rispetto agli ICS a monte e a valle;
- selettività con i clienti MT a valle, disciplinata dalla norma CEI 0-16 tramite la taratura della protezione 67N.S1 del SPG.

L'ICS diventa selettivo anche per altre tipologie di guasto.

In definitiva, dunque, sostituendo gli IMS con ICS e mantenendo lo stesso numero di nodi automatizzati (≤ 3) per direttrice, con l'adozione del piano di taratura dei complessi RGDAT-UP-ICS in coordinamento con l'interruttore di linea su reti in NC si ottiene il beneficio in termini di una maggiore flessibilità nelle verifiche degli impianti di terra degli impianti secondari.

Capitolo 4

4.1 Il progetto P.A.N.

La diffusione massiva della generazione distribuita, basata su sistemi di produzione di piccola e media taglia che sfruttano fonti rinnovabili, generalmente intermittenti e non programmabili - come l'eolico e il fotovoltaico - ha trasformato la rete elettrica di distribuzione da sistema passivo, con flusso unidirezionale dell'energia elettrica, a sistema attivo, caratterizzato da flussi multidirezionali. Tale cambio di paradigma richiede un ripensamento profondo delle principali funzioni che assicurano il controllo della rete e, più in generale, la sicurezza e la qualità del servizio elettrico. Le problematiche più significative, dovute alle caratteristiche di intermittenza e aleatorietà delle fonti rinnovabili, riguardano ad esempio il controllo della tensione, che può subire variazioni anche in conseguenza dei repentini cambiamenti nella produzione di energia. In questo scenario, come già descritto nei precedenti capitoli, nascono le Smart Grid, in grado di raccogliere dati in tempo reale da un elevatissimo numero di nodi della rete di distribuzione (cabine primarie e secondarie, produttori/consumatori, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, ecc.) e gestire queste informazioni per assicurare un sistema elettrico flessibile ed affidabile con basse perdite e una elevata qualità del servizio in termini di affidabilità della fornitura, sicurezza fisica e rispetto dell'ambiente. Una rete intelligente contribuisce anche alla sostenibilità ambientale, non solo favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili ma anche informando i cittadini sui loro consumi energetici.

Dopo una fase di intensa attività di ricerca e sviluppo in cui sono state messe a punto le tecnologie di base per rendere Smart la rete di distribuzione e sull'onda dei risultati positivi registrati con l'applicazione di tali tecnologie innovative nell'ambito di diversi progetti dimostrativi, nel 2014 è stato lanciato il Puglia Active Network (P.A.N.). Il P.A.N. è il più esteso progetto di Smart Grid che rappresenta il primo tentativo su base regionale di trasformare una rete elettrica in una logica Smart Grids e si concentra negli ambiti di media e bassa concentrazione della popolazione, ovvero fuori dai grossi centri urbani pugliesi. Attraverso l'intervento in oltre 8.000 nodi nevralgici (Cabine Primarie, Centri Satellite, Cabine secondarie ed IMS da palo) si avrà una mappa esaustiva della *performance* di rete e permetterà di ottimizzarne l'utilizzo. Il dialogo di questi 8.000 nodi avverrà attraverso una tecnologia di comunicazione avanzata.

Il P.A.N. è nato in risposta alla seconda chiamata del bando europeo NER300 che rappresenta una iniziativa della Commissione UE e della Banca Europea per gli investimenti nata con lo scopo di finanziare progetti dimostrativi di nuove tecnologie messe a punto per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Questo progetto, dal valore complessivo di 170 milioni di euro (cofinanziati al 50% dalla UE) consente ad e-distribuzione di confermarsi la leadership tecnologica nel campo delle Smart Grids e prosegue il percorso di digitalizzazione delle reti, già avviato con l'introduzione del telecontrollo e dell'automazione di rete e del contatore elettronico.

4.2 Obiettivi del Progetto P.A.N.

Obiettivo principale del progetto è quello di migliorare le prestazioni della rete elettrica e abilitare una gestione innovativa della rete. Diverse sono le funzionalità che saranno rese disponibili anche grazie allo sviluppo di un sistema di comunicazione "*always on*", basato su un' infrastruttura che da un lato possiede un'alta capacità di trasporto delle informazioni (banda larga) e dall'altro ha tempi di latenza molto ridotti compatibili con i requisiti più stringenti necessari all'implementazione delle funzionalità Smart Grid. I vantaggi indubbi che ne deriveranno per il territorio sono riconducibili a tre differenti aspetti:

- abbattimento della CO_2;
- "miglio zero" delle nuove infrastrutture di rete e gestione della rete di distribuzione attiva ad alte prestazioni in termini di esercizio;
- aumento della "Hosting Capacity" e riduzione dei vincoli all'integrazione di un gran numero di impianti da fonti rinnovabili sulla rete

La razionalizzazione degli schemi di rete consentirà infatti in primo luogo di ridurre le perdite di energia sulla rete, con il riflesso positivo di ridurre sensibilmente l'emissione atmosferica di CO_2. In secondo luogo, anziché realizzare nuove infrastrutture, si potrà utilizzare al meglio quella esistente – il "miglio zero" – con un significativo miglioramento in termini paesaggistici e ambientali. Il terzo vantaggio – la "hosting capacity"- è conseguenza del precedente. Una rete "intelligente" è in grado di accogliere un quantitativo maggiore di energia derivanti da fonti rinnovabili, rendendo la rete pugliese ancora più "*verde"* di quanto non lo sia già oggi.

In particolare, la gestione attiva della rete di media tensione ovvero lo sviluppo di funzionalità avanzate di automazione per la selezione ed isolamento dei guasti, consentirà una rapida ed ottimizzata riconfigurazione della rete elettrica, migliorerà la qualità del servizio e ridurrà le interruzioni di energia elettrica. È previsto anche un continuo monitoraggio e controllo della Generazione Distribuita e delle tensioni lungo la linea che aumenterà la "hosting capacity" della rete elettrica favorendo un maggiore sviluppo delle fonti di energia rinnovabili. Le funzionalità Smart Grid, inoltre, saranno in grado di offrire nuovi servizi ai cittadini.

Il progetto prevede, infatti, la realizzazione di una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici su scala regionale, perfettamente integrata nella rete di distribuzione: le stazioni di ricarica elettrica saranno dislocate in modo da coprire l'intero territorio regionale e permetteranno il collegamento con le regioni limitrofe.

Grazie al P.A.N., infine, saranno resi disponibili i kit Smart Info, dispositivi che informano in tempo reale gli utenti sui propri consumi, favorendo così un uso più consapevole dell'energia.

4.3 Descrizione dei nodi MT e dei servizi di rete del progetto P.A.N.

Cabina Primarie e Centri Satellite/Smistamento

Il progetto ha previsto l'intervento in 102 Cabine Primarie AT/MT ed in 100 Centri Satellite/Smistamento MT/MT ubicati nei punti appartenenti ad aree di media e bassa concentrazione per un totale di 202 nodi primari [9].

Cabine Secondarie ed IMS da palo

Il progetto ha previsto l'intervento in circa 8.000 nodi secondari composti sia da Cabine Secondarie MT/BT che da IMS da palo [9]. La scelta di quali nodi includere nel progetto è basato principalmente su alcuni criteri come il passo di telecomando, la posizione del nodo sullo schema di rete (cabina di confine, IMS da palo di confine), la tipologia del nodo (cabine di confine, cabine di arroccamento, IMS da palo) ed il numero di clienti bt alimentati da ciascuna cabina secondaria (la maggior parte delle cabine presenti sui distributori urbani sono state quasi totalmente incluse).

Clienti MT

Il progetto ha previsto il coinvolgimento di clienti MT passivi ed attivi [9] nella rete al fine di telecontrollarli a distanza ed eventualmente procedere con il tele-scatto, soprattutto nelle condizioni di guasto o per comandare la riduzione di consumo (per i clienti passivi) e di generazione (per i clienti attivi).

Per consentire un sufficiente livello di controllo della tensione su tutta l'area, sono state considerate un certo numero di cabine di consegna MT di produzione dove, sono state implementate sia all'interno del locale utente e sia nella cabina di consegna lato e-distribuzione, particolari dispositivi al fine di monitorare i flussi di energia attivi.

I clienti passivi che sono inclusi nel progetto sono quelli con potenza contrattuale maggiore di una certa soglia in prelievo e aventi una posizione strategica sullo schema di rete. Anche in questi nodi sono stati installati alcuni dispositivi innovativi sia nel locale utente che nella cabina di consegna.

Smart Service

I clienti BT residenti nell'area geografica della Valle d'Itria saranno dotati di Smart Info. In questa parte della regione le principali sfide sulla rete sono quelle di soddisfare i picchi di domanda causati dal consumo energetico delle famiglie, che viene classificato in base al riscaldamento in inverno e, in alcuni casi più frequentemente, al condizionamento dell'aria in estate.

Lo Smart Info consente ai clienti di accedere alle informazioni sui consumi per organizzare in modo più efficiente l'uso degli apparecchi e dei dispositivi di riscaldamento e raffreddamento.

Stazioni di ricarica per veicoli elettrici

Le stazioni di ricarica distribuite su tutto il territorio regionale daranno la possibilità di promuovere l'utilizzo dei veicoli elettrici

4.4 Componenti innovativi installati nei nodi di rete in ottica Smart Grid

Lo Standard IEC 61850

Alla base della Smart Grid così come concepita oggi vi è una rete di in grado di garantire la comunicazione "always on" secondo lo Standard IEC 61850. L'IEC 61850 è lo standard internazionale comunemente utilizzato per la comunicazione fra IED (Intelligent Electronic Devices) installati in una cabina primaria. La soluzione di e-distribuzione estende i confini delle cabine primarie comprendendo gli IED di protezione e controllo installati nelle cabine secondarie, sempre utilizzando lo standard IEC 61850. Questa soluzione richiede una rete di comunicazione, a bassa latenza ed altamente affidabile.

4.4.1 Cabina Primaria:

I principali componenti innovativi sono:

TPT2020

Costituisce l'RTU (Remote Terminal Unit) dell'impianto primario e si interfaccia al sistema di telecontrollo di e-distribuzione.

Alcune delle funzioni principali sono:

- acquisizione telesegnali e telemisure in arrivo dall'impianto;
- elaborazione in autonomia sequenze automatiche locali;
- esecuzione comandi remoti, richiesti dal Sistema Centrale;
- gestione archivi dei dati di esercizio e di registrazione cronologica degli eventi;
- gestione la funzione di distacco carichi.

I componenti che comunicano in 61850 con il TPT2020 sono, per la cabina primaria:

- protezione integrata di trasformatore AT/MT (PIT);
- pannello di protezione multifunzione che svolge molteplici funzioni di protezione.

Router LTE e Router TLC

Il router LTE ha una doppia funzionalità:

- garantire le comunicazioni Smart Grid, tramite la rete LTE, con le cabine secondarie afferenti alla stessa CP;
- instradare il traffico dati dal TPT2020 verso il router di telecontrollo.

Il router di telecontrollo (TLC) garantisce la connettività "always on" per il telecontrollo dell'impianto secondario.

Switch:

È un componente che permette il dialogo su protocollo IEC 61850 tra i pannelli di protezione e l'apparato periferico TPT2020, nonché la connessione al router.

Trasformatori di corrente a nucleo apribile:

Trasformatore amperometrico, del tipo toroidale a nucleo apribile, per installazione sulle linee MT come terzo TA di fase In generale negli impianti primari unificati di e-distribuzione il TR AT/MT è a collegamento stella/stella con neutro connesso a terra tramite bobina di Petersen. Sul lato MT sono presenti normalmente due TA di fase. Il progetto prevede l'installazione di un terzo TA necessario soprattutto in fase di analisi, diagnostica ed errori di cablaggio.

Pannello di protezione TR AT/MT e regolatore di tensione:

La protezione integrata di Trasformatore realizza in un unico dispositivo le funzioni di protezione contro guasti e sovraccarichi relativi al singolo trasformatore AT/MT e alle sbarre MT di Cabina Primaria

Pannello di protezione multifunzione della sezione MT

È un dispositivo che a seconda della programmazione software può svolgere differenti funzione di protezione, come ad esempio quella di linea MT.

La Cabina Primaria di tipo "Smart" introduce un nuovo modo di comunicazione tra gli apparati. Gli apparati riceveranno parametri di configurazione che tengono in considerazione la presenza degli altri apparati di protezione e controllo in cabina primaria e secondaria.

4.4.2 Centro Satellite/Smistamento

I principali componenti di telecontrollo, protezione e comunicazione di base per la realizzazione di un centro satellite per applicazione Smart sono:

- TPT 2020;
- pannello di protezione multifunzione della sezione MT;
- router LTE;
- switch;
- nuove stazioni di energia;
- installazione di TA aggiuntivi.

4.4.3 Cabina di Consegna produttore MT

I principali dispositivi che si prevede di installare in Cabina di Consegna sono i seguenti

- quadro DY900 con interruttori e scomparto risalita cavo;
- rilevatori di guasto direzionali e misura (RGDM);
- Smart Termination con sensori di tensione e corrente;
- Unità Periferica;
- router LTE;
- predisposizione in fibra ottica per la comunicazione, tramite standard IEC 61850, con i dispositivi che vengono installati nel locale utente (IRE, interfaccia di regolazione energia – IPR, interfaccia di protezione).

4.4.4 IMS da Palo

I componenti di base per la realizzazione di un punto di sezionamento con IMS da palo sono:

- IMS da palo;
- TMA (Trasformatore metallico autoprotetto);
- Dispositivo RGDAT Outdoor;
- Unità Periferica;
- Router LTE.

4.4.5 Cabina Secondaria

I principali dispositivi che si prevede di installare in Cabina di Consegna sono i seguenti:

- Rilevatori di guasto direzionali e misura (RGDM);
- Smart Termination con sensori di tensione e corrente;
- Unità Periferica;
- Router LTE.

L'analisi dei rilevatori di guasto direzionale e misura (RGDM) saranno analizzati nel capitolo successivo.

Smart Termination

Gli Smart Termination (Fig. 4.1) sono dei terminali MT in aria includente sensoristica per misurare tensioni e corrente. Sono installati al posto dei classici terminali MT che vengono attestati negli scomparti MT senza apporre nessuna modifica strutturale allo scomparto stesso.

Sono caratterizzati da:

- sensore passivo di tensione costituto da un partitore resistivo/capacitivo;
- sensore di corrente costituto da bobina Rogowsky.

I segnali di corrente e tensione in uscita dai sensori saranno elaborati dall'apparecchiatura RGDM per le seguenti funzionalità:

- rilevamento di guasti polifase e fase-terra, con isolamento o messa a terra mediante neutro ad impedenza;
- rilevamento assenza di tensione di rete;
- tensione di misura e potenza attiva e reattiva sulla linea MT;
- misurazione della tensione e della corrente THD (per il monitoraggio PQ);
- azionamento dell'apertura e chiusura dell'interruttore automatico in caso di guasti o comandi a distanza;

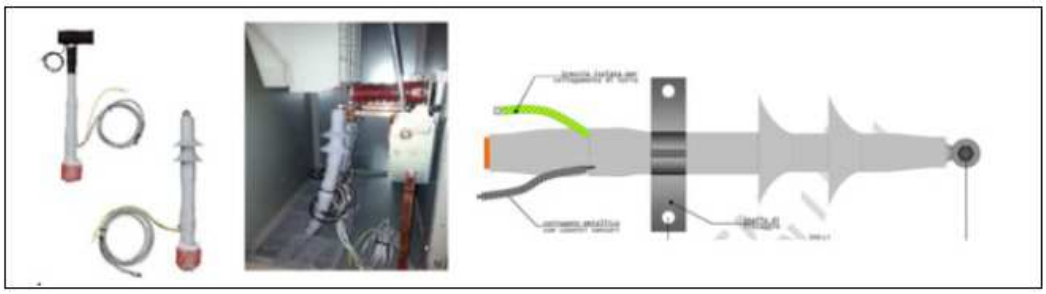


Fig. 4.1 – Smart Termination

Unità Periferica (UP)

Diverse sono le funzioni che svolge l'unità periferica installata nelle cabine secondarie:

- comunicazione con le apparecchiature centrali e provvedono all'inoltro verso il campo, costituito da sezionatori sotto carico, interruttori, dagli interruttori BT motorizzati della Cabina Secondaria, dei comandi remoti ricevuti dal Centro;
- comunicazione verso le protezioni di cabina secondaria (RGDM) può avvenire in protocollo IEC 61850. La comunicazione con i rilevatori di guasto (RGDAT) e gli interruttori (es: DY800, DY900) permane di tipo filato.
- rilevazione dello stato degli organi di manovra e la diagnostica di apparato e li rendono disponibili al Centro;
- acquisizione gli interventi dei dispositivi Rilevatori di guasto (RGDM o RGDAT), installati in corrispondenza degli organi di manovra dei tronchi da monitorare, e li memorizzano, corredati di data/ora di insorgenza, per renderli disponibili all'Unità Centrale;
- attuazione di procedure automatiche per la selezione del tronco guasto;
- acquisizione delle misure del campo (temperatura interna di cabina, correnti, etc.) e le rendono disponibili al Centro.

Tutte le apparecchiature installate nella cabina secondaria (UP, Organi di Manovra e rilevatori di guasto) sono alimentate da un'apposita stazione di energia a 24Vcc contenuta all'interno dell'UP.

L'Unità Periferica di telecontrollo UP è costituita da tre blocchi funzionali distinti:

1. apparato di teleoperazioni comprensivo di Unità di Elaborazione, schede di I/O, connettori e morsetti di interfacciamento con il campo;
2. alimentatore/carica batterie alloggiati entrambi in un armadio contenitore, quest'ultimo disponibile in versione da cabina o per installazione da palo;
3. apparato di trasmissione sul vettore impiegato, modem/router.

Nell'armadio sono inoltre alloggiate le batterie e una morsettiera per alimentazione UP in caso di mancanza tensione. Allo stato attuale sono adottati modelli di UP che colloquiano esclusivamente mediante connessioni fisiche con classici connettori, sia con RGDAT/RGDM. Sono adottate sempre interfacce filate anche per la connessione con gli organi di manovra motorizzati IMS, ICS, ed interruttori BT. Grazie al processo di digitalizzazione della rete è stata introdotta su UP la possibilità di colloquio con il sistema centrale STM, tramite una connessione IP di tipo permanente.

Di seguito si riportano qualche esempio di UP (Fig. 4.2):

Fig. 4.2 – Unità Periferica

4.5 Il Sistema di Telecontrollo della Rete MT (STM)

Il Sistema di Telecontrollo della rete MT (STM) permette:

- il controllo in tempo reale della rete MT;
- la configurazione e la supervisione della selezione automatica o manuale del tronco di rete guasto, l'isolamento del guasto stesso e la rialimentazione dei tronchi sani, eseguita dalle unità periferiche (UP);
- variazioni d'assetto della rete (per guasti, lavori o modifiche permanenti d'assetto) tramite telecomandi e con un ridotto impiego di personale operativo;
- il reperimento dei dati più significativi per l'esercizio, in modo da condurre analisi in tempo differito sullo stato della rete, sui disservizi e le loro cause come ad esempio:
  - visualizzazione del numero dei clienti MT e BT disalimentati;
  - visualizzazione, per tutte le linee MT di possibile controalimentazione della linea sede di guasto.

Con il sistema di telecontrollo è possibile ottenere, in tempi brevi, una riduzione significativa della durata cumulata delle interruzioni lunghe senza preavviso per i clienti BT.

Il Centro Operativo dispone a video della rappresentazione schematica della linea MT e delle CS interessate al telecontrollo con le relative indicazioni riguardanti lo stato degli organi di manovra (IMS o ICS), l'eventuale intervento dei rilevatori della corrente di guasto (RGDAT o RGDM) e altri dati relativi all'impianto telecontrollato.

Il sistema è composto da un'Unità Centrale (UC) installata presso il CO dei singoli Esercizi e da Unità Periferiche di Telecontrollo (UP) installate nelle Cabine Secondarie equipaggiate per il telecomando.

La comunicazione tra il Centro e le UP è prevalentemente realizzata tramite rete telefonica cellulare GSM. Ma grazie al progetto P.A.N. i nodi interessati non sono più gestiti mediante rete telefonica ma risultano essere sempre disponibili in qualsiasi momento eliminando i tempi di attesa di chiamata inoltrate alle UP: nodo always on.

Capitolo 5

5.1 Confronto tra RGDAT e RGDM

La presente trattazione vuole mettere in risalto l'evoluzione delle apparecchiature installate in cabina secondaria per la rilevazione delle diverse tipologie di guasto. L'analisi riguarda l'introduzione di un nuovo dispositivo chiamato RGDM che sostituisce il dispositivo RGDAT. L'RGDM rappresenta uno dei componenti principali che caratterizzano il progetto P.A.N.
In generale il solo sistema di protezione non garantisce il requisito di continuità di servizio, essenziale alla rete. Per tal motivo è necessario affiancare al sistema di protezione alcune manovre automatiche eseguite da parte di organi specifici della rete, al fine di ridurre al minimo sia i tempi di individuazione del guasto che la porzione di rete non alimentata.
In linea di principio, ai fini del telecontrollo e dell'automazione, le cabine secondarie devono prevedere:

- la presenza di almeno un IMS motorizzato con capacità di mantenimento dell'isolamento se si trova in stato aperto.
  In linea di principio un IMS non è in grado di interrompere una corrente di guasto, la cui funzione spetta all'interruttore MT in CP;
- una UP (Unità Periferica) con le funzioni di telecontrollo e di automazione locale degli IMS;
- la generazione del segnale di Presenza Tensione di Sbarra.

Grazie al progetto P.A.N, come già descritto, tutte le cabine secondarie facenti parte del progetto sono state allestite con almeno un ICS (Interruttore Cabina Secondaria). Tale scomparto è una apparecchiatura da interno per cabina secondaria, che presenta caratteristiche più performanti rispetto agli organi di manovra tipo IMS. L'ICS è dotato di un interruttore MT sottovuoto od in SF6, a comando elettrico con caratteristiche analoghe a quelle degli interruttori di Cabina Primaria, un sezionatore MT di linea ed uno di terra isolati in aria, entrambi a comando manuale, una piastra per il fissaggio dell'RGDAT e un connettore per la connessione con l'Unità Periferica di telecontrollo.

Le sue caratteristiche elettriche e meccaniche consentono manovre con tempi molto ridotti con un numero di manovre molto elevato.
L'utilizzo dell'ICS permette una migliore selettività sui guasti a valle del punto in cui è installato, impedendo l'apertura degli interruttori di CP, sia per guasto direzionale di terra che per guasto di massima corrente.

Tuttavia, poiché il coordinamento tra le due protezioni è di tipo cronometrico, esistono limitazioni al tempo massimo di mantenimento del guasto (limite termico dei conduttori adottati) ed è, pertanto, possibile utilizzare al più un solo ICS a centro linea.
Per svolgere le sue funzioni di telecontrollo ed automazione l' ICS si interfaccia, come nel caso degli IMS, con:

- RGDAT/RGDM;
- UP.

Di seguito viene eseguito un confronto tra il dispositivo RGDAT e il dispositivo RGDM.

RGDAT – Rilevatore Guasto Direzionale di terra e di Assenza Tensione

Il Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza Tensione (RGDAT) è un dispositivo previsto per essere installato in corrispondenza degli stalli di linea MT delle cabine secondarie telecontrollate, al fine di rilevare la presenza di guasti e la presenza/assenza di tensione sulla linea. Nasce negli anni 90' come dispositivo da implementare nelle reti per l'automazione.
È in grado di funzionare sia in reti a neutro isolato sia a neutro compensato e produrre due distinte segnalazioni per corrente di corto circuito (adirezionale) e per corrente di guasto a terra (direzionale).
Il dispositivo RGDAT misura:

- le correnti di linea e la corrente omopolare per mezzo di trasduttori di corrente installati in corrispondenza degli stalli di linea MT; normalmente attraverso 2 TA di fase e un TA per la misura della corrente residua (legata alla corrente omopolare);
- le tensioni di linea, utilizzando i segnali di tensione forniti dai partitori capacitivi che normalmente, quando installati su quadri MT protetti, alimentano le lampade indicatrici di presenza tensione.

Il RGDAT deve rivelare i seguenti eventi:

- passaggio di sovracorrenti di fase superiori ad una soglia fissa impostata dal distributore (**funzione di massima corrente di fase**);
- passaggio di correnti residue in presenza di tensione omopolare dovute a guasto monofase a terra (**funzione di rilevazione direzionale del guasto a terra a NC e NI**);
- passaggio di correnti residue in presenza di tensione omopolare dovute a guasto doppio monofase a terra (**funzione di massima corrente direzionale di terra**);
- **presenza di tensione sulle fasi MT;**
- **massima tensione omopolare**;
- **massima tensione di sequenza inversa**;
- **minima tensione di sequenza diretta**;
- **supervisione sensori di tensione;**
- **rilevazione protezione per archi intermittenti a terra;**

Nel 2010 è stato introdotto l'Allegato A70 del Codice di Rete che fissa determinati requisiti per la gestione distribuita (con riferimento all'isola indesiderata). Tale indicazioni vengono implementate nel dispositivo che prende il nome di RGDA A70.

Di seguito viene presentata una breve descrizione degli eventi:

Funzione di rilevazione direzionale del guasto a terra a NC e NI (67N.S1 E 67N.S2)

La funzione di rilevazione direzionale del guasto monofase a terra deve rivelare condizioni di guasto a valle del punto di installazione, con riferimento al verso di alimentazione della linea. Per soddisfare questo requisito in tutti i casi e in tutte le condizioni di alimentazione della linea MT, è presente una funzionalità specifica, detta inversione. L'inversione di direzione viene comandata a distanza attraverso l'unità periferica di telecontrollo UP.

Le possibili condizioni di installazione del dispositivo RGDAT sono illustrate nella seguente figura (Fig. 5.1).

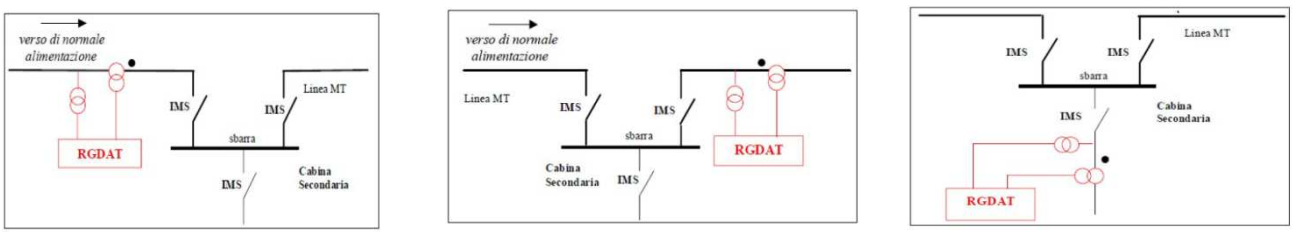


Fig.5.1 – Modalità di installazione RGDAT

Al fine dell'intervento delle protezioni direzionali di terra è necessario definire il concetto di "settore di intervento" ossia una condizione di relazione angolare tra i fasori di tensione omopolare e corrente omopolare, che permette di discriminare la direzione del guasto, ovvero la posizione (Fig. 5.2).
La soglia direzionale per la protezione contro i guasti a terra è costituita dal contemporaneo verificarsi di tre condizioni:

- valore di tensione omopolare superiore ad un certo limite (**limite in tensione**);
- valore di corrente omopolare superiore ad un certo limite (**limite in corrente**);
- angolo di sfasamento relativo compreso in un certo intervallo (**condizione angolare**).

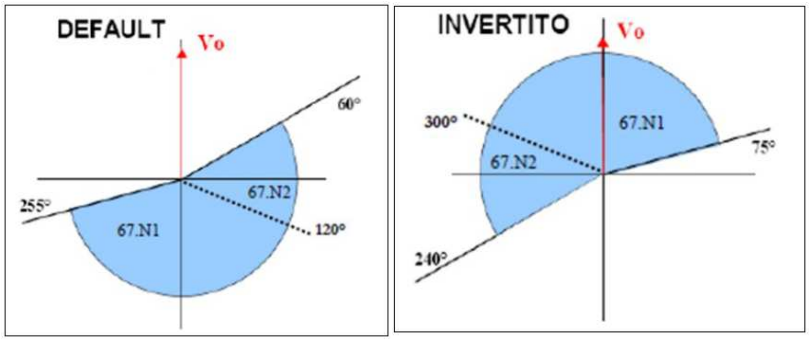


Fig.5.2 – Settori di intervento RGDAT

Funzione di rilevazione massima corrente di fase e massima corrente di terra (50 – 51N)

Per la rilevazione del guasto polifase o doppio monofase a terra, RGDAT-A70 misura le tre correnti di fase, più la corrente omopolare misurata o calcolata per somma con metodo Holmgreen (toroide che racchiude le tre fasi insieme) fornendo rispettivamente una segnalazione di scatto 50 o 51N mediante la chiusura del rispetivo contatto del relè. Le condizioni che determinano l'intervento della protezione di massima corrente sono:

- **50**: superamento soglia di fase (I_4,I_8,I_{12});
- **51N**: superamento soglia omopolare (I_0).

Funzione di segnalazione presenza tensione (59)

La funzione controlla la tensione delle tre fasi e fornisce la segnalazione di presenza tensione quando il valore di almeno una delle tensioni risulta superiore al 80% del valore nominale della tensione di fase.

La funzione di segnalazione presenza tensione dispone di due soglie:

- intervento, impostata al 80% della tensione nominale di fase;
- ripristino, impostata al 20% della tensione nominale di fase.

Tali soglie discriminano il passaggio tra gli stati di presenza/assenza tensione.

Funzione di massima tensione in sequenza omopolare, inversa e minima tensione in sequenza diretta

Il superamento di una delle tre soglie agisce sulla modalità di chiusura/apertura del contatto relè utilizzato per la funzione 67N, eccitandolo.

Le equazioni per il calcolo delle grandezze sono:

$$V_o = \frac{\vec{V}_4 + \vec{V}_8 + \vec{V}_{12}}{3} \qquad \text{(Eq. 11)}$$

Tensione alla sequenza omopolare

$$V_d = \frac{\vec{V}_4 + \bar{\alpha}\vec{V}_8 + \bar{\alpha}^2\vec{V}_{12}}{3} \qquad \text{(Eq. 12)}$$

Tensione alla sequenza diretta

$$V_i = \frac{\vec{V}_4 + \bar{\alpha}^2\vec{V}_8 + \bar{\alpha}\vec{V}_{12}}{3} \qquad \text{(Eq. 13)}$$

Tensione alla sequenza inversa

Funzione di supervisione sensori di tensione (Vss):

La permanenza della tensione omopolare al di sopra della soglia programmata, protrattasi per un tempo maggiore di quanto impostato sul relativo temporizzatore, attiva la funzione Vss.

Questa funzioneviene utilizzata per determinare la condizione di malfunzionamento sul sistema di misura della tensioni.

In questi casi si può valutare di procedere con l'installazione dello Smart Termination Light. Trattasi di un terminale MT unipolare, con sensore di presenza di tensione integrato, completamente interfacciabile con il RGDAT. In sostanza lo Smart Termination Light svolge lo stesso ruolo ad oggi ricoperto dai partitori capacitivi degli scomparti.

Proprio per questa loro caratteristica, essi possono rappresentare una soluzione nei casi di impianti ubicati in aree particolarmente umide o inquinate in cui vengono riscontrati malfunzionamenti da parte del RGDAT per errori nella rilevazione della tensione secondaria da parte dei partitori capacitivi installati a bordo quadro MT.

Di seguito in Fig. 5.3 è rappresentato un RGDAT:

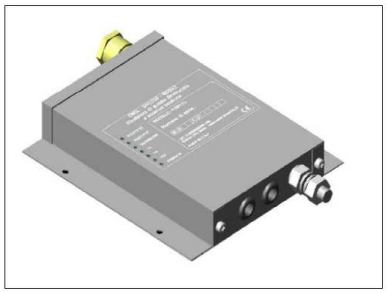


Fig.5.3 – Dispositivo RGDAT

Oltre agli RGDAT installati in Cabina Secondaria (Indoor) esistono anche RGDAT installati sui sostegni di media tensione (Outdoor) dove sono installati gli IMS da palo. Di seguito si riportano alcune immagini esemplificative di RGDAT Outdoor (Fig. 5.4).

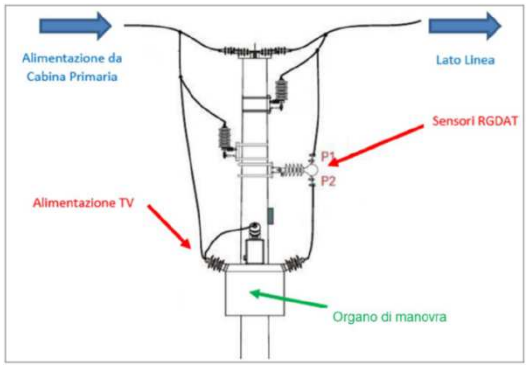


Fig.5.4 – RGDAT outdoor

Altra soluzione di installazione di un RGDAT Outdoor (Fig. 5.5) è quando si è in presenza di cabine MT/BT in elevazione:

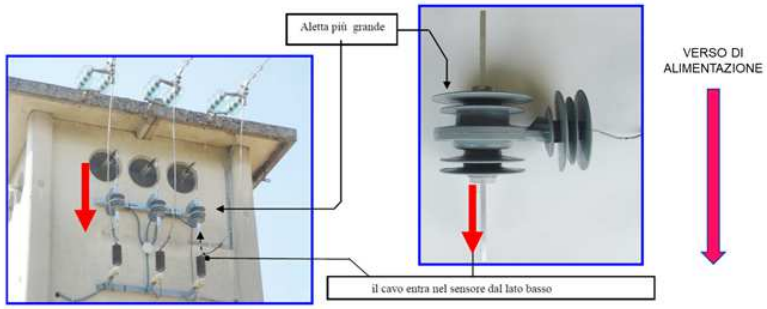


Fig.5.5. – RGDAT outdoor su cabine secondarie in elevazione

RGDM – Rilevatore Guasto Direzionale di terra e Misura

Il dispositivo RGDM seppur mantenendo le medesime funzione di protezione già presenti su RGDAT implementa nuove logiche per rendere la rete di distribuzione più "Smart".

Il dispositivo viene collegato ad una terna di sensori integrati di corrente-tensione di fase, chiamati TA e TV, dai quali deve ricavare anche le grandezze omopolari V_0 ed I_0. È dotato di una interfaccia di comunicazione evoluta di tipo Ethernet mediante la quale è in grado di veicolare informazioni secondo la suite di protocolli prevista dallo standard IEC 61850 che permette l'interoperabilità fra un elevato numero di soggetti e lo sviluppo di applicazioni e servizi in modo competitivo e uniformato.

Come si vedrà nelle nuove logiche di automazione, mediante RGDM si passa da una selettività cronometrica tra gli apparati di protezione ad una selettività logica che consentirà di individuare il guasto e sezionare solamente il tronco interessato, diminuendo il disservizio per gli utenti allacciati alla stessa linea MT a monte del guasto. In questo progetto assume un ruolo essenziale il sistema di comunicazione, che consente di implementare la selettività logica tra gli RGDM e la cabina primaria (CP), i dispositivi generali (DG) e dispositivi di interfaccia (DDI) delle utenze attive e passive allacciate alla rete di distribuzione.

L'implementazione di logiche basate sulla comunicazione consente, grazie allo scambio di informazioni tra la GD e la rete, una reale integrazione della GD nel sistema elettrico e la creazione di una rete di comunicazione economica, flessibile ed affidabile.

Come gli RGDAT, anche gli RGDM vengono installati nelle Cabine Secondarie telecontrollate (nelle tre diverse configurazioni così come definito nel paragrafo dell'RGDAT) allo scopo di rilevare i guasti tra le fasi ed i guasti verso terra sia su reti a neutro isolato che su reti a neutro compensato senza necessita di modifiche delle predisposizioni nel passaggio da una configurazione di rete all' altra ed indipendentemente dal verso di alimentazione ed altre tipologie di eventi:
In particolare, svolge le seguenti funzioni di protezione:

- **protezione di massima corrente di fase;**
- **protezione di massima corrente verso terra;**
- **protezione direzionale di terra a NC e NI;**
- **protezione per doppio guasto monofase a terra;**
- **rilevazione direzionale di archi a terra intermittenti;**
- **protezione direzionale di massima potenza attiva;**
- **ritenuta di seconda armonica per correnti di in rush;**
- **assenza presenza tensione.**

Oltre alle funzioni di protezione appena elencate, RGDM è in grado di:

- registrare degli eventi e memorizzare loro notifica;
- elaborare curve oscilloperturbografe con relativo trasferimento dei file;
- eseguire comando di tele scatto agli RGDM elettricamente installati a valle e alle Protezioni di Interfaccia di cabina di consegna;
- inviare segnali di blocco agli RGDM elettricamente installati a monte;
- ricevere segnali di sincronizzazione;
- funzionare con parametri e logiche locali in caso di mancanza rete di comunicazione;
- misurare valori di potenza attiva e reattiva del punto in cui è installato ed inviarli all'unita periferica di teleoperazioni (TPT) in CP;
- identificare e inviare dei segnali ai generatori sottesi che devono partecipare alla regolazione di tensione sulla base di indicazioni di incremento/decremento tensione o potenza reattiva ricevuta da TPT;

Definizione degli ingressi di misura

Sono disponibili tre ingressi:

- tre ingressi amperometrici di fase;
- tre ingressi voltmetrici di linea;
- un relè che misura le correnti e tensioni di fase e ricava internamente la corrente e la tensione residua (che sarà utilizzata per il calcolo della tensione e corrente omopolare) e le tensioni concatenate.

Elaborazione dei segnali misurati

Il sistema comprende diversi livelli di elaborazione:

- acquisizione (livello base);
- misure dirette dei segnali fisici (primo livello);
- misure calcolate (secondo livello).

Acquisizione (livello base):

Sui segnali d'ingresso provenienti dai sensori installati sulla linea, il relè effettua il campionamento delle grandezze elettriche di tensione e corrente di fase. A partire dai valori campionati il relè elabora una serie di misure che vengono utilizzate per funzioni di protezione/monitoraggio/controllo e/o per visualizzazione a display o alle interfacce di comunicazione seriale e/o per registrazione oscillografica

Le principali misure elaborate dal relè, a partire dai valori campionati delle grandezze di ingresso sono raggruppate e classificate in:

Dirette:

I valori istantanei di ingresso provenienti dalle Smart Termination sono elaborati mediante l'algortimo DFT (Discete Fourier Transform) che ha la funzione di approssimare qualsiasi funzione continua in una somma di funzioni periodiche (seno e coseno) allo scopo di calcolarne l'ampiezza e la fase della componente fondamentale (Fig. 5.6 e 5.7):

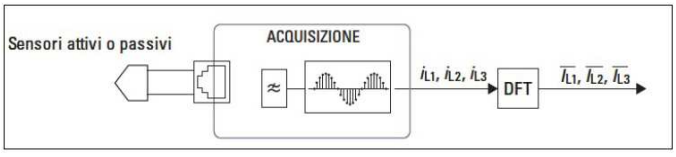


Fig. 5.6 - Ampiezza delle correnti di fase

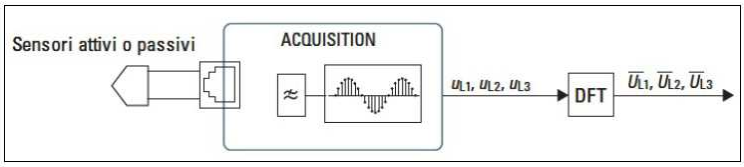


Fig.5.7 - Ampiezza delle tensioni di fase

Calcolate:

Le misure fisiche sono composte vettorialmente; per ognuna delle grandezze sottoelencate viene restituita la misura in valore efficace (RMS) della componente fondamentale (Fig. 5.8).

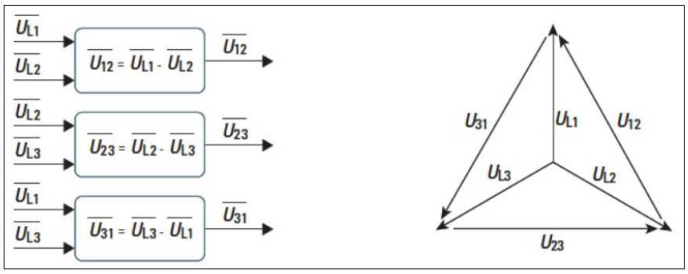


Fig. 5.8 - Componente fondamentale delle tre tensioni concatenate: U_{12}, U_{23}, U_{31}

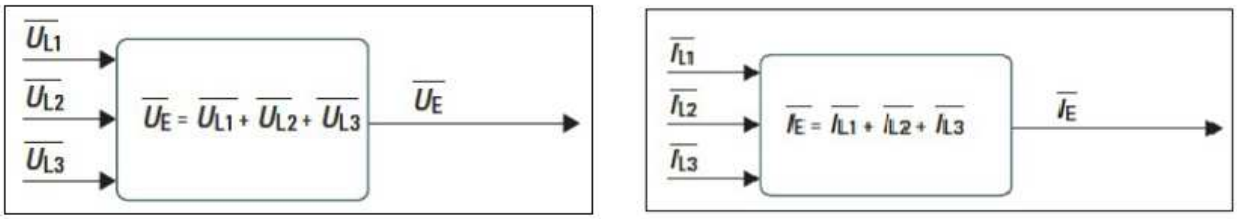


Fig. 5.9 – Calcolo della corrente e tensione residua

Fase:

Vengono definiti i relativi sfasamenti come di seguito rappresentato:

- sfasamento di ogni corrente rispetto alla corrispondente tensione di fase (negativo con corrente in ritardo rispetto alla tensione): Phi_{L1}, Phi_{L2}, Phi_{L3};
- sfasamento di ogni corrente rispetto alla tensione concatenata delle due restanti fasi (negativo con corrente in ritardo rispetto alla tensione): $Alpha_{L1}$, $Alpha_{L2}$, $Alpha_{L3}$;
- sfasamento della corrente residua rispetto alla tensione residua (positivo con corrente in ritardo rispetto alla tensione): Phi_E.

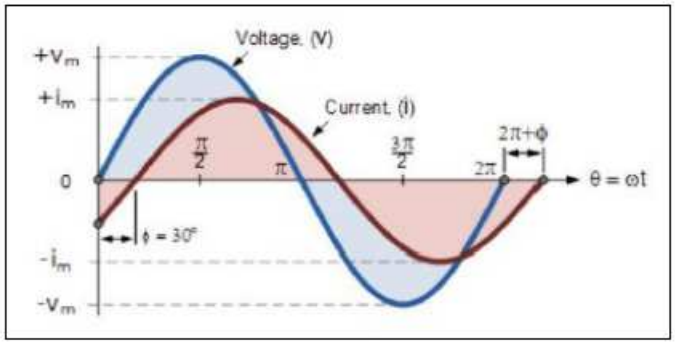


Fig. 5.10– Curve di tensione e corrente sfasate tra loro

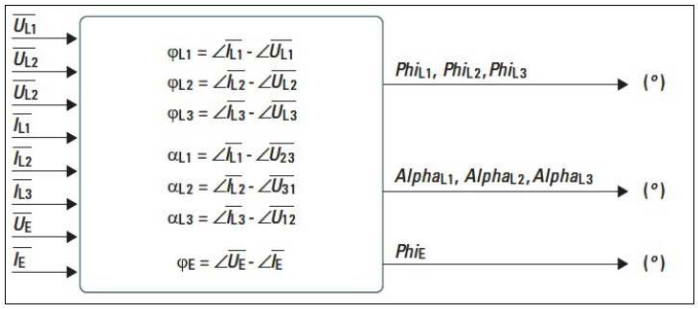


Fig.5.11 – Calcolo delle grandezze per rilevazione sfasamento

Sequenze:

Alcune componenti fondamentali che vengono calcolate sono:

- componente fondamentale della corrente di sequenza diretta: $\overrightarrow{I_1}$.;
- componente fondamentale della corrente di sequenza inversa: $\overrightarrow{I_2}$.

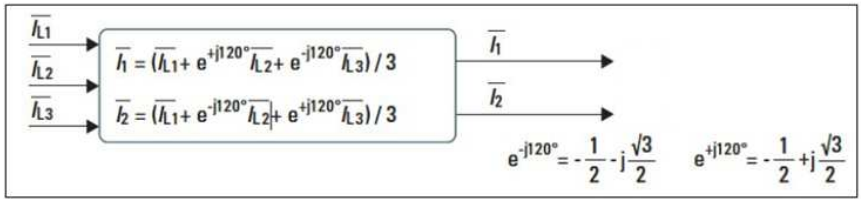


Fig.5.13 – Calcolo delle correnti di fase in sequenza diretta e inversa

Potenza:

- potenza attiva di fase con segno: PL_1, PL_2, PL_3
- potenza attiva totale con segno: P

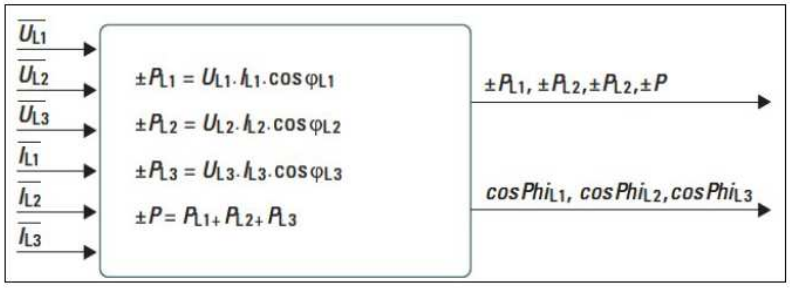


Fig.5.14 – Calcolo della potenza attiva

- Potenza reattiva di fase con segno: QL_1, QL_2, QL_3
- Potenza reattiva totale con segno: Q

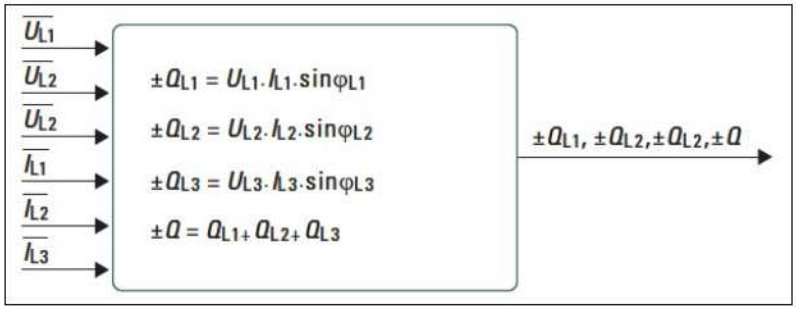


Fig. 5.15 – Calcolo della potenza reattiva

- Potenza apparente totale S

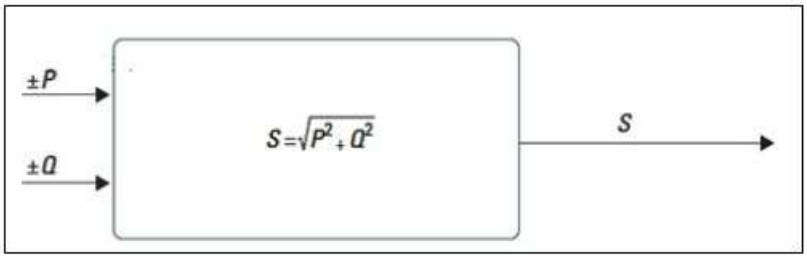


Fig. 5.16 – Calcolo della potenza apparente

In riferimento alla funzione di protezioni l'RGDM come RGDAT implementa le protezioni standard come:

Presenza tensione di Linea

La funzione consente di segnalare la presenza o l'assenza tensione e la relativa protezione. La protezione utilizza la componente fondamentale delle tre tensioni di fase UL_1, UL_2, UL_3.

La logica di avviamento e di intervento per la funzione di assenza tensione è la porta logica "AND", per cui, nell'istante in cui tutte le tre tensioni misurate scendono sotto una soglia impostata si ha l'avviamento (Start) della soglia stessa. La logica di avviamento e di intervento per la presenza tensione è la porta logica "OR", per cui, nell'istante in cui almeno una delle tre tensioni misurate supera una soglia impostata si ha l'avviamento della soglia stessa.

- intervento: 80% della tensione nominale;
- ripristino: 20% della tensione nominale.

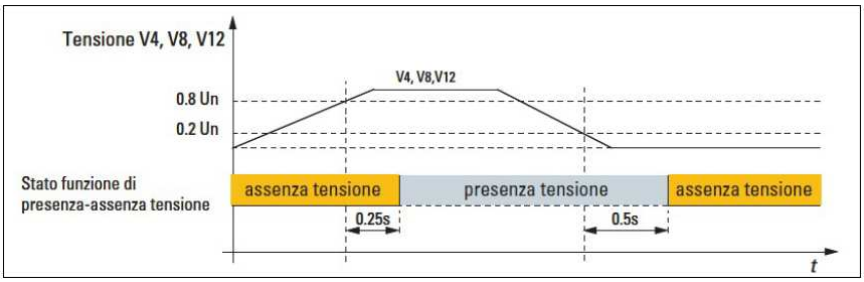


Fig. 5.17 - Funzione presenza tensione di linea

Massima corrente :

La protezione di massima corrente confronta la componente fondamentale di ciascuna delle tre correnti di fase (I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}) con le soglie impostate; il superamento di una soglia di almeno una delle tre correnti di fase determina l'avviamento (START) della soglia stessa e del conteggio del corrispondente temporizzatore. Se la condizione di superamento della soglia permane, allo scadere del corrispondente tempo di intervento si ha lo scatto (TRIP) della soglia, viceversa si ha il ripristino della soglia stessa.

Massima corrente residua :

La protezione impiega la componente fondamentale di corrente residua IE calcolata mediante somma vettoriale dei fasori delle tre correnti di fase misurate agli ingressi amperometrici.

$$I_E = |\vec{I}_{l1} + \overrightarrow{I_{L2}} + \overrightarrow{I_{L3}}| \qquad \text{(Eq. 14)}$$

Corrente residua: somma vettoriale delle tre correnti di fase

La protezione di massima corrente residua confronta la componente fondamentale della corrente residua (IE) con le soglie impostate; il superamento di una soglia determina l'avviamento (START) della soglia stessa e del conteggio del corrispondente temporizzatore.
La condizione di superamento della soglia permane allo scadere del corrispondente tempo di intervento e si ha lo scatto (TRIP) della soglia, viceversa si ha il ripristino della soglia stessa.

Direzionale di terra :

La funzione direzionale rileva il guasto a terra se sono verificate tutte le seguenti condizioni (Fig. 5.18):

- tensione omopolare (V_0) superiore alla soglia;
- corrente residua (I_E) superiore alla soglia;
- sfasamento della corrente residua rispetto la tensione omopolare compreso nel settore d'intervento impostato (angolo in ritardo di I_0 rispetto U_0 secondo il senso orario ed inversione assente).

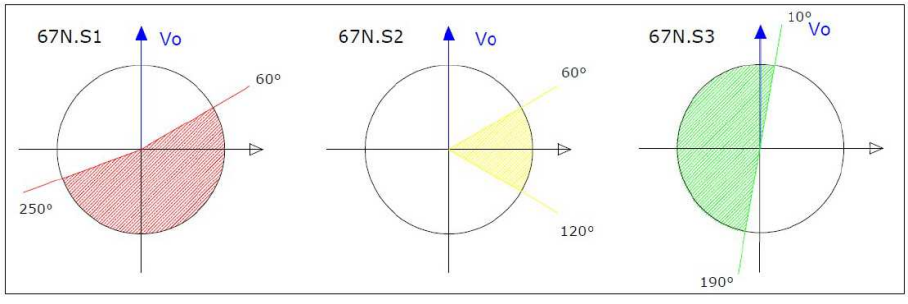


Fig. 5.18 - Settori di intervento diretti di RGDM

È possibile, mediante segnale esterno dal sistema di telecontrollo, comandare l'inversione della direzione di riferimento nel caso di alimentazione della rete dal lato opposto (direzionalità di intervento lato sbarra di Cabina secondaria); il segnale di inversione viene fornito dal sistema di telecontrollo (Fig. 5.19).

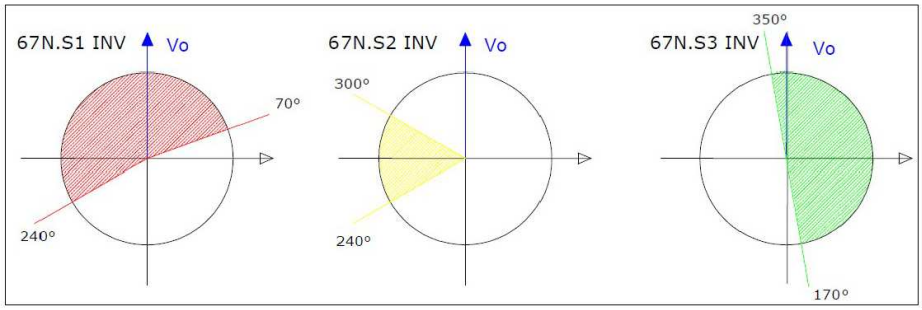


Fig. 5.19 - Settori di intervento in modalità inversione di RGDM

I settori di intervento vanno intesi prendendo V_0 come riferimento ed I_0 in ritardo su V_0 (positivi quindi nel senso orario di I_0). L'effetto dell'inversione deve essere quello di ruotare il settore di intervento di un angolo pari a 180°

Massima potenza attiva direzionale :

La protezione calcola la potenza attiva P mediante la formula:

$$P = U_{L1}I_{L1}cos\varphi_{L1} + U_{L2}I_{L2}cos\varphi_{L2} + U_{L3}I_{L3}cos\varphi_{L3} \qquad \text{(Eq. 15)}$$

Calcolo della potenza attiva

in cui U_{L1}, U_{L2}, U_{L3} sono le componenti fondamentali delle tre tensioni di fase, I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} sono le componenti fondamentali delle tre correnti di fase, $cos\varphi_{L1}$, $cos\varphi_{L2}$, $cos\varphi_{L3}$ sono i fattori di potenza delle tre fasi e φ_{L1}, φ_{L2}, φ_{L3}, sono gli sfasamenti delle correnti di fase I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} rispettivamente con le tensioni di fase U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}, considerati convenzionalmente positivi con correnti in ritardo rispetto alle tensioni. Convenzionalmente si considera la potenza attiva positiva quando è uscente dalla cabina secondaria verso l'utilizzatore, viceversa si considera negativa quando è entrante nella cabina secondaria dal generatore.

Di seguito si riportano delle immagini (Fig. 5.20) di come si presenta il dispositivo:

Fig. 5.20 - RGDM

I sensori di RGDM sono nati con delle interfacce proprie da parte dei primi fornitori: oggi è in corso un lavoro di standardizzazione di queste interfacce in modo da poter garantire la completa intercambiabilità fra sensori ed unità elettronica e soprattutto sarà garantita fra sensori di RGDAT e di RGDM, consentendo qualunque combinazione fra di essi, e quindi consentendo un allestimento per ciascuna cabina, con componenti adeguati alle prestazioni ed ai costi che si desidera sostenere.

5.2 Cicli di automazione evoluti

Le attuali tecniche di automazione adottate FNC e FRG si fondano su logiche senza l'utilizzo di alcun tipo di comunicazione per la selezione del tronco guasto.
Queste tecniche utilizzano sezionatori sotto carico (IMS) come organi di manovra sulla rete di energia e, solo nel caso di FNC per guasti monofase a terra e reti a Neutro Compensato (NC), permettono l'isolamento del tronco guasto senza alcun disservizio sulla rete integra a monte.

La successiva introduzione degli interruttori di cabina secondaria ICS al posto degli IMS ha consentito di isolare i tratti di linea guasti anche nel caso di corto-circuito (guasti a corrente molto elevata), escludendo dal disservizio i tratti di linea a monte dell'ICS. Tuttavia, con le logiche di automazione locali, le limitazioni imposte dal coordinamento delle protezioni degli interruttori lungo linea e in Cabina Primaria consentono di installare al massimo due interruttori in serie e quindi un solo ICS su una dorsale di linea MT.

Con l'introduzione del criterio della "Selettività Logica" (FSL), fondato sulla comunicazione a bassa latenza tra i nodi automatizzati è possibile superare le limitazioni di coordinamento tra le protezioni lungo la dorsale MT. La comunicazione veloce tra le cabine consente, anche nel caso di più nodi automatizzati in serie tra loro, di far intervenire la sola protezione immediatamente a monte del tratto di linea guasto, in tempi compatibili con la capacità dei conduttori di sopportare le elevate correnti di corto-circuito.

Una ulteriore evoluzione delle prestazioni dell'automazione FSL (Funzione Selettività Logica) si ottiene con la funzione Smart Fault Selection (SFS). La tecnologia consiste nell'automatizzare anche la linea di contro alimentazione delle tratte a valle della porzione di rete guasta. La rialimentazione di tutte le tratte poste a valle di quella affetta da guasto, riduce al minimo il numero di clienti effettivamente impattati dal guasto (registrati dall'indicatore NILB) in un tempo inferiore ad 1 sec.

I benefici della FSL e della SFS sono identificabili sotto diversi aspetti.

- miglioramento degli indicatori di continuità del servizio:
    - riduzione del Numero delle Interruzioni Lunghe e Brevi (NILB);
    - riduzione della Durata delle Interruzioni Lunghe (DIL);
- ottimizzazione dell'analisi della rete grazie agli sviluppi relativi a:
    - monitoraggio delle grandezze di rete fondamentali (V, I, P, Q) in tempo reale;
    - disponibilità di dati di misura che consentono un miglior esercizio della rete in termini di contenimento del rischio e riduzione delle violazioni.

5.2.1 La tecnica FSL (Funzione Selettività Logica)

Grazie al progetto P.A.N. è stato possibile implementare, attraverso le nuove apparecchiature, sulla rete di distribuzione, l'automazione FSL che porta al passaggio da una selettività cronometrica ad una selettività logica e che seleziona le tipologie di guasto per le reti in qualsiasi regime di messa a terra del neutro come:

- GMT (Guasto Monofase a Terra)
- CC (Corto-Circuito)
- DGMT (Doppio guasto monofase a Terra)

La selettività logica è stata sviluppata allo scopo di ridurre i tempi di eliminazione dei guasti che, in sistemi a tempi scalari richiederebbe la programmazione di tempi d'intervento significativamente lunghi in corrispondenza della sorgente di alimentazione.
Al momento del guasto tutti gli automi si attivano ed iniziamo a comunicare tra loro per individuare chi fra loro abbia sentito il guasto nella posizione più prossima.
L'obiettivo della FSL è quello di selezionare esclusivamente il tronco di linea affetto da guasto, sfruttando la capacità di comunicazione in tempo reale tra i dispostivi abilitati ad implementare questa funzione. I dispostivi appartenenti alla medesima linea MT coinvolti nel processo di selezione del tronco di guasto con tecnica FSL sono: RGDM, IC (Interfaccia cliente MT), nuovo pannello di protezione installato in CP.
La FSL prevede lo scambio di opportuni segnali di inibizione temporanea all'apertura denominati BLIND veicolati attraverso il protocollo IEC 61850. Una delle tecniche previste per questa gestione di automazione prevede l'assegnazione da parte di un algoritmo presente su un sistema centrale, di una informazione univoca per ciascuno RGDM, contenente l'informazione relativa alla corrente e alla posizione topologica del dispositivo nella rete.

Questa informazione, denominata "Tag", viene trasportata nel segnale BLIND. Localmente, ciascuno RGDM avrà un meccanismo di confronto tra "Tag", per determinare dal punto di vista applicativo se il BLIND ricevuto debba essere sottoscritto in opportuni registri oppure scartato.
Il coordinamento logico permette di portare allo stesso tempo di intervento le soglie dei dispositivi in cascata: il dispositivo che rileva il guasto blocca l'intervento di tutti i dispositivi a monte. La direttrice può essere equipaggiata con 3 automi selettivi anche per guasti polifase e GMT neutro isolato.

I dispositivi che ricevono il blocco, continuano ad incrementare il temporizzatore di rincalzo e, qualora il dispositivo deputato all'intervento non riesca a movimentarsi (blocco UP/ICS), intervengono in rincalzo.

Per l'applicazione della FSL è necessario principalmente disporre di una infrastruttura che permetta lo scambio informativo tra i sistemi di protezione nei nodi automatizzati e sistema di protezione in testa linea e degli interruttori come OdM (Organo di Manovra) atti ad interrompere correnti di guasto monofase e polifase con o senza terra.

Si consideri lo schema unifilare che implementa una struttura a congiungente pura dove le diverse linee MT uscenti da una CP si richiudono su un altro Nodo Primario (Fig. 5.21):

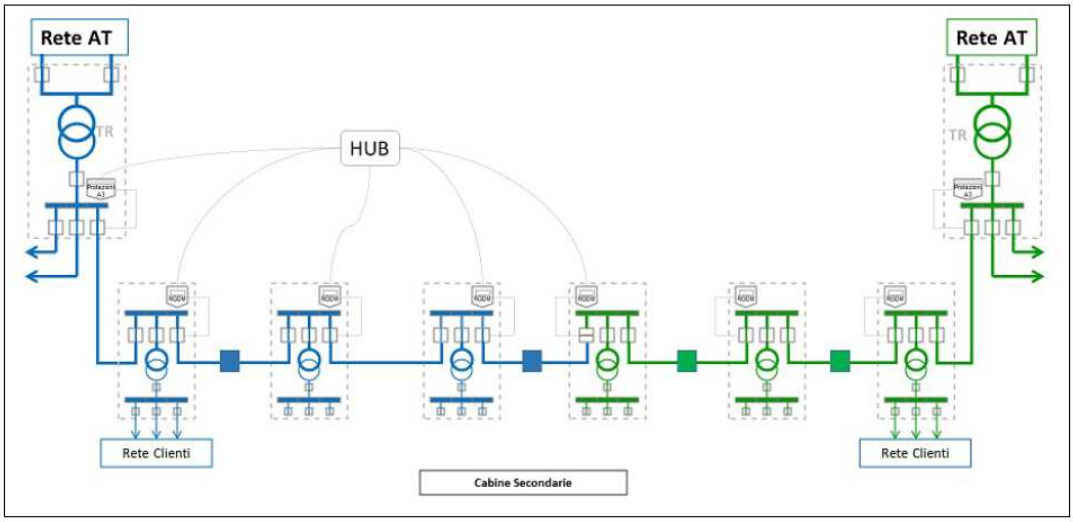


Fig. 5.21 – Struttura a congiungente pura

Si ipotizza la presenza di un guasto come in Fig. 5.22:

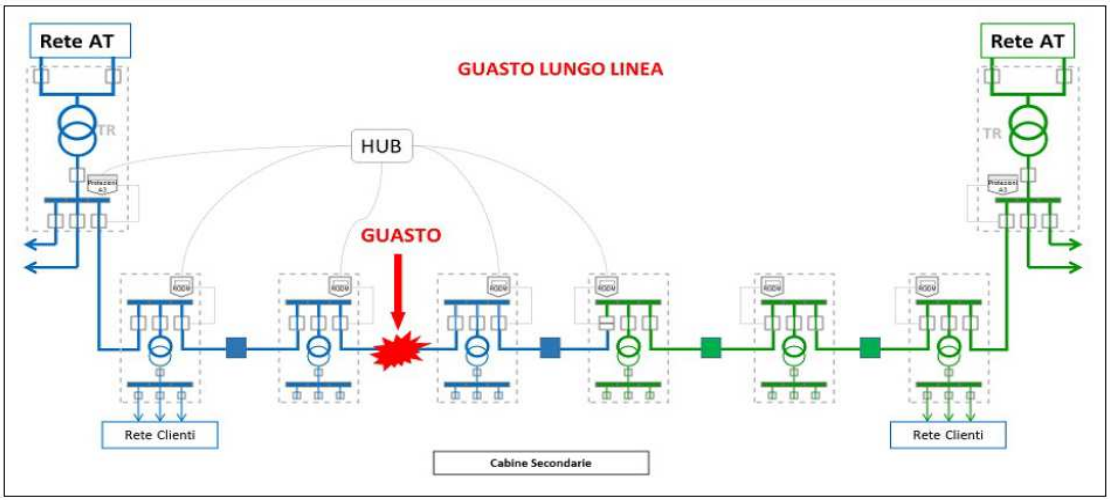


Fig. 5.22 – Presenza di un guasto

Tale guasto viene sentito dai 3 componenti (2 automatizzati e la CP) a monte del punto di guasto. Tali componenti comunicano tra loro di aver sentito il guasto e il sistema blocca quelli che non sono prossimi al punto di guasto e lascia libero di intervenire l'automa che è più vicino (Fig. 5.23 – Fig. 5.24 – Fig. 5.25).

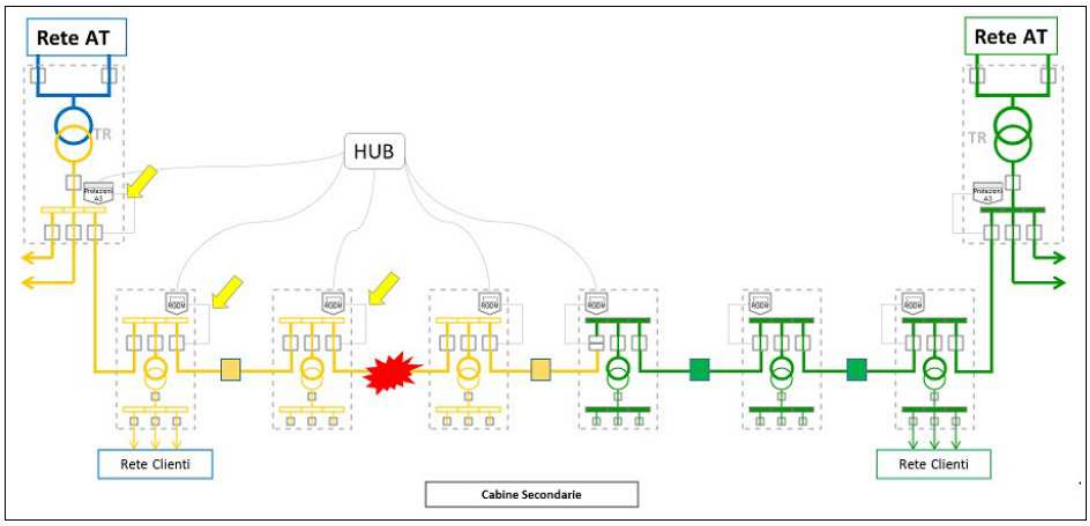


Fig.5.23 – Attivazione degli automi a monte del punto di guasto

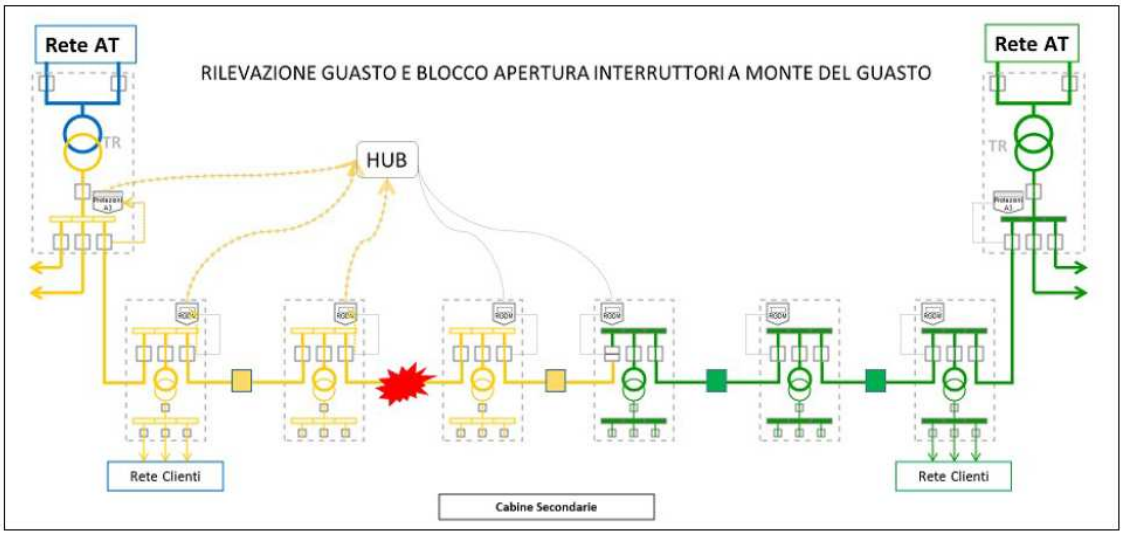


Fig. 5.24 – Comunicazione degli automi con il sistema centrale

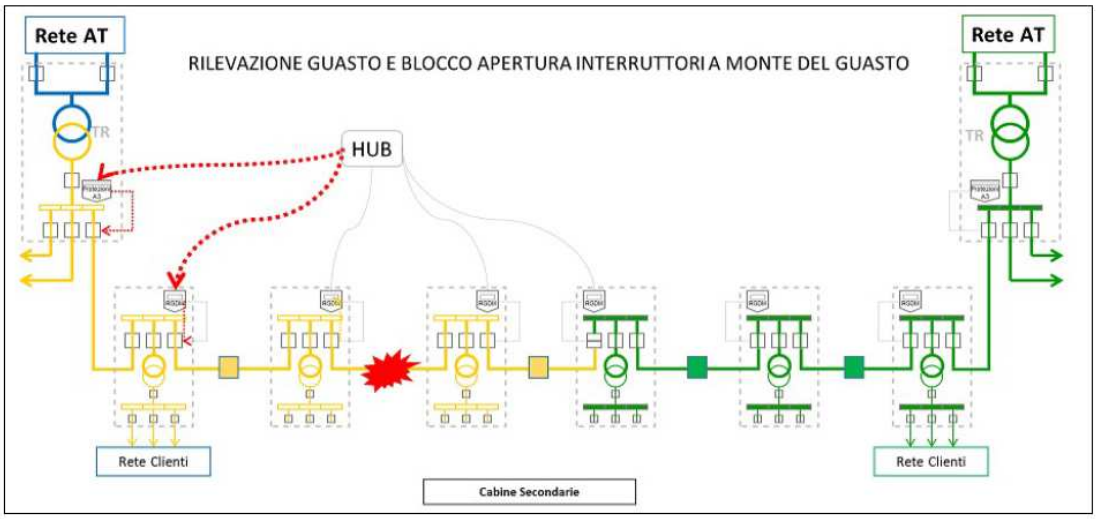


Fig. 5.25 – Il sistema centrale inibisce l'intervento degli automi più lontani dal punto di guasto

L'automa più vicino al guasto interviene, apre l'interruttore e normalizza la rete a monte che non ha subito eventi ma ha solo sentito il disservizio senza nessuna interruzione (Fig. 5.26):

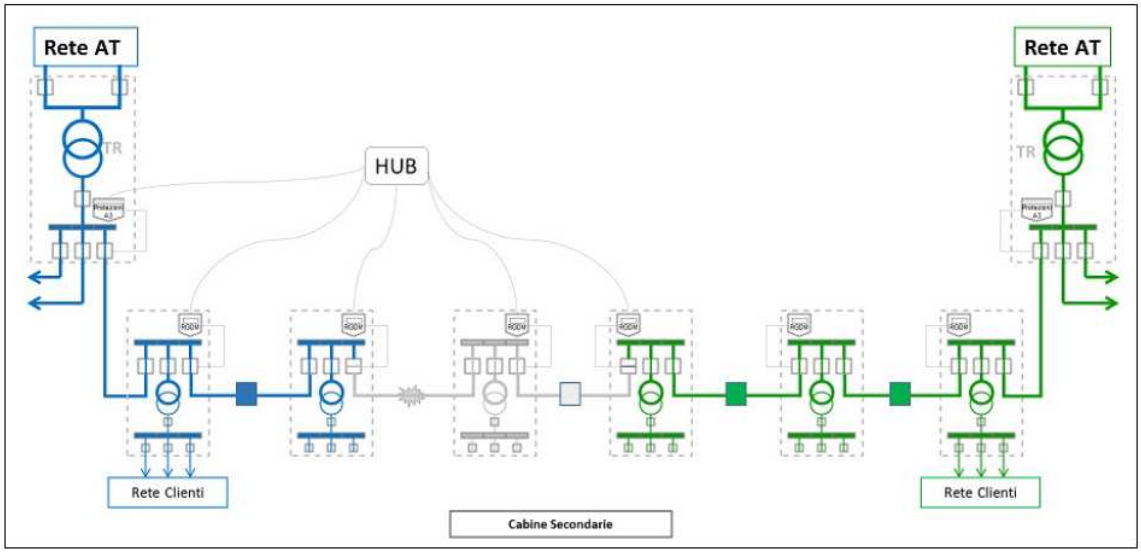


Fig. 5.26 – Normalizzazione della rete a monte del guasto

Di seguito si riporta la sequenza di rialimentazione delle cabine su una linea a seguito di un guasto con tecnica FSL (Fig. 5.27) [10].

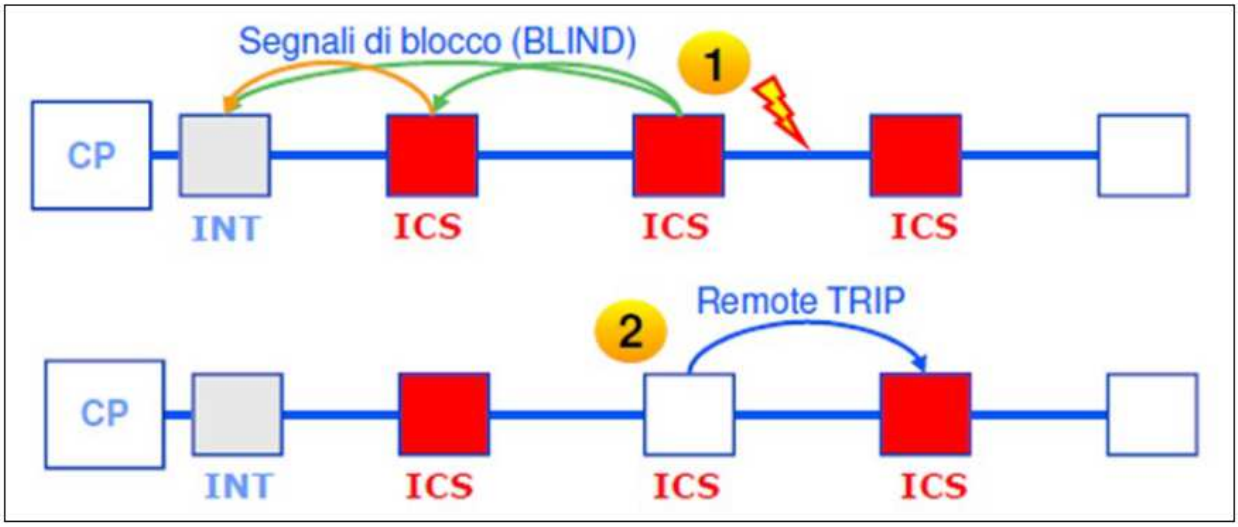


Fig. 5.27 – Logica FSL

5.2.2 La Tecnica SFS (Smart Fault Selection)

La tecnica SFS è una evoluzione della automazione FSL generalmente utilizzata con reti sotterranee quando è necessario raggiungere prestazioni molto elevate sulla localizzazione del guasto, isolamento e processo di ripristino (< 1 sec.).
La prima parte della logica è equivalente a quella FSL ossia ogni rivelatore di guasto invia un segnale per inibire l'azione dei dispositivi a monte (rivelatori non coinvolti) e il più vicino al dispositivo di guasto a monte aprirà il suo interruttore automatico (prima manovra). Al termine della prima manovra, l'interruttore posto immediatamente a valle del ramo interessato dal guasto, si apre (seconda manovra), isolando completamente il ramo interessato dal guasto.
Terminata la seconda manovra, l'interruttore posto al confine è tenuto a chiudere, per rialimentare i rami sani della rete.

L'automazione SFS ha le seguenti caratteristiche:

- richiede uno strato di dati di comunicazione veloce (bassa latenza) tra rilevatori di guasto appartenenti allo stesso alimentatore MT sia nelle cabine secondarie che in quelle primarie.
- richiede la presenza di rilevatori di guasto avanzati (RGDM nelle Cabine secondarie e pannelli di protezione evoluti nelle Cabine primarie) e dispositivo di comunicazione per consentire lo scambio di dati tra i rilevatori.

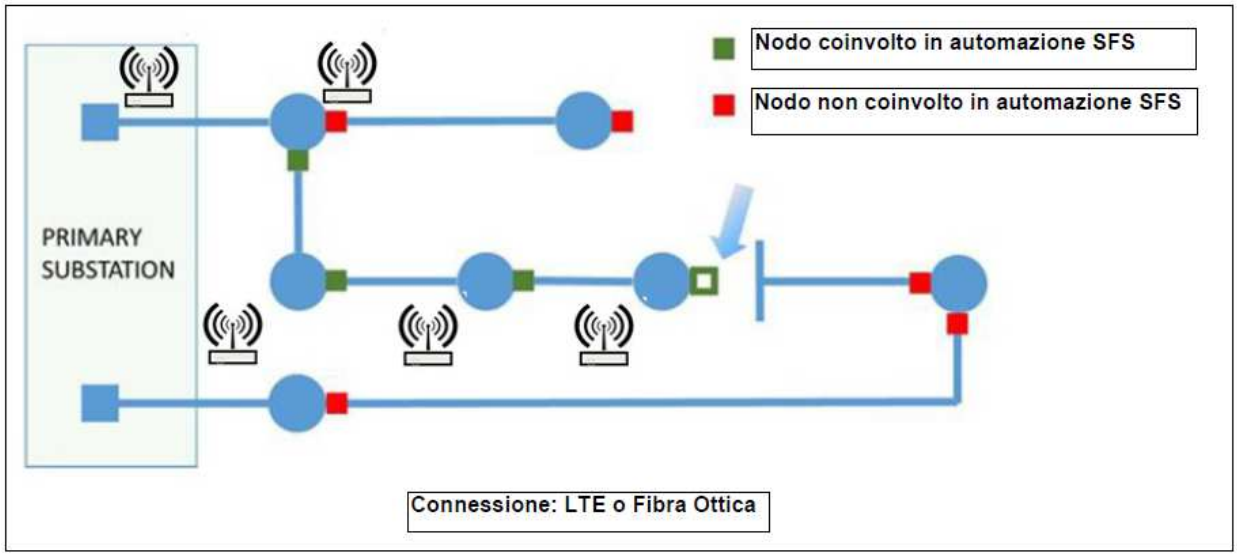
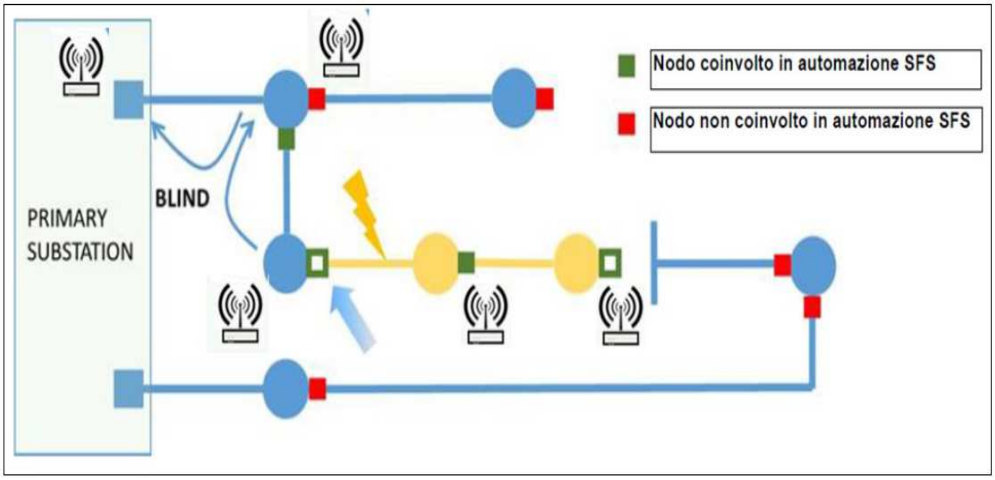


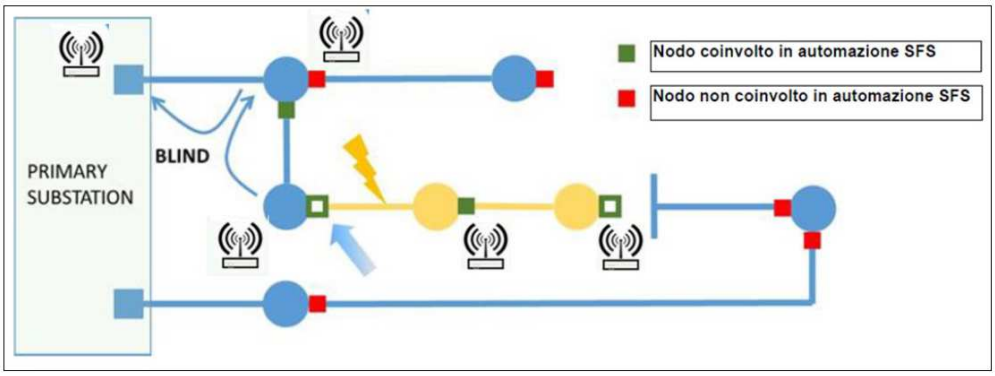
Fig. 5.28 – Assetto rete per lo studio della Logica SFS

Di seguito, in Fig. 5.29 – Fig. 5.30 – Fig. 5.31, viene descritta la logica di funzionamento:



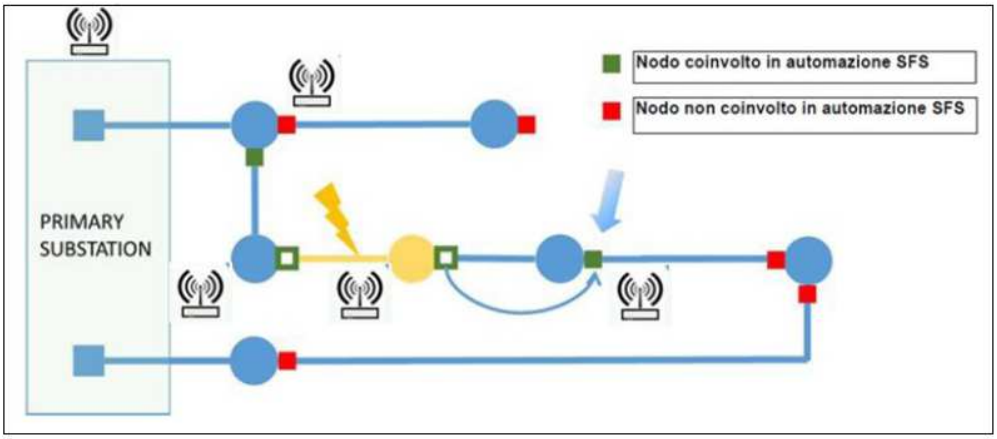
1. Al tempo t=0 viene rilevata la condizione di guasto in un'area della rete. Gli RGDM coinvolti comunicano, tramite IEC61850 agli altri RGDM, un messaggio "BLIND", in modo che gli algoritmi possano identificare l'esatta posizione del guasto

Fig. 5.29 – Presenza di un guasto



2. La Comunicazione veloce e a bassa latenza consente all' RGDM situato immediatamente a monte del ramo interessato dal guasto di comandare l'apertura dell' interruttore in CS

Fig. 5.30 – Apertura interruttore nella CS subito a monte del guasto



3. Dopo che la manovra 1 è stata completata, l'RGDM invia un comando di Remote Trip al successivo RGDM (manovra 2) a valle.

4. Dopo che la manovra 2 è stata completata, l'RGDM invia un comando di chiusura remota all' RGDM installato nella cabina di confine (manovra 3)

Fig. 5.31 – Selezione del tronco guasto e chiusura del sezionatore di confine

Facendo riferimento alla Fig. 5.27, con la tecnica SFS viene comandata la chiusura del nodo di confine: Fig. 5.32 [10]:

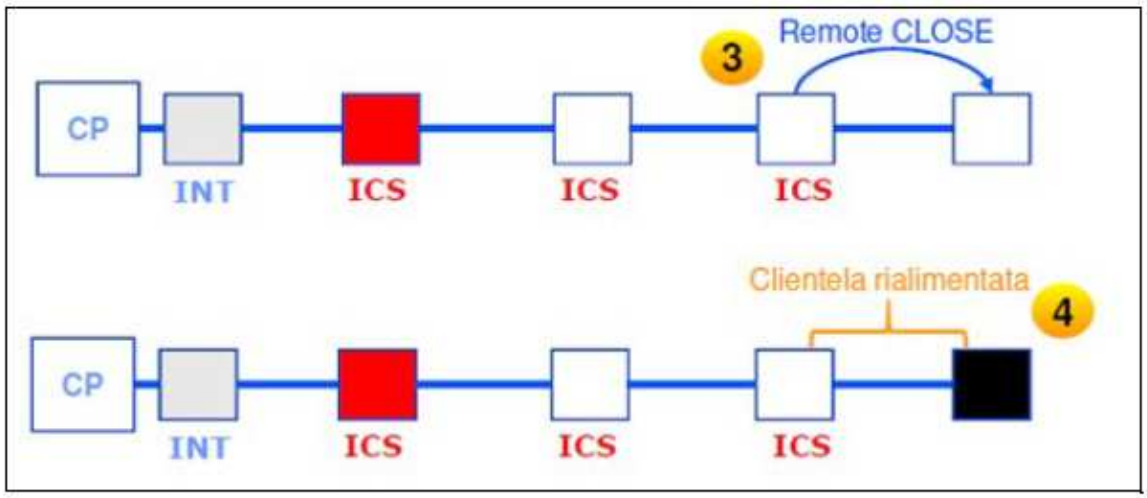


Fig. 5.32 – Logica SFS

Continuando con la sequenza esposta per la tecnica FSL da Fig. 5.21 a Fig. 5.26-, si procede nel seguente modo:

il componente subito a monte del punto di guasto comunica che si è aperto e si interfaccia, attraverso il sistema centrale, con l'automa affacciato e lo fa aprire.

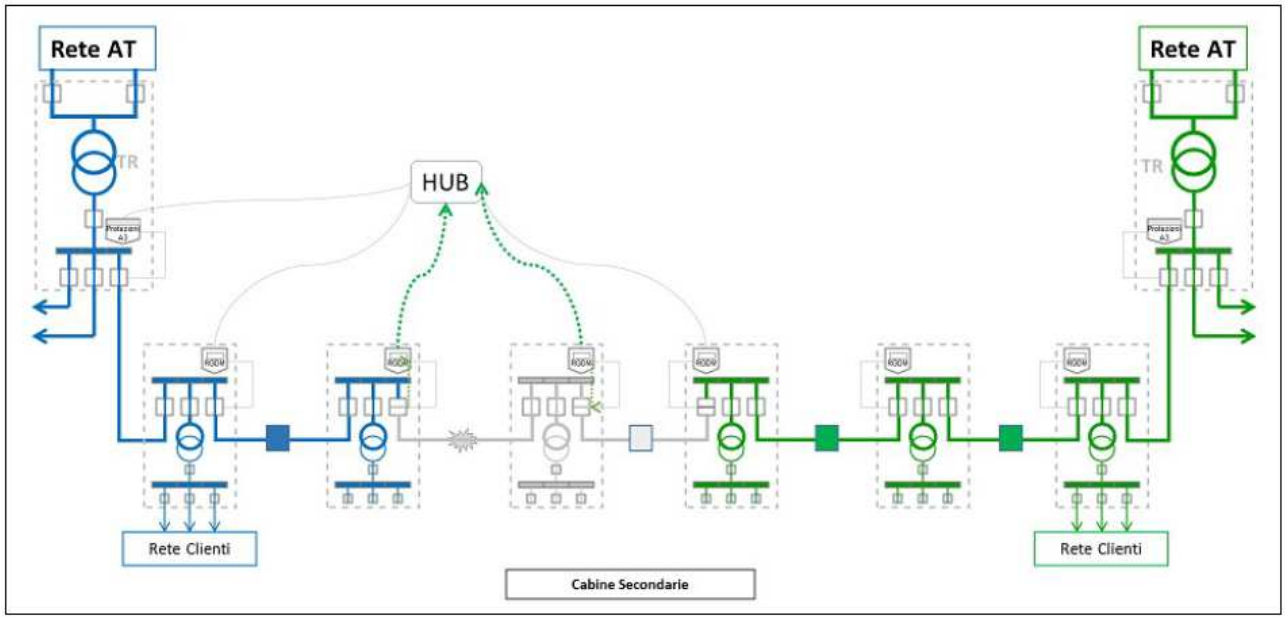


Fig. 5.33 – Comunicazione tra gli automi a monte ed a valle del punto di guasto con sistema centrale

L’automa affacciato comunica che si è aperto e attiva la chiusura del sezionatore di confine che porta un pezzo di linea blu sulla linea verde e rimane selezionato solo il tronco guasto.

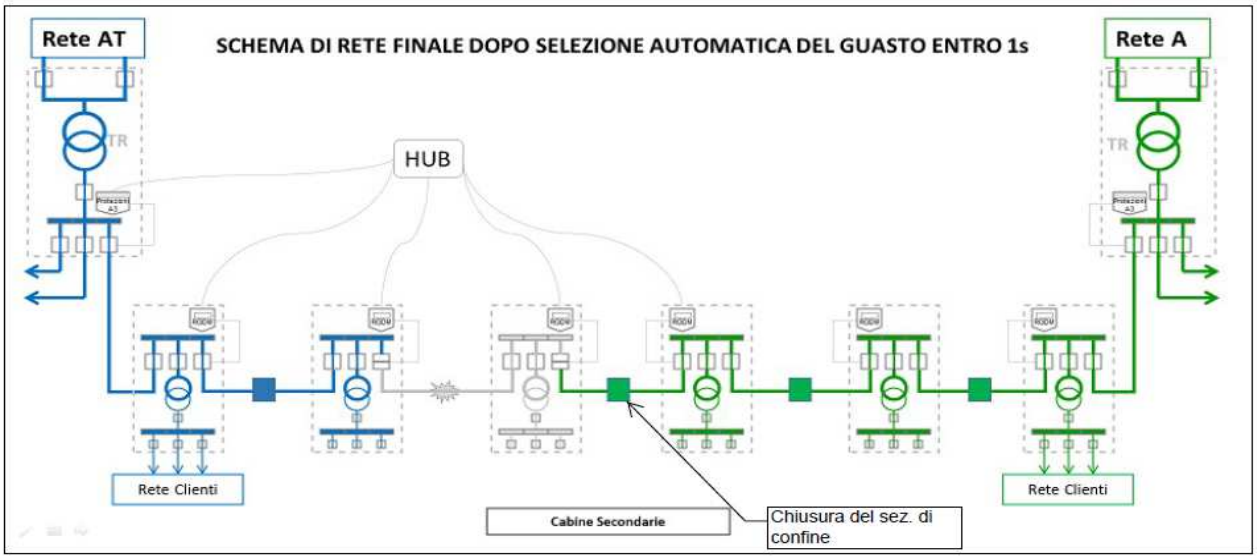


Fig.5.34 – Chiusura del sezionatore di confine

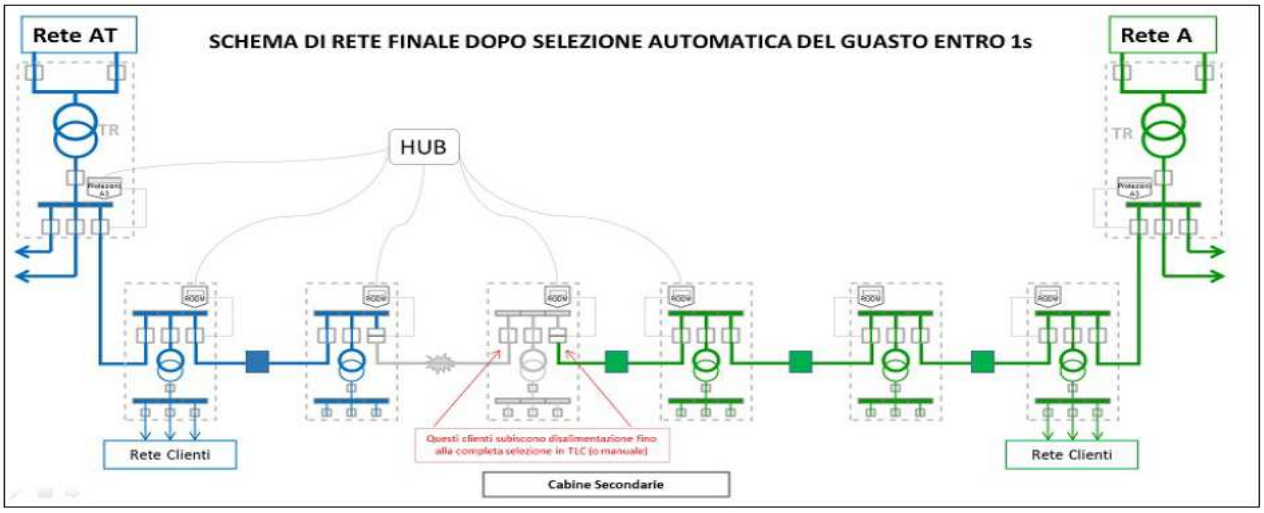


Fig. 5.35 – Schema di rete finale dopo selezione con logica SFS

Capitolo 6

6.1 Descrizione di massima dell'algoritmo per la selezione dei guasti intermittenti

Con l'installazione delle protezioni di nuova generazione previste dal progetto P.A.N., e-distribuzione ha potuto approfondire il fenomeno degli archi intermittenti.
In linea generale, quando una protezione estingue un guasto ed esegue le successive richiusure, passa dal tempo di intervento, ovvero ritardo intenzionale su primo intervento, ad un tempo di intervento contratto sulle successive richiusure. Tale metodologia di gestione del guasto permette di contenere lo stress sulla rete determinato dal guasto: effetti termici in caso di guasto polifase, o sovratensioni in caso di guasti monofase
La tesi che si intende dimostrare nel presente documento è che evitando la contrazione dei tempi in seguito all'estinzione di un guasto intermittente, è possibile beneficiare dell'impiego dell'automazione lungo linea senza controindicazioni, o impatti negativi sulla rete

Grazie al progetto P.A.N, la taratura delle protezioni che sono presenti nei nodi AT/MT e nei nodi MT ha fatto in modo che l'esercizio della rete ed il coordinamento delle protezioni avvenga in maniera più selettiva consentendo di studiare ed analizzare ciò che realmente accade durante l'evoluzione di un guasto.

La rilevazione dei guasti intermittenti, oltre ad essere registrata dai pannelli di protezione presenti nelle CP, avviene anche negli RGDM (ed ancor prima alcuni modelli di RGDAT) installati nelle cabine secondarie.

Avendo a disposizione un algoritmo di rilevazione dei guasti intermittenti a terra anche nelle protezioni installate nei nodi secondari distribuiti sulla linea (e non solo in CP) è possibile studiare ed analizzare l'evoluzione di un guasto intermittente a diverse distanze dal nodo primario.

In questa sezione verrà definito prima di tutto un confronto tra gli algoritmi presenti all'interno dei dispositivi RGDAT e RGDM e successivamente verrà descritto in maniera dettagliata la logica di funzionamento dell'algoritmo presente nei pannelli di protezione in CP ed in virtù di ciò, verranno definite alcune soluzioni di miglioramento per la corretta gestione di questa tipologia di guasto.

In riferimento ai dispostivi installati nella Cabina Secondaria per la rilevazione dei guasti (RGDAT e RGDM) vengono descritti alcuni algoritmi integrati nella logica di funzionamento per la rilevazione degli archi intermittenti a terra.

6.1.1 Descrizione algoritmo implementato nel dispositivo RGDAT

La soglia 67N.S4 se abilitata, consente il ricoscimento di un guasto con natura di arco interrmittente.

La logica di riconoscimento di un arco intermittente presenta due distinti tempi di attesa:

- un tempo di attesa "Ritardo alla Ricaduta" degli avviamenti in 67N.S1 ed 67N.S2 entro un certo spazio temporale, ossia una volta che viene attivata una delle due soglie tra 67N.S1 ed 67N.S2 (livello logico alto) vi è un temporizzatore nel quale viene impostato un certo tempo; se la soglia ricade entro tale tempo, lo stato logico ritorna ad essere basso altrimenti tale stato logico alto si porta avanti nel successivo blocco;
- un tempo di attesa dello stato logico prima che avvenga la segnalazione di scatto definito come "Tempo di Intervento".

Lo schema è composto da 3 porte logiche (una porta OR ed due porte AND) e due temporizzatori: le due soglie di avviamento in 67N.S1 o 67N.S2 sono gli ingressi di una porta logica OR. Quando almeno una delle due ha un segnale logico alto (1) vuol dire che si è avuta una eccitazione della sua soglia e consente di portare in uscita alla porta OR un segnale logico alto 1 che rappresenta l'ingresso ai temporizzatori. Successivamente, il segnale in uscita dal temporizzatore viene implementato in una operazione logica definita da una porta AND. L'uscita di questa porta AND è collegata ad una porta OR che determina, se uno dei due ingressi è alto, lo scatto del relè per guasto direzionale di terra.

6.1.2 Descrizione algoritmo implementato nel dispositivo RGDM

La logica di riconoscimento di un arco intermittente è composta da:

- due Temporizzatori [T1] e [T2] che presentano il segnale alto in uscita solo se in ingresso permane un segnale alto per il tempo indicato per cui sono stati tarati;
- due Temporizzatori [T] che ripropongono in uscita il segnale ingresso e lo ritardano del tempo regolato alla ricaduta.
- un flip-flop D con le seguenti caratteristiche:
    - in ingresso (su D) si ha sempre un segnale alto;
    - in ingresso (su R) si ha il segnale di reset che azzera il segnale in uscita Q;
    - in uscita (su Q) si hanno differenti stati a seconda dello stato del segnale di clock (CK).

In generale un flip-flop è un elemento di memoria utilizzato nei circuiti sequenziali con ingresso di clock e può cambiare stato soltanto in presenza di un impulso di tale segnale. L'uscita Q assume, dopo il fronte d'onda positivo del clock, lo stesso stato di D, mantenendolo sino ad un nuovo impulso di clock.

Di seguito vengono descritti tre casi di funzionamento dell'algoritmo:

1. assenza di guasto;
2. avviamento di una delle due soglie 67N.S1 o 67N.S2 entro [T1] e con durata complessiva inferiore [T2];
3. avviamento di una delle due soglie 67N.S1 o 67N.S2 entro [T1] e con durata complessiva pari ad [T2].

La struttura dell'algoritmo è composta da 3 porte logiche OR.

CASO 1 - Logica di funzionamento in assenza di guasto

Se si ipotizza nessun avviamento (livello logico basso) da parte delle soglie 67N.S1 e 67N.S2, lo stato logico basso (=0) viene riportato in uscita mediante una prima porta logica OR. Questo segnale, attraverso un primo temporizzatore [T], raggiunge l'ingresso CK del flip-flop tipo D.
L'uscita Q del flip-flop D si trova in stato logico basso (=0) di default. In queste condizioni, se si suppone che in ingresso D ci sia sempre un segnale alto (=1) e sul segnale di CK un segnale basso (=0), l'uscita del flip-flop rimarrà perennemente in uno stato logico basso (=0). Tale stato logico costituisce uno dei tre ingressi della terza porta OR prevista nell'algoritmo (la seconda porta OR è quella presente sul segnale di reset) . Gli altri due ingressi di tale porta saranno definiti attraverso il secondo temporizzatore [T] e dallo stato logico dell'uscita della prima porta OR.

Se tutti e tre i segnali di ingresso alla terza porta OR sono nulli, anche la sua uscita sarà nulla. Tale uscita definisce l'ingresso del temporizzatore [T2]. Superato il tempo di attesa per cui il [T2] è stato tarato, si attiva o meno lo scatto della soglia 67N.S4: in assenza di guasto, tale soglia non viene eccitata e non si ha nessuno scatto per arco intermittente.

CASO 2 - Logica di funzionamento per Avviamento di una delle due soglie 67N.S1 o 67N.S2 entro [T1] e con durata complessiva inferiore a [T2]

Si suppone l'avviamento (stato logico alto) della soglia 67N.S1 per un tempo minore o uguale ad [T1]. In questo caso, superato il tempo di ricaduta del temporizzatore [T], il segnale di CK del flip-flop è pari ad 1 (definito dalla prima porta OR): l'ingresso alto della porta D viene riportata in uscita Q e di conseguenza l'uscita Q del flip-flop è alta (=1). Per come è strutturato l'algoritmo, l'uscita Q viene riportata nuovamente 0 in quanto a causa dell'avviamento della soglia 67N.S1, viene attivato (=1) il segnale di R (reset) che annulla il livello logico alto mediante la seconda porta OR. Tale stato logico costituisce uno dei tre ingressi della terza porta logica OR prevista.

Gli altri due ingressi alla terza porta OR sono definiti attraverso il secondo temporizzatore [T] e dallo stato logico dell'uscita della prima porta OR: con le ipotesi definite, gli ingressi della terza porta OR sono caratterizzati da due livelli alti e da un livello basso (quello riferito all' uscita del flip-flop). In questa configurazione, l'uscita della terza porta OR avrà livello logico alto e, per la struttura dell'algoritmo, definisce l'ingresso del temporizzatore [T2]. Poiché si è ipotizzato che l'avviamento di una delle due soglie direzionale di terra abbia una durata complessiva inferiore a [T2], anche in questo caso la soglia 67N.S4 rimane nello stato logico 0 in quanto, anche se in ingresso al

temporizzatore [T2] si ha un segnale alto, la sua uscita sarà nuovamente bassa poiché ricade prima che sia trascorso il tempo con cui è stato tarato il temporizzatore [T2].

CASO 3 - Logica di funzionamento per avviamento di una delle due soglie 67N.S1 o 67N.S2 entro [T1] e con durata complessiva pari a [T2]

Situazione analoga al CASO 2 con l'unica differenza che le attivazioni delle soglie 67N.S1 e/o 67N.S2 distanziati sempre tra loro di un tempo inferiore al tempo del temporizzatore [T1] si ripetono per un tempo complessivo pari al tempo del temporizzatore [T2]: questa condizione fa avviare lo scatto per 67N.S4 in quanto in uscita al temporizzatore [T2] questa volta si ha un segnale alto.

6.1.3 Descrizione algoritmo implementato nel pannello di protezione in CP

L'algoritmo implementato nelle protezioni di Cabina Primaria per la rilevazione dei guasti intermittenti a terra presenta una logica più specialistica e più complessa rispetto a quanto descritto nella logica dell'RGDM. Il rilevamento dell'arco intermittente viene effettuato tramite il controllo logico degli stati di avviamento della funzione di protezione 67N e del superamento della soglia di massima tensione omopolare $59V_0$

Logica di funzionamento

L'algoritmo è composto sia da porte logiche OR e sia da porte logiche AND.

Quando la tensione omopolare (identificata con Avv.$59V_0$) supera una certa soglia si presenta un segnale logico alto (=1) in ingresso ad una prima porta logica OR.

Nell'algoritmo è presente un timer che ha la funzione di ritardare la ricaduta, ossia se all'ingresso si ha un segnale logico alto (=1), subito in uscita a tale blocco si presenta sempre segnale logico alto. Se l'ingresso cambia di stato e di conseguenza si presenta lo stato logico di 0, l'uscita andrà a zero dopo il tempo di ritardo impostato nel timer. Se si dovesse avere, tra i diversi avviamenti della soglia $59V_0$, un lasso di tempo (compreso entro il tempo di ritardo del timer) in cui il valore della massima tensione omopolare scenda sotto la soglia di avviamento, questo blocco fa in modo che in uscita al suo blocco si presenti sempre lo stato logico alto.

Tale segnale definisce uno degli ingressi di una porta AND. Il secondo ingresso è definito, mediante una porta OR, dagli avviamenti delle soglie delle protezioni direzionali di terra 67N.S1 e/o 67N.S2.

Proseguendo nella descrizione dell'algoritmo, in uscita alla porta AND, a differenza dell'ingresso di avviamento massima tensione omopolare e dell'avviamento delle soglie delle protezioni direzionali di terra, è presente un ritardatore che implica la seguente condizione: se in ingresso è presente un segnale logico alto l'uscita presenterà un segnale logico alto solo dopo il tempo impostato nel ritardatore.

L'uscita di questo ritardatore rappresenta uno degli ingressi di una ulteriore porta AND che, se caratterizzata da una uscita con segnale logico alto, provoca l'attivazione della protezione 67N.S4.

Si ipotizza il caso che ci sia il superamento della soglia di massima tensione omopolare sempre attiva (1) e l'avviamento di una delle protezioni direzionali di terra con stato logico basso. Questo può essere visto nei seguenti stralci di simulazioni effettuate sull'andamento dell'angolo PhiE (angolo di sfasamento tra tensione e corrente omopolare). Ogni qual volta che l'angolo esce fuori dalla zona di intervento la protezione direzionale di terra non si attiva.

In Fig. 6.1 si può notare l'attivazione di una protezione direzionale di terra in quanto l'angolo PhiE è all'interno della zona di intervento (PhiE > 60°), mentre in Fig. 6.2 la protezione non viene attivata (PhiE < 60°)

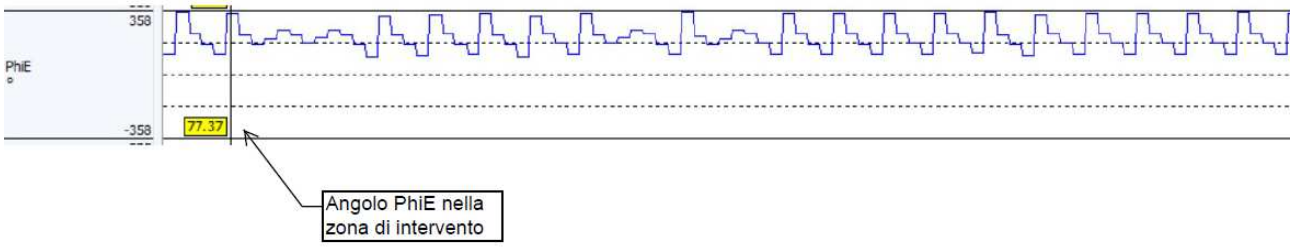


Fig. 6.1 – Attivazione protezione direzionale di terra

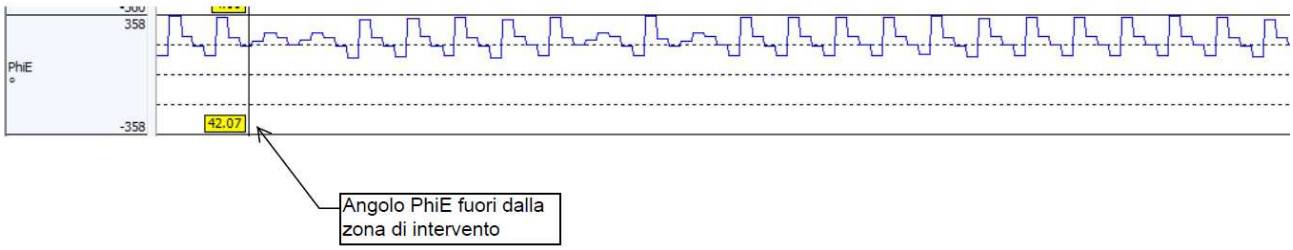


Fig. 6.2 – Mancata attivazione protezione direzionale di terra

Il tempo che intercorre da quando l'angolo è dentro la zona di intervento a quando è fuori è di 8ms e comunque si possono notare come ci siano continui avviamenti e ricadute della protezione direzionale di terra.

Anche se ci sono queste continue ricadute, l'algoritmo impostato nella protezione del pannello fa in modo da rendere questo segnale riferito all'avviamento delle protezioni di terra sempre con lo stato logico alto (1) ossia come se ci fosse sempre un avviamento di una protezione di terra.

Per comprendere meglio il concetto, è possibile considerare gli andamenti delle grandezze registrate dagli oscilloperturbografi installati in una Cabina Primaria ante avvento delle nuove protezioni. Tali apparecchiature registrano gli avviamenti/ricadute delle protezioni direzionali di terra.

Si riportano alcuni stralci di simulazione per comprendere il concetto sopra esposto:

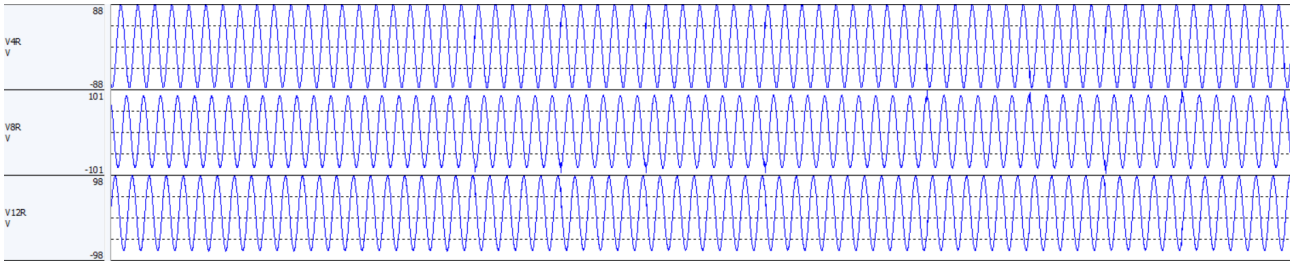


Fig. 6.3 - Tensioni di fase ante guasto (terna simmetrica sfasata di 120°)

La presenza di un guasto sulla fase 8 determina i seguenti andamenti:

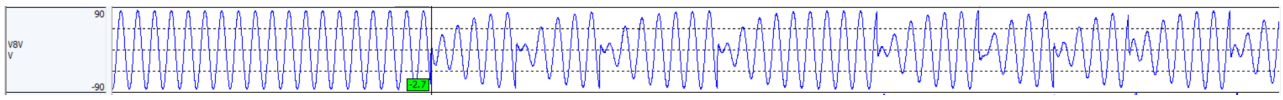


Fig. 6.4 - Tensione della fase 8 a seguito del guasto

Fig. 6.5 - Tensione omopolare

Considerando i segnali digitali si nota che da quando ricade il primo avviamento della protezione di terra a quando riparte, trascorrono 75ms.

Fig. 6.6 – Segnali digitali dei continui avviamenti e ricadute della protezione direzionale di terra

Il filtro presente nell'algoritmo che è a monte di ogni ingresso digitale di avviamento delle protezioni di terra, consente di aggregare tutte queste porzioni che rappresentano avviamenti e ricadute continue trasformandole in una linea continua.

Dagli stralci delle curve che verranno descritte in seguito è possibile notare come la frequenza di innesco aumenta in fase di guasto. Per innesco, si intende che l'isolamento della fase guasta cede verso terra ed in questo istante si registra il valore della corrente di corto circuito presente nella fase iniziale del guasto.

Evoluzione dell'algoritmo per le nuove apparecchiature di protezione installate in Cabina Primaria

Con l'avvento delle nuove protezioni in Cabina Primaria si sono avuti dei miglioramenti all'interno dell'algoritmo di rilevazione del guasto per arco intermittente ed in particolare una delle novità riguarda l'implementazione di un terzo ingresso (insieme a quello di massima tensione omopolare e di avviamento delle soglie direzionali di terra) per la "Rilevazione della Linea Sana".

In Fig.6.7 è possibile notare uno stralcio degli ingressi digitali di avviamento/ricadute delle soglie di protezione di terra in ingresso all'algoritmo:

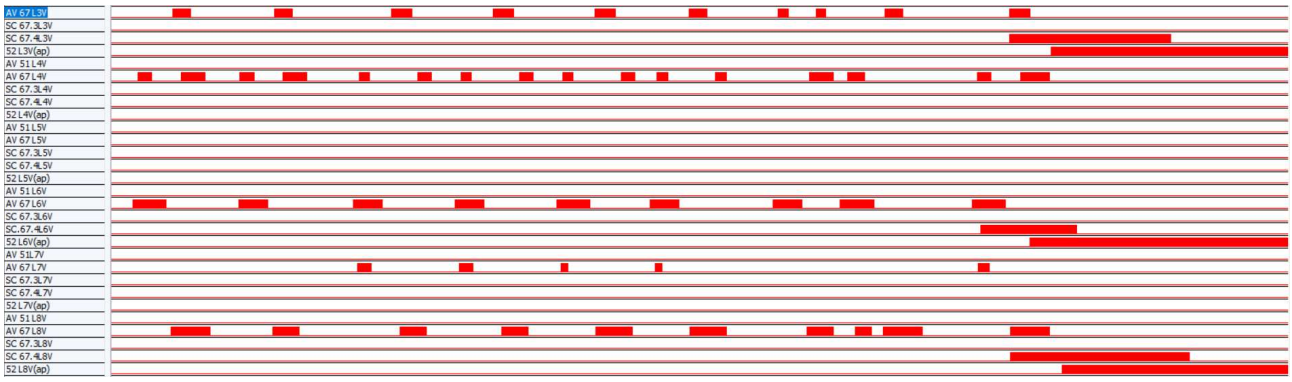


Fig. 6.7 –Ingressi digitali delle protezioni direzionali di terra

Durante un guasto intermittente, una delle 3 fasi risulta guasta. Tuttavia, all'innesco del guasto vengono eccitate tutte le soglie indipendentemente dalla natura del guasto stesso: tutti questi "trilli" sono dei segnali digitali e rappresentano le diverse protezioni che si avviano su tutte le fasi.

L'implementazione di questa nuova funzione consente di intercettare quale delle tre fasi sia quella guasta e di escludere quelle "sane" che sono individuate come tali all'origine del guasto.

Questo rilevamento viene definito in base alla polarità del picco delle grandezze tensione e corrente di fase nelle tre fasi: considerando uno dei guasti che sarà successivamente analizzato è possibile esporre la logica della selezione in Fig. 6.8 e Fig. 6.9

Fig. 6.8 – Andamento della corrente omopolare della fase guasta

Fig. 6.9 – Andamento della tensione omopolare della fase guasta

Tutti gli inizi dei guasti sono fatti in questo modo: se la linea è guasta, c'è un picco di corrente positivo ed un picco di tensione negativo.

Inoltre, più si è sincroni con la frequenza di rete (50 Hz), più l'angolo PhiE è stabile e più la tensione omopolare ha un andamento regolare.

In Fig. 6.10 si riportano degli stralci relativi all'andamento delle tensioni di fase ed omopolare durante un guasto di natura intermittente al fine di valutare la forma d'onda della tensione di fase durante il guasto. È possibile dedurre che l'angolo abbia un andamento instabile perché l'andamento della tensione omopolare non è sincrono con la frequenza di rete.

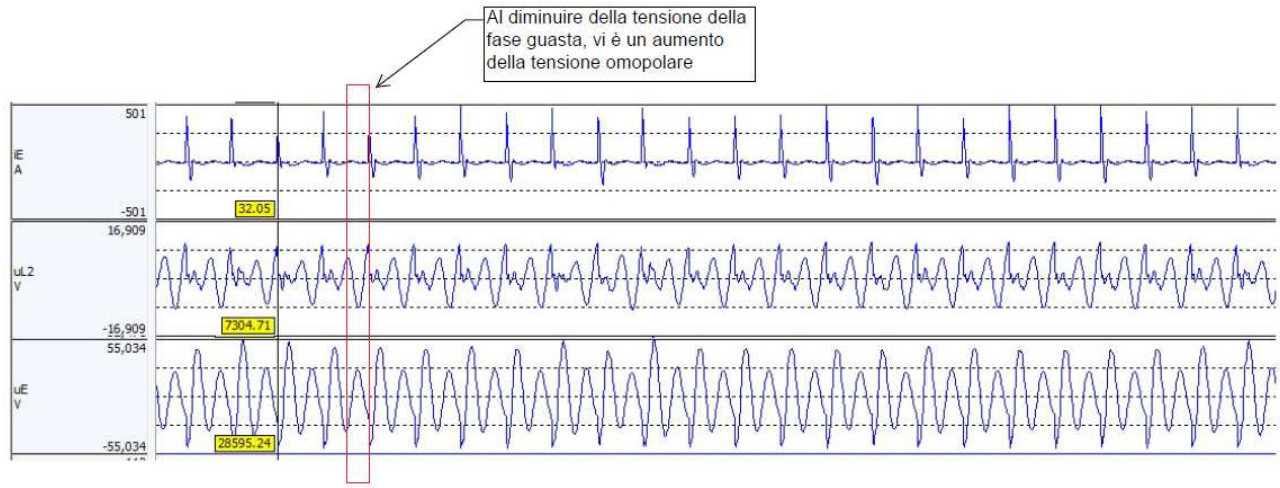


Fig. 6.10 - Tensione di fase guasta e di tensione omopolare durante il guasto

L'andamento della tensione omopolare è oscillatorio smorzato ed il valore della tensione di fase al momento del picco di carattere intermittente della corrente omopolare è di circa 7,3 kV.

Se si analizza la simulazione dopo la Richiusura Rapida (richiusura che avviene entro un determinato tempo dalla precedente apertura automatica per guasto) si può notare come è aumentata la frequenza di innesco e l'arco viene innescato ad una tensione nettamente inferiore (circa 5,4 kV rispetto ai 7,3 kV) questo perché si è più sincroni con la rete a 50 Hz.

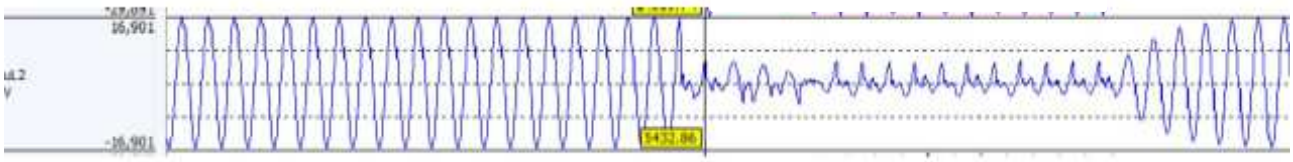


Fig. 6.11 - Tensione di fase guasta dopo la richiusura rapida

6.2 Applicazioni dell'algoritmo a Casi di Studio

6.2.1 Caso di studio 1: Linea MT 1CONVERSANO/4 CONVERSANO da CP CONVERSANO

Tipologia di guasto: Doppio guasto tra Linea MT 1 CONVERSANO e Linea MT 4 CONVERSANO

Stralcio protocollo di servizio:

Data Ora da Sist.	Montante	Ente	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
01/05/2018 01:06:28	1 CONVERSA	LINMT	INTERV D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:06:27.974
01/05/2018 01:06:28	1 CONVERSA	LINMT	SCATTO D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:06:28.034
01/05/2018 01:07:02	1 CONVERSA	LINMT	SCATTO DEF D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:06:59.684

Fig. 6.12 – Protocollo di servizio – Linea MT 1 CONVERSANO

Data Ora da Sist.	Montante	Ente	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
01/05/2018 01:11:39	4 CONVERSA	LINMT	INTERV D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:11:39.344
01/05/2018 01:11:39	4 CONVERSA	LINMT	SCATTO D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:11:39.434
01/05/2018 01:12:13	4 CONVERSA	LINMT	SCATTO DEF D.TERRA 1 SOGLIA	01/05/2018 01:12:11.055

Fig. 6.13 – Protocollo di servizio – Linea MT 4 CONVERSANO

Stato del NEUTRO: Compensato mediante Bobina di Petersen

Analisi delle grandezze rilevate da pannello di protezione in CP:

Grazie all'ausilio del software utilizzato per lo studio delle curve oscillopertubografiche delle grandezze presenti durante l'evoluzione del guasto, è possibile notare come la corrente omopolare iE, a seguito dello scatto della 1 CONVERSANO, abbia un andamento di tipo intermittente, caratterizzando così il guasto come monofase intermittente con valore efficace inferiore ai 100 A RMS.

Nelle figure seguenti si evidenziano gli andamenti di tensione e corrente ed angolo PhiE a seguito dello scatto:

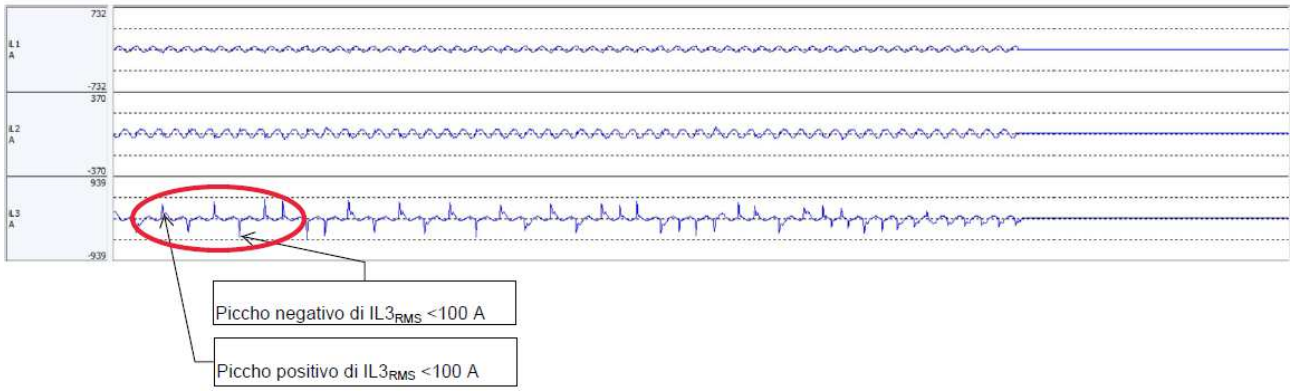


Fig. 6.14 - Andamento tipo intermittente sulla fase 3 – Linea 1 CONVERSANO

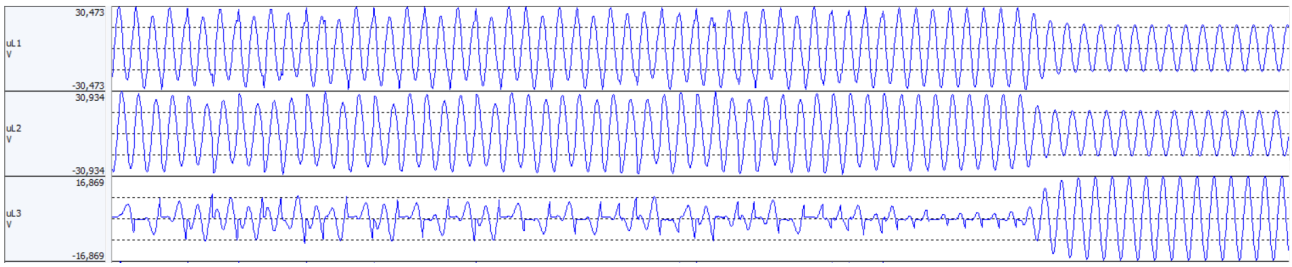


Fig. 6.15 - Andamento tipo oscillatorio smorzato su tensione di fase 3– Linea 1 CONVERSANO

Fig. 6.16 - Andamento della corrente omopolare tipo intermittente

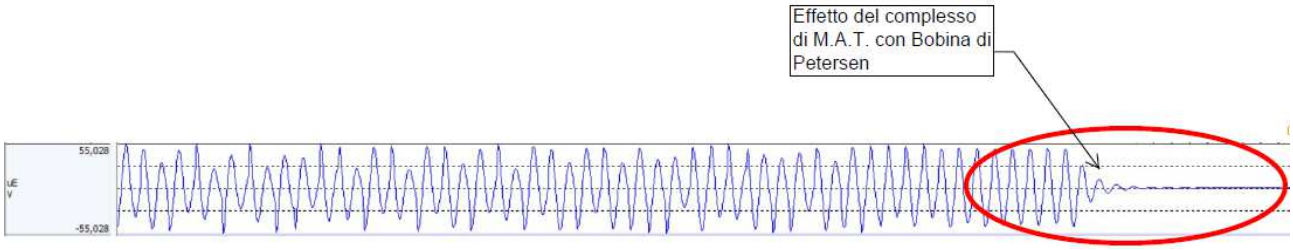


Fig. 6.17 - Andamento della tensione omopolare

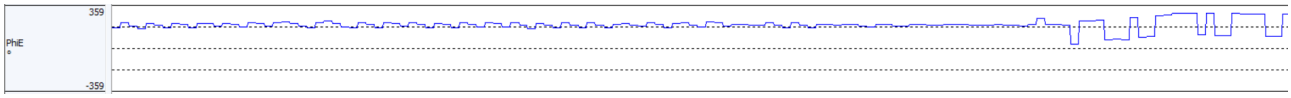


Fig. 6.18 - Andamento PhiE (sfasamento tra tensione e corrente omopolare)

In Fig. 6.14 si può notare come la corrente della fase 3 presenti un andamento di natura intermittente in cui i picchi sono distanziati tra loro di un range compreso tra i 20 e 30 ms mentre in Fig. 6.17 è possibile notare l'intervento del complesso della bobina di Petersen che tende a far assumere alla tensione omopolare un andamento sempre più smorzato.

L'angolo PhiE presenta un andamento pressoché sempre entro la zona di intervento della soglia 67N.S1 (Fig. 6.18)

A seguito delle successive richiusure a secondo del ciclo di automazione le tre fasi sono state sollecitate con la corrente di In Rush con picchi superiori ad 1kA sulla fase 2.

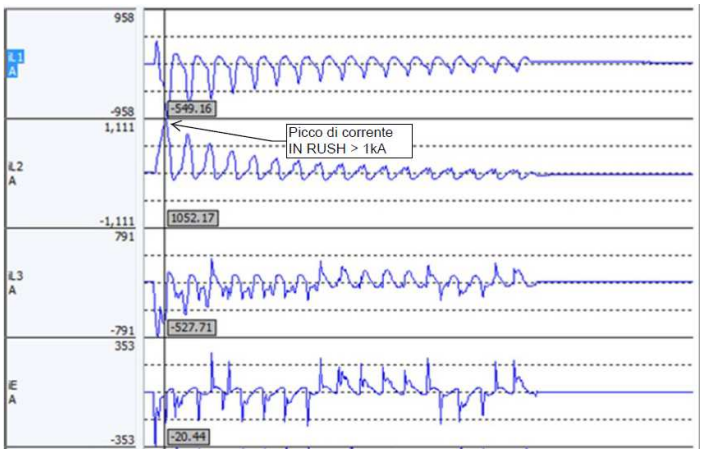


Fig. 6.19 - Andamento delle correnti di fase sulla linea 1 CONVERSANO

Questi andamenti sono stati registrati durante il guasto sul primo tronco (da Cabina Primaria fino alla prima Cabina Secondaria) della linea MT 1 CONVERSANO. Una volta effettuata la controalimentazione con la linea 4 CONVERSANO si rileva un guasto su di essa che sta fungendo da contro-alimentante.

Di seguito si possono notare i medesimi andamenti riportati per la Linea 4 CONVERSANO ma su fase diversa rispetto alla Linea 1 CONVERSANO.

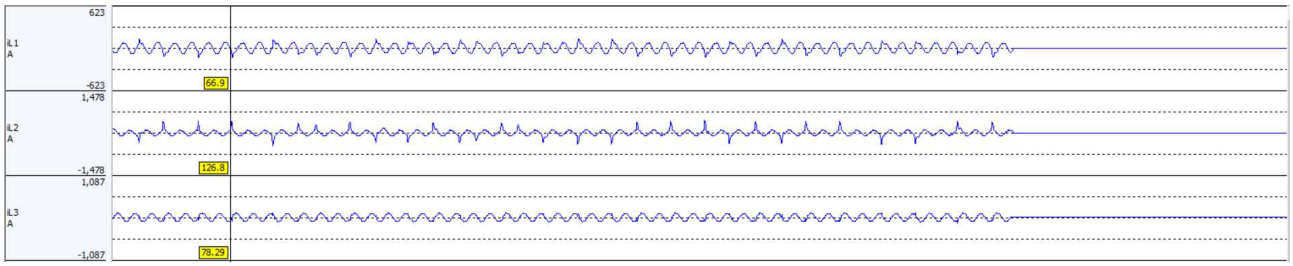


Fig. 6.20 - Andamento correnti di fase con tipo intermittente sulla fase 2– Linea 4 CONVERSANO

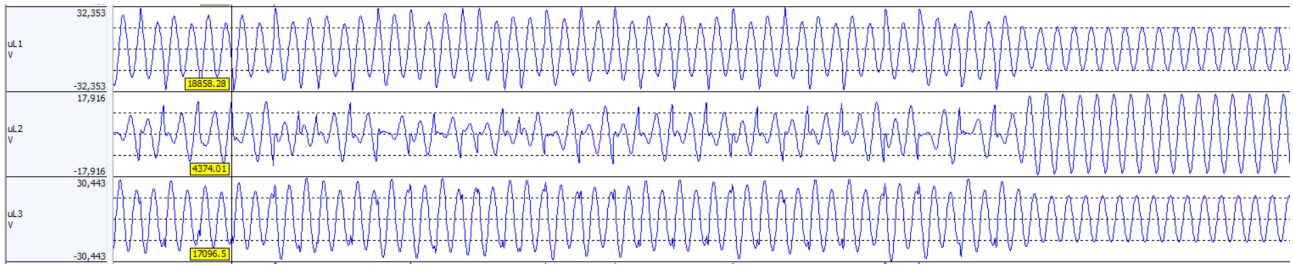


Fig. 6.21 - Andamento tensioni di fase con andamento tipo oscillatorio smorzato su tensione di fase 2– Linea 4 CONVERSANO

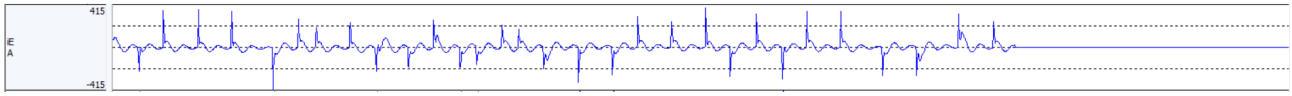


Fig. 6.22 - Andamento della corrente omopolare tipo intermittente

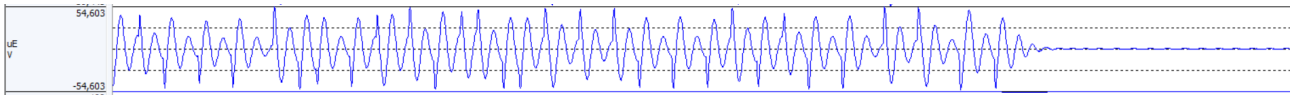


Fig. 6.23 - Andamento della tensione omopolare

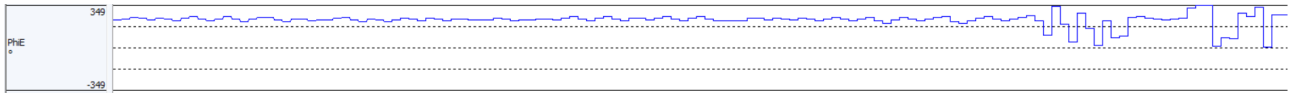


Fig. 6.24 - Andamento PhiE (sfasamento tra tensione e corrente omo)

6.2.2 Caso di studio 2: Linea MT 1 GIOIA da CP GIOIA

Tipologia di guasto: Guasto intermittente con evoluzione in monofase a terra

Stralcio protocollo di servizio:

Cab. Primaria	Montante	Ente	Descrizione Evento	Parametri	Data Ora da Op./App.
GIOIA	1 GIOIA	LINMT	SCATTO D.TERRA 4 SOGLIA	54A	28/08/2019 18:33:29.415
GIOIA	1 GIOIA	LINMT	SCATTO D.TERRA 1 SOGLIA	54A	28/08/2019 18:33:30.555
GIOIA	1 GIOIA	LINMT	SCATTO DEF D.TERRA 1 SOGLIA	9A	28/08/2019 18:34:00.976

Fig. 6.25 – Protocollo di servizio – Linea MT 1 GIOIA

Stato del NEUTRO: Compensato mediante Bobina di Petersen

Analisi delle grandezze rilevate da pannello di protezione in CP:

Al momento dello scatto della linea con apertura interruttore del montante linea in CP si verificano i seguenti andamenti:

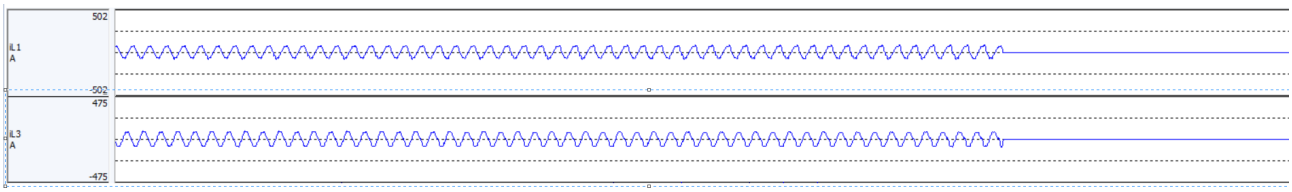


Fig 6.26- Andamento correnti di fase con tipo intermittente sulla fase 2– Linea 1GIOIA

La corrente della fase 2 è stata ricostruita dalla relazione:

$$I_E - I_{L1} - I_{L3} = I_{L2} \qquad \text{(Eq. 15)}$$

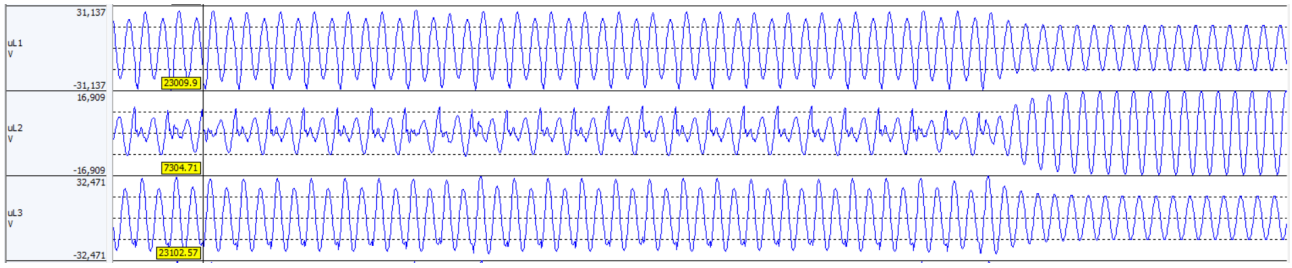


Fig. 6.27 - Andamento tensioni di fase con andamento tipo oscillatorio smorzato su tensione di fase 2– Linea 1 GIOIA

Fig. 6.28 - Andamento della corrente omopolare tipo intermittente

Fig. 6.29 - Andamento della tensione omopolare tipo intermittente

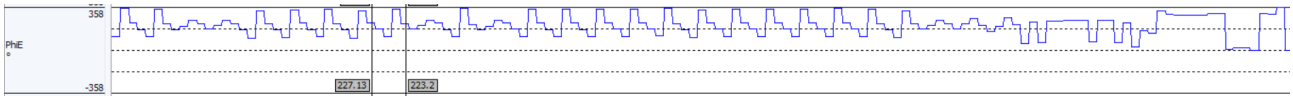


Fig. 6.30 - Andamento PhiE (sfasamento tra tensione e corrente omopolare)

Il guasto nella fase iniziale si presente come puramente intermittente.

A seguito della Richiusura Rapida [RR], le grandezze presentano i seguenti andamenti:

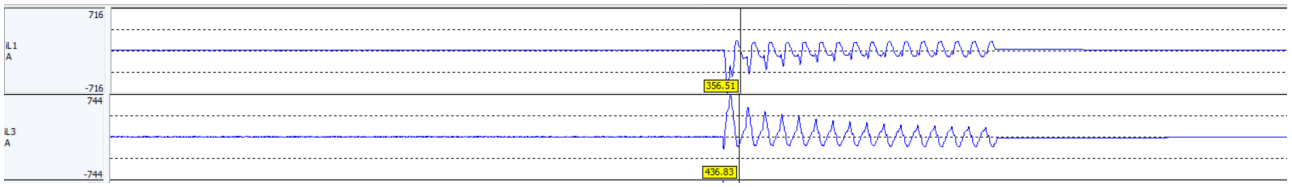


Fig. 6.31 - Andamento correnti di fase dopo RR– Linea 1GIOIA

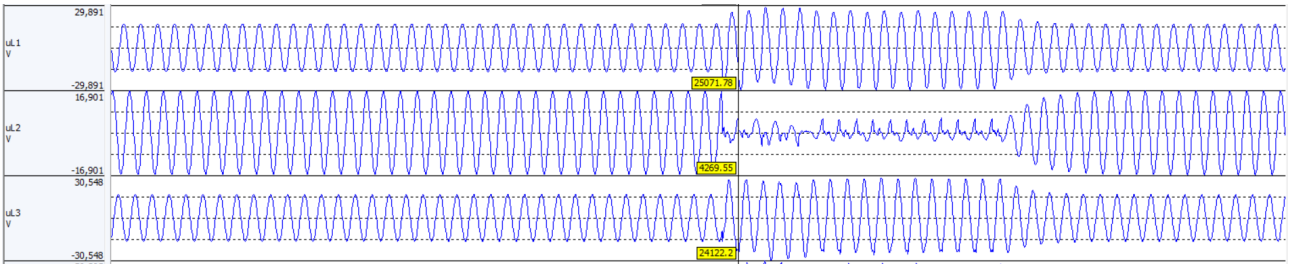


Fig. 6.32 - Andamento tensioni di fase con andamento tipo oscillatorio smorzato su tensione di fase 2– Linea 1GIOIA

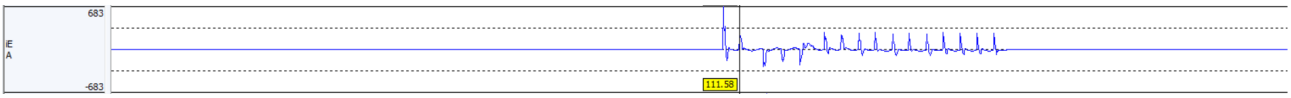


Fig. 6.33 - Andamento della corrente omopolare tipo intermittente

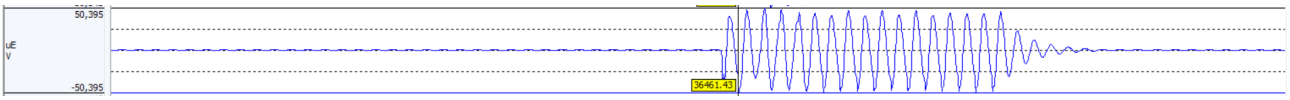


Fig. 6.34 - Andamento della corrente omopolare tipo intermittente

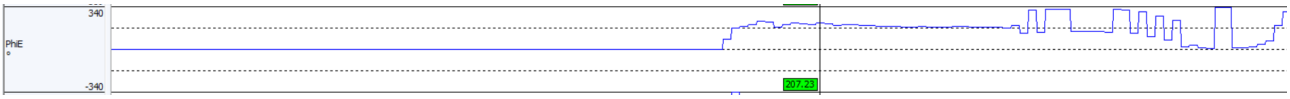


Fig. 6.35 - Andamento PhiE (sfasamento tra tensione e corrente omopolare)

Il guasto è stato rilevato in prima soglia come monofase a terra (PhiE=207°): a seguito del ciclo di automazione, dal punto di vista delle protezioni, ha cambiato la sua natura.

La distanza tra i due picchi si è sempre mantenuta entro i 40ms.

Fig. 6.36 - Distanza tra i picchi di corrente di tipo intermittente

Gli algoritmi presenti nelle nuove protezioni installate nei nodi secondari (RGDM) replicano la stessa logica presente nel pannello di protezione di linea in cabina primaria per l'individuazione dei guasti intermittenti.

Come già esposto, nell'algoritmo di rilevazione del guasto intermittente implementato negli RGDM sono presenti 2 blocchi di temporizzatori [T1] e [T2] che hanno la seguente funzione:

- il tempo di taratura del temporizzatore [T1] è la distanza settata tra due picchi di archi intermittenti;
- il tempo di taratura del temporizzatore [T2] assicura con certezza che l'arco intermittente possa essere individuato dall'RGDM perché la soglia 67N.S4 di CP è tarata ad un tempo superiore impostato dal distributore, sia per NI, che per NC.

6.2.3 Caso di studio 3: Linea MT MARTELLOTTA da SM ALBEROBELLO

Tipologia di guasto: Guasto intermittente con evoluzione in monofase a terra

Stralcio protocollo di servizio:

Cab. Primaria	Montante	Ente	Descrizione Evento	Parametri	Data Ora da Op./App.
SM.ALBEROBEL	MARTELLOTT	LINMT	SCATTO DEF (*)	19A	03/05/2019 04:40:39.145
SM.ALBEROBEL	MARTELLOTT	LINMT	SCATTO D.TERRA 2 SOGLIA	23A	03/05/2019 04:53:01.825
SM.ALBEROBEL	MARTELLOTT	LINMT	SC TC DEF D.TERRA 2 SOGLIA	23A	03/05/2019 04:54:18.595

Scatto Definitivo per 67N.S2 - Guasto monofase a terra a Neutro Isolato

Fig. 6.37 – Protocollo di servizio – Linea MARTELLOTTA

Stato del NEUTRO: Isolato

Analisi delle grandezze rilevate da pannello di protezione in CP:

Al momento dello scatto della linea con apertura interruttore del montante linea in CP si verificano i seguenti andamenti:

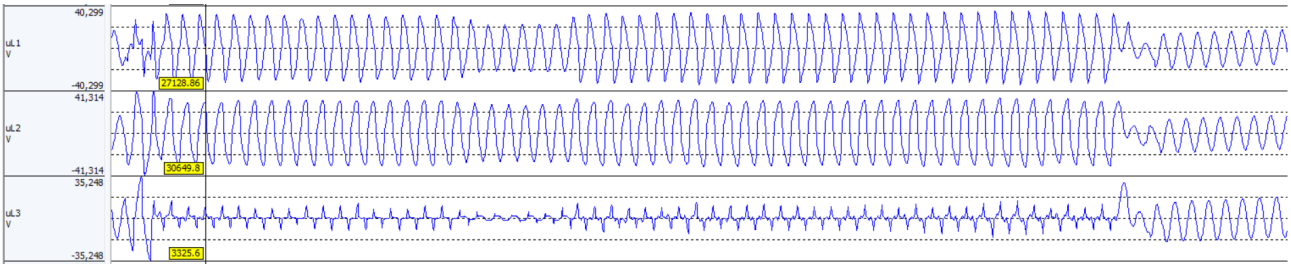


Fig. 6.38 - Andamento delle tensioni di fase

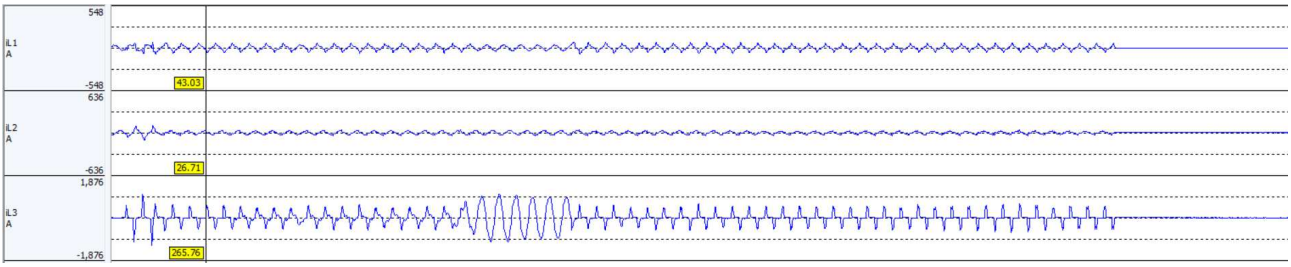


Fig. 6.39 - Andamento delle correnti di fase

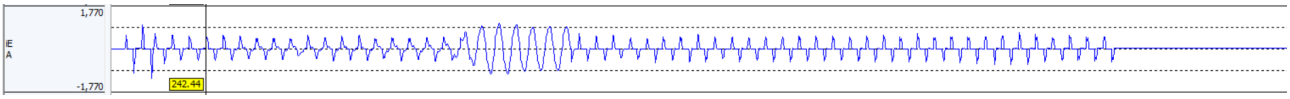


Fig. 6.40 - Andamento corrente omopolare

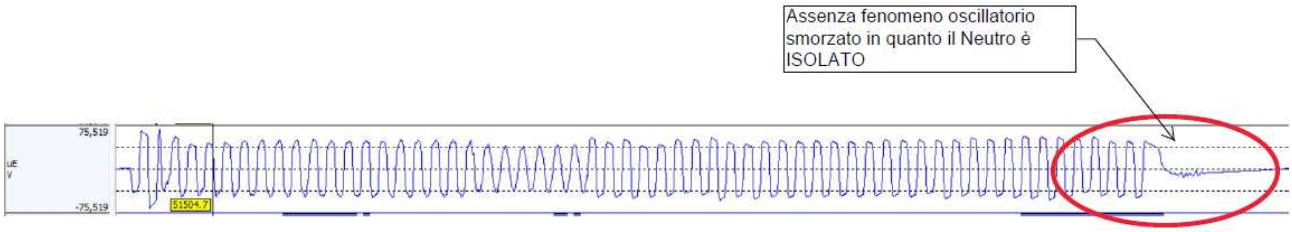


Fig. 6.41 - Andamento della tensione omopolare

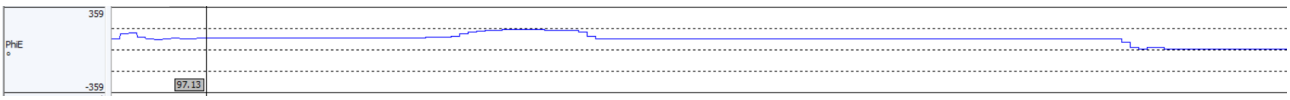


Fig. 6.42 - Andamento PhiE

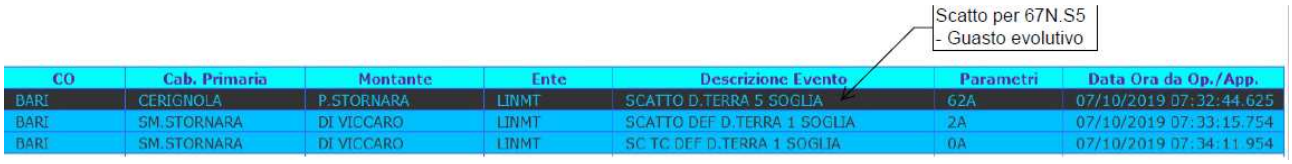
La tensione omopolare rispetto al caso di neutro compensato si presenta con un andamento che si avvicina ad una onda quadra sincrona con la tensione di fase ed è molto più regolare. È una forma d'onda molto più stabile rispetto a quella registrata a neutro compensato e questo fa in modo di avere un angolo molto più stabile. A neutro isolato, con le macchine digitali che usano la trasformata di Fourier per l'elaborazione dei segnali, può succedere che un guasto nato come intermittente venga registrato nel protocollo di servizio con una differente natura, come in questo caso: la linea è scattata per soglia 67N.S2 direzione di terra a neutro isolato e non per intermittente.

In generale, l'arco intermittente interviene pesantemente sulle tre variabili: V_0,I_0 e PhiE. Nel caso di neutro isolato, l'algoritmo di identificazione del guasto intermittente rende le grandezze che dovrebbero essere valutate durante la presenza di tale tipologia di guasto più stabili e rende: l'individuazione dell'arco intermittente più complicata.

6.2.4 Caso di studio 4: Linea MT RUR. DI VICCARO da SM STORNARA

Tipologia di guasto: Guasto intermittente erroneamente selezionato in 67N.S5 (soglia per guasto evolutivo)

Protocollo di servizio:



CO	Cab. Primaria	Montante	Ente	Descrizione Evento	Parametri	Data Ora da Op./App.
BARI	CERIGNOLA	P.STORNARA	LINMT	SCATTO D.TERRA 5 SOGLIA	62A	07/10/2019 07:32:44.625
BARI	SM.STORNARA	DI VICCARO	LINMT	SCATTO DEF D.TERRA 1 SOGLIA	2A	07/10/2019 07:33:15.754
BARI	SM.STORNARA	DI VICCARO	LINMT	SC.TC.DEF D.TERRA 1 SOGLIA	0A	07/10/2019 07:34:11.954

Fig. 6.43 – Protocollo di servizio – Linea RUR. DI VICCARO

Stato del NEUTRO: Compensato

Scatto del Feeder dello SM Stornara per 67N.S5 (guasto evolutivo) con conseguente scatto di tutti i distributori afferenti al nodo primario.

Analisi delle grandezze rilevate da pannello di protezione in CP:

Il guasto sulla linea RUR. DI VICCARO è di tipo intermittente come di seguito rilevato dal pannello di protezione in Cabina Primaria.

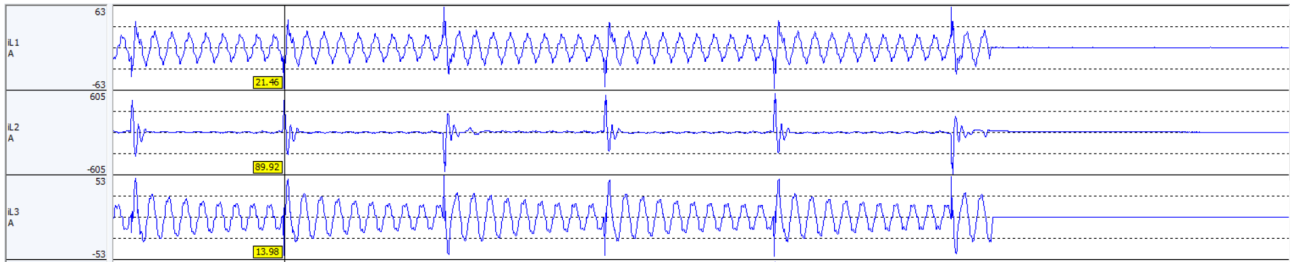


Fig. 6.44 - Correnti di fase al momento del guasto – Linea RUR. DI VICCARO

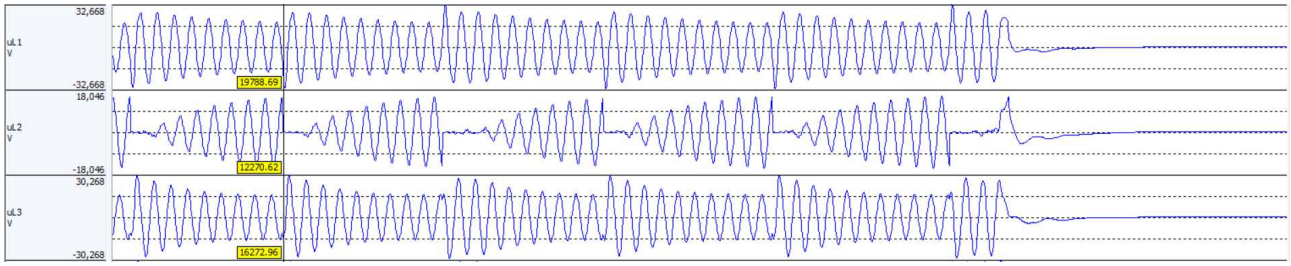


Fig. 6.45 – Andamento tensioni di fase al momento del guasto

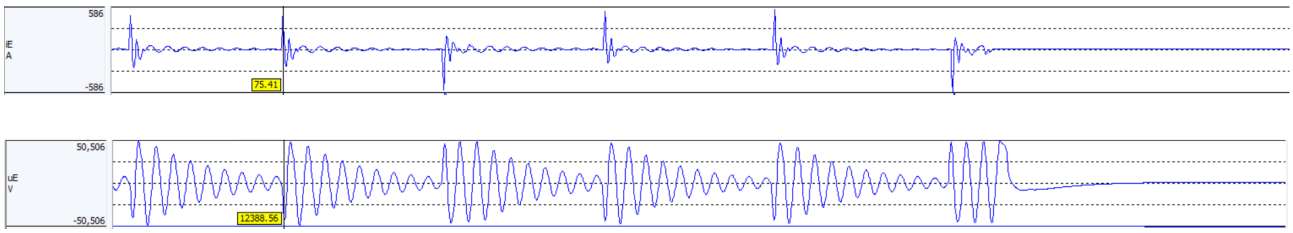


Fig. 6.46 – Andamento tensione e corrente omopolare

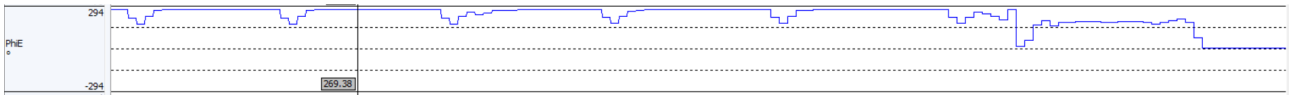


Fig. 6.47 – Andamento angolo PhiE

L'alimentatore è scattato in soglia 67N.S5. In realtà si tratta di un guasto intermittente non rilevato dalla 67N.S4 ma rilevato in 67N.S5. La soglia 67N.S5 si attiva nel momento in cui si presenta una tensione omopolare alta e si mantiene alta per tutto il tempo per cui tale soglia è tarata. In genere non interviene quasi mai perché questo vorrebbe dire aver by-passato tutte le altre soglie che sono tarate ad un tempo inferiore di intervento.

La V_0 è sempre sopra soglia ed i picchi, ovvero gli avviamenti in prima e seconda soglia sulla fase guasta sono molto distanti tra di loro (intorno ai 200ms) con l'angolo fuori dalla zona di intervento della protezione 67N.S1 (intorno ai 269°).

La soglia 67N.S4 non sarebbe mai intervenuta in quanto i picchi di corrente sono molto diradati tra di loro.

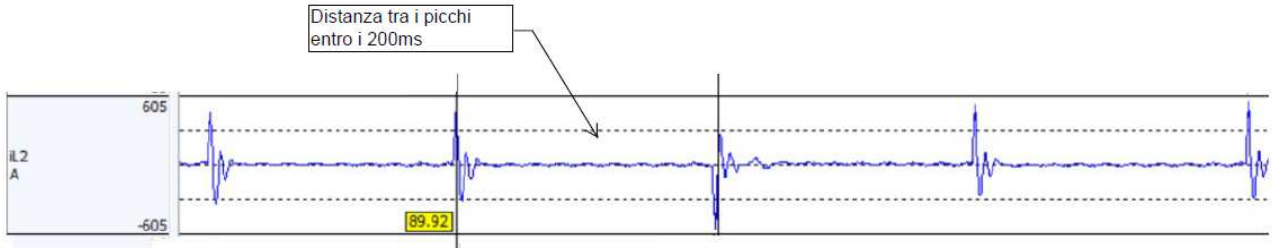


Fig. 6.48 – Andamento della corrente di fase guasta di natura intermittente

A seguito della Richiusura Rapida [RR], gli andamenti sono: :

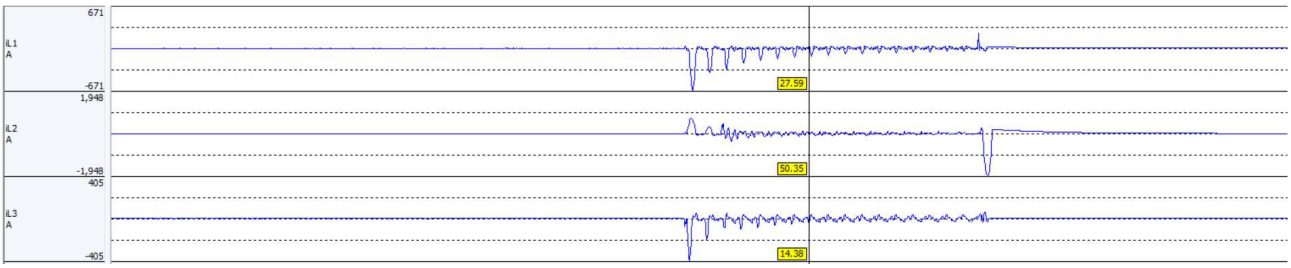


Fig. 6.49 - Correnti di fase a seguito della RR

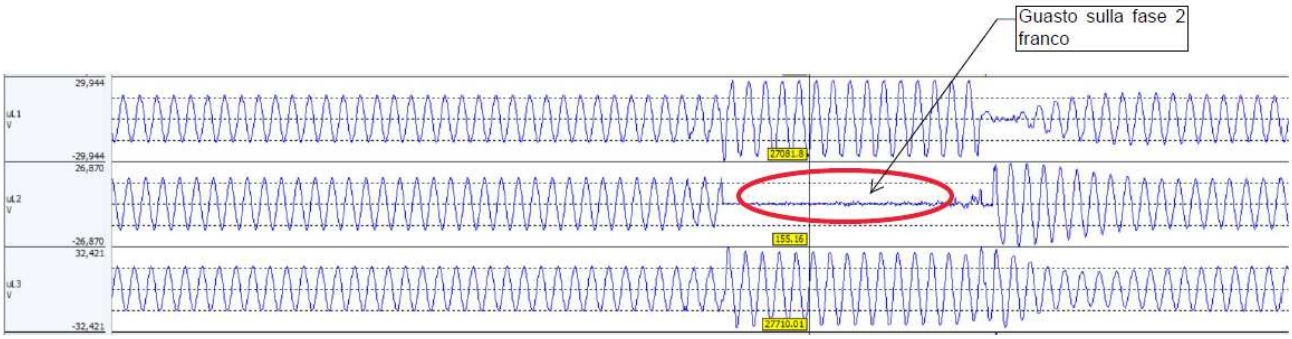


Fig. 6.50 - Tensioni di fase a seguito della RR

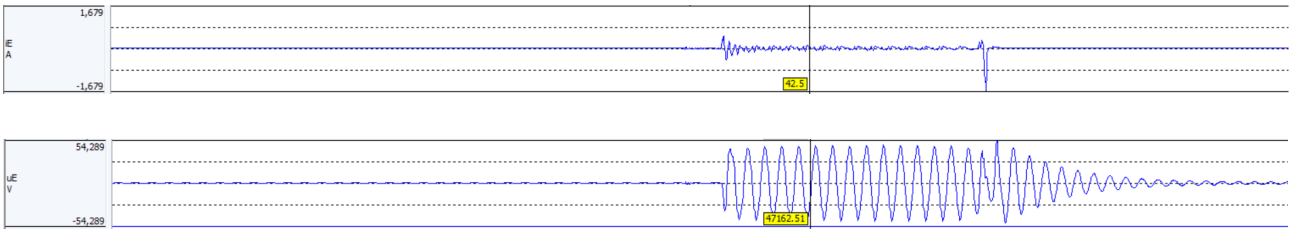


Fig. 6.50 - Tensioni di fase a seguito della RR

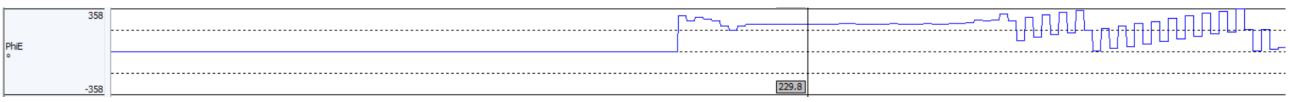


Fig. 6.51 -Andamento angolo PhiE a seguito RR

6.3 Analisi dei risultati dell'applicazione dell'algoritmo

Dai risultati ottenuti nel corso delle analisi dei guasti descritti nei precedenti paragrafi si osserva che se la tensione omopolare è sempre sopra soglia significa che eccita prima di tutto il trasformatore AT/MT. Questa condizione, come si visto, è comune sia per la soglia 67N.S4 che per la soglia 67N.S5 e pone il sistema in stato di allerta.

Quando la soglia 67N.S4 attiva la sua logica perché la tensione omopolare è superiore alla sua soglia esegue un controllo sugli avviamenti della soglia 67N.S1 e della soglia 67N.S2. Per un guasto di natura intermittente, siccome si è in presenza di continui transitori, l'eccitazione di tali soglie non dipende in prima approssimazione dallo stato del neutro (lo diventeranno successivamente quando il guasto, alla prima Richiusura Rapida, evolve come monofase).

Sui continui transitori, la corrente omopolare ha carattere d'intermittenza, come si può notare dalle simulazioni presentate nel lavoro. Questi picchi fanno eccitare ogni volta le soglie della protezione monofase a terra, attivandole. Nella prima fase del guasto il guasto intermittente viene registrato in modo corretto dal pannello di protezione A3 in CP mentre a seguito della richiusura rapida il guasto, nato con natura intermittente, evolve in guasto monofase a terra. La sua natura è cambiata a causa della continua eccitazione delle soglie di terra che avvengono, non perché vi è la presenza di un guasto monofase ma perché a seguito del guasto esse commutano sui tempi contratti by-passando a pieno l'attivazione della soglia per guasto intermittente. I guasti di natura intermittente sono molto più frequenti sulle reti a Neutro Compensato.

6.3.1 Problematica nella individuazione del guasto intermittente

L'ipotesi è quella che a seguito della Richiusura Rapida (RR) il guasto intermittente evolve in guasto monofase a terra. Dopo il primo scatto, tuttavia, tutte le soglie che si sono eccitate, anche in via transitoria, adottano i tempi di intervento contratti. Si precisa che la 67N.S4 è priva di tale tempo, per cui se il guasto dovesse permanere come intermittente, interverrebbe nuovamente con il tempo di primo intervento.

Supponendo di considerare la classica automazione FNC con la presenza di ICS lungo linea, a seguito della RR, poiché le soglie di terra commutano sui loro tempi contratti, viene impedito il funzionamento degli automatismi presenti lungo linea e avviene nuovamente lo scatto di tutta la linea con l'apertura dell'interruttore in CP: si ha un errato coordinamento tra i dispostivi di protezione in quanto gli ICS non riescono ad essere selettivi con l'interruttore di CP perché non hanno il tempo di rilevarlo a causa delle commutazioni delle soglie direzionali di terra su tempi contratti.

Questo fa sì che dopo la RR, essendo intervenuto l'interruttore di CP anziché l'ICS vengono disalimentati tutti i clienti della linea (qualora fosse intervenuto l'ICS i clienti a monte del guasto avrebbero subito solo una interruzione transitoria) per un tipo di interruzione che inizia ad avere un peso consistente sugli indicatori di qualità (NILB e DIL).

A livello generale, appena si presenta un guasto e la linea scatta, tutte le soglie delle protezioni si portano sui tempi contratti poiché appena si ha uno scatto, a seguito della RR con esito negativo e la linea continua a scattare per presenza di un guasto certo, si deve far in modo da mantenere tale guasto il meno tempo possibile agendo sui tempi contratti in quanto è inutile stressare la rete.

6.3.2 Spunti di miglioramento

Una delle possibili soluzioni consiste nello sfruttare l'evoluzione del guasto da intermittente a monofase evitando la commutazione a tempi contratti in seguito a scatto per 67N.S4 delle soglie direzionali di terra: in questo modo le soglie 67N.2a ma soprattutto la soglia 67N.S1 darebbero spazio al funzionamento degli automi dopo una prima interruzione transitoria data dall'intervento in soglia 67N.S4.

L'esclusione del tempo contratto può essere effettuata solo in seguito a scatto per 67N.S4, qualora il guasto diventi di altra natura, ovvero monofase. In ottemperanza con la Normativa in vigore, infatti, i tempi contratti sono funzionali ad aspetti di sicurezza. Per quanto riguarda la 67N.S2, ad esempio, è necessario che il tempo di permanenza del guasto entro 5 s deve essere minore a uguale a 690 ms. Entro tale soglia è necessario considerare i seguenti tempi:

- tempo di permanenza del guasto su primo intervento (ovvero lo scatto);
- tempo di movimentazione degli interruttori;
- tempo contratto successivo alla RR negativa;
- tempo di movimentazione degli interruttori.

Se non si commuta sui tempi contratti e si mantiene il tempo di intervento (lungo) si è fuori da quanto prescritto dalle norme.

Per quanto riguarda la prima soglia invece 67N.S1 sul neutro compensato sarebbe possibile escludere la commutazione dei tempi contratti ma si hanno delle ripercussioni sulla gestione delle PRE (Prevenzione del rischio elettrico) e di conseguenza si è soggetti a compromettere gli standard sulla sicurezza previsto da e-distribuzione (ad esempi come la gestione dei lavori sotto tensione, sequenza dei lanci di tensione e tutto ciò che è previsto durante la sequenza dei lavori sull'esercizio della rete).

La proposta per la nuova gestione del guasto intermittente è la seguente:

nel momento in cui si verifica un guasto di natura intermittente, si esegue la RR che ha esito negativo e quando si esegue il rilancio di tensione a seguito della RR, poiché non si è intervenuti per scatto di soglia monofase a terra, si deve fare in modo che tali soglie continuino a mantenere il tempo di intervento lungo e non commutare sul tempo di intervento contratto perché di fatto il guasto è di tipo intermittente.

L’idea è quella che le soglie delle protezioni direzionali di terra commutino sui tempi contratti solo dopo uno scatto proprio e non sulla loro eccitazione. Infatti in presenza di un guasto intermittente, il primo istante in cui viene registrata la natura di tipo monofase è a seguito della RR e non prima. Pertanto si propone di far commutare le soglie di terra sui tempi di primo intervento e non automaticamente sui tempi contratti perché di fatto nell’istante dello scatto il guasto ha differente natura (intermittente).

Mantenendo i tempi lunghi sulle soglie del monofase si ha la possibilità di fare intervenire gli ICS inibendo l’apertura dell’interruttore in CP.

Per migliorare nel suo complesso il rilevamento del guasto intermittente, si intende incrementare il tempo di ricaduta del temporizzatore presente nell’algoritmo della rilevazione dei guasti intermittenti. Tale tempo è nell’ordine di centinaia di millisecondi e si propone di raddoppiarlo.

6.3.3 Influenza della sensoristica nella acquisizione dei segnali

Come è ragionevole pensare, i sensori installati nei pannelli di protezioni nelle Cabine Primarie sono progettati per avere un grado di precisione, affidabilità e maggiore accuratezza rispetto ai sensori presenti nei nodi secondari.

Questa differenza fa sì che la gestione del guasto (soprattutto quello intermittente) venga rilevato in alcuni casi in maniera errata dalle protezioni presenti nei nodi secondari. Tale differenza però è necessaria per un principio economico infatti non è possibile implementare la stessa logica delle protezioni di cabina primaria nelle cabine secondarie e per tal motivo si fa in modo, seppur con minore accuratezza, di avere un elevato numero di cabine secondarie equipaggiate con dei sensori di rilevazione dei guasti sulla rete anziché implementare quelle di cabina primaria solo in un numero rilevato di punti.

La prima individuazione dell'arco intermittente rilevata sempre dal pannello della cabina primaria assicura una maggiore accuratezza ed è la soluzione migliore allo stato attuale.

Di seguito si evidenzia un confronto sulle diverse modalità di impiego dei TA di fase (per la rilevazione della corrente di fase) ed i TA per la rilevazione della corrente residua.

Per la misura della correte esistono diverse configurazioni:

1) 2 TA su due fasi ed 1TA toroidale che include tutte e tre le fasi: in questo caso la terza corrente di fase è ricostruita con la somma vettoriale di quella rilevata dal TA toroidale meno le altre due;
2) 3 TA di fase dove la corrente residua è ricostruita mediante la somma vettoriale delle tre correnti di fase;
3) 3 TA ed 1 TA toroidale dove tutte le grandezze sono misurate. È una condizione sovrabbondante ma che in fase di analisi permette la diagnostica di eventuali anomalie o errori di installazione e cablaggi.

Dal punto di vista prestazionale invece è possibile fare un confronto tra il TA inteso come nucleo ferromagnetico e quindi trasformatore di corrente ovvero riduttore di corrente e la bobina di Rogowsky.

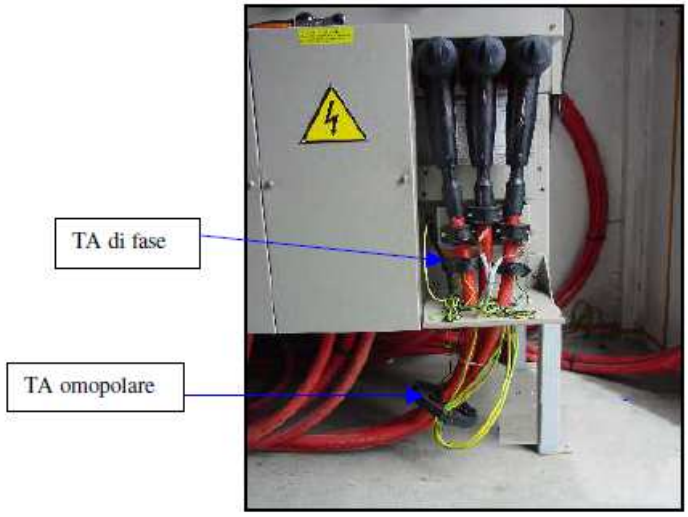


Fig. 6.52 - Esempio di disposizione dei TA di fase e TA omopolare sui cavi MT

Trasformatore di corrente:

Il trasformatore amperometrico, è costituito da due avvolgimenti (primario e secondario) tra loro isolati e da un nucleo magnetico sul quale i suddetti avvolgimenti sono avvolti.
L'avvolgimento primario deve essere attraversato dalla corrente da misurare e quindi collegato in serie nel circuito, mentre l'avvolgimento secondario deve alimentare gli strumenti di misura o le apparecchiature di protezione.
L'obiettivo è ridurre i problemi di smaltimento di calore ed i forti campi magnetici che possono disturbare gli strumenti, ed isolare gli strumenti dal resto dell'impianto, garantendo l'incolumità di chi ne viene in contatto.

La corrente primaria nominale è quella a cui sono riferiti gli errori di rapporto e di fase e i limiti di sovratemperatura ammessi. Si assegnano normalmente valori interi (ad esempio 10 A, 20 A, 100 A, 500 A, 1000 A, 5000 A). La corrente secondaria nominale viene scelta in relazione alle caratteristiche delle apparecchiature da alimentare e sono normalizzati i valori di 5 A, 2 A, 1 A

Oltre a possedere le caratteristiche sopra esposte, ogni TA deve essere in grado di sopportare, sotto gli aspetti termico e dinamico, correnti elevate per tempi brevi in caso di guasto (cortocircuiti in rete).
In generale esistono due categorie di TA:

- TA ad anello chiuso;
- TA ad anello aperto.

Bobina di Rogowsky

La bobina di Rogowski è un dispositivo elettrico per la misurazione di correnti alternate e correnti di tipo impulsivo. E' una bobina "avvolta in aria" è posta attorno ad un conduttore in modo toroidale e il campo magnetico prodotto dalla corrente induce una tensione ai capi della bobina. La tensione di uscita è proporzionale alla variazione nel tempo della corrente.

Le sonde di Rogowski hanno il grande vantaggio di poter coprire un range di misura molto ampio, da una decina fino decine di migliaia di Ampere. Tale dispositivo lavora percependo il campo magnetico attorno al conduttore e fornisce la relazione tra la corrente che fluisce nel conduttore e il campo magnetico attorno ad esso.

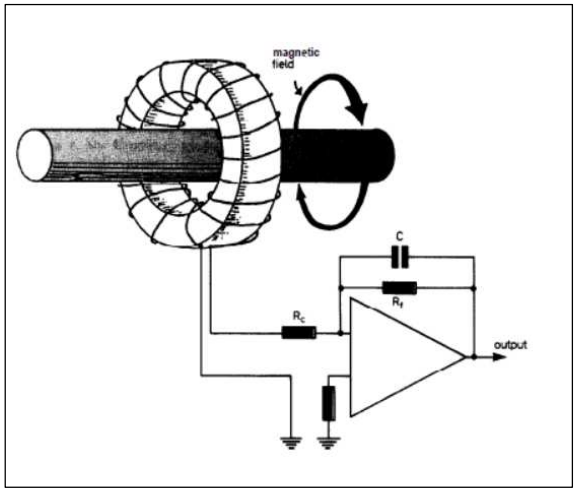


Fig. 6.53 - Bobina di Rogowsky

Il segnale in uscita è in tensione espressa in mV deve essere integrato e non può essere utilizzata direttamente. Esistono soluzioni esterne ed integrate all'interno dello strumento che eseguono l'operazione. È possibile utilizzare degli integratori esterni per poter adottare le sonde. È necessario integrare il segnale in uscita perché l'uscita del segnale in mV è sfasata rispetto alla misura del primario e necessita di una amplificazione.

Vantaggi nell'uso della bobina di Rogowsky

- flessibilità e deformabilità della sonda, permettendone l'avvolgimento intorno ad un conduttore in tensione senza disturbarlo;
- non-invasività della misura;
- presenta un'induttanza bassa che gli conferisce una propensione spiccata alla misura di correnti che variano nel tempo anche con elevata velocità;
- data l'assenza di un nucleo ferromagnetico da saturare, è altamente lineare anche quando sottoposta a grandi correnti; infatti a differenza delle correnti trasformatoriche e di quelle che circolano in altri dispositivi ferromagnetici, la bobina di Rogowski non presenta effetti di saturazione. L'unico fattore che limita la linearità potrebbe essere un breakdown elettrico nell'avvolgimento causato da una tensione troppo alta ai capi della bobina.
- È immune all'interferenza magnetica.

Svantaggi nell'uso della bobina di Rogowsky

- alle alte frequenze si comporta come una linea di trasmissione;
- alta sensibilità

I nodi secondari oggetto del progetto P.A.N, sono equipaggiati con questa tipologia di trasduttori che consentono una misura più accurata delle grandezze che vengono registrate da RGDM.

6.3.4 Applicazione della nuova logica sui cicli di automazione

In seguito alle soluzioni proposte al paragrafo precedente, si descrive in maniera sintetica la nuova logica sui cicli di automazione standard ed evolutivi:

FRG con IMS ed ICS

Presenza di guasto intermittente. Si esegue una richiusura rapida negativa che riapre l'interruttore di CP. Da questo momento si ha l'attivazione delle Richiusure Lente che attivano glia automi sulla linea. La nuova logica per questo tipo di automazione, che ci sia un guasto intermittente o no, non modifica nulla e di conseguenza non si riscontrano problemi nella sua applicazione.

FNC con IMS ed ICS e cicli di automazione evolutivi FSL/SFS

L'organo di manovra IMS, per il guasto monofase, si comporta come un ICS in termini di logica di intervento e non di componente in quanto essi non possono interrompere una corrente di corto circuito o una corrente capacitiva elevata.

Applicando la nuova logica proposta ed avendo a disposizione gli ICS lungo linea, al momento della presenza del guasto intermittente l'ICS, a valle della richiusura rapida fatta dall'interruttore di CP, potrà eseguire il suo ciclo di automazione introducendo però una seconda RR ma salvaguardando i clienti a monte che non risentiranno di nessuna interruzione. L'ICS vedrà un guasto di tipo monofase (evoluzione del guasto intermittente) per la prima volta solo dopo la RR fatta dall'interruttore di CP. Anche per le automazioni evolutive la soluzione proposta non causa problemi e pertanto può essere sperimentata.

Capitolo 7

7.1 Struttura fisica dell'arco elettrico

L'arco elettrico è un fenomeno fisico che si verifica durante le operazioni di apertura e di chiusura di un circuito elettrico con lo sviluppo di una notevole quantità di energia. Consiste in un canale luminoso prodotto dalla ionizzazione dell'aria e le modalità con cui esso si sviluppa e si estingue costituiscono un importante parametro per il dimensionamento delle apparecchiature di manovra.

Al momento del distacco dei due elettrodi che compongono un interruttore, nonostante l'esistenza di una separazione fisica dei contatti di commutazione, l'arco stabilito rende possibile che la corrente continui a scorrere in quanto l'aria è stata ionizzata e convertita in plasma, diventando così conduttiva e la sua estinzione è possibile solo quando il mezzo di interruzione tra i contatti diventa di nuovo un mezzo isolante.

In Fig. 7.1 sono rappresentate tre regioni: una zona centrale (o colonna ad arco) regione anodica e regione catodica [11].

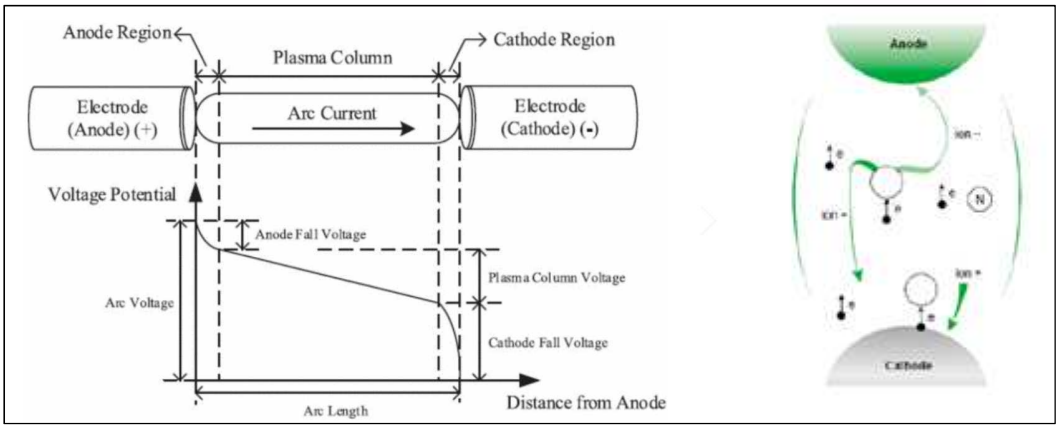


Fig.7.1 – Struttura fisica di un arco elettrico

Si può notare in Fig. 7.1 come la colonna centrale è caratterizzata da forti densità di corrente e la caduta di tensione lungo la colonna d'arco è caratterizzata da un gradiente di tensione longitudinale uniforme. Tale gradiente di tensione nella colonna d'arco dipende dalla corrente d'arco e dallo scambio di energia con l'ambiente.

Il comportamento di un arco elettrico può essere associato a quello di un reostato con un valore di resistenza fortemente variabile che può passare da un valore trascurabile (quando i contatti sono chiusi) ad un valore tendente ad infinito (quando i contatti sono aperti) con una caduta di tensione ai suoi capi dipendente da fenomeni di ionizzazione dell'aria e della successiva azione di raffreddamento.

La relazione tra tensione d'arco e corrente può essere studiata mediante una relazione di equilibrio tra calore prodotto e dissipato dall'arco.

Supponendo di considerare il caso di una interruzione di un circuito ohmico alimentato da un generatore in corrente continua, è possibile risalire alla caratteristica statica dell'arco elettrico per una lunghezza costante [12]:

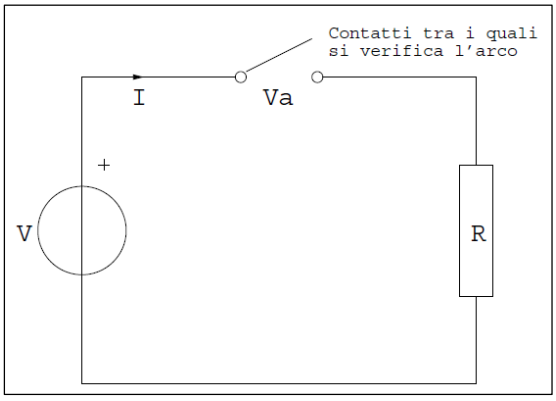


Fig. 7.2 – Interruzione di un circuito ohmico

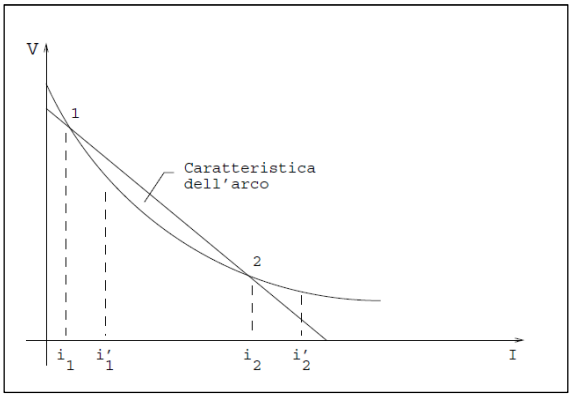


Fig. 7.3 – Caratteristica V-I nel caso di arco a lunghezza costante

Inoltre, è possibile notare come le caratteristiche dell'arco variano in funzione della lunghezza d'arco:

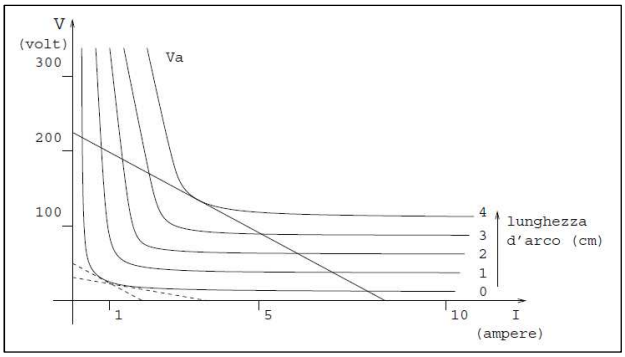


Fig. 7.4 – Caratteristica V-I per diverse lunghezze d'arco

7.2 Modelli dinamici per la descrizione del fenomeno dell'arco elettrico

I modelli termici che vengono utilizzati per la descrizione dei fenomeni che si instaurano durante un arco elettrico sono riconducibili ai modelli di Cassie e di Mayr. Secondo queste due teorie un arco elettrico può essere rappresentato mediante un bipolo resistivo dipendente dal tempo caratterizzato da una conduttività d'arco la cui rapida variazione può essere espressa sotto forma di equazioni differenziali [13].

In Fig. 7.5 si riporta il modello circuitale:

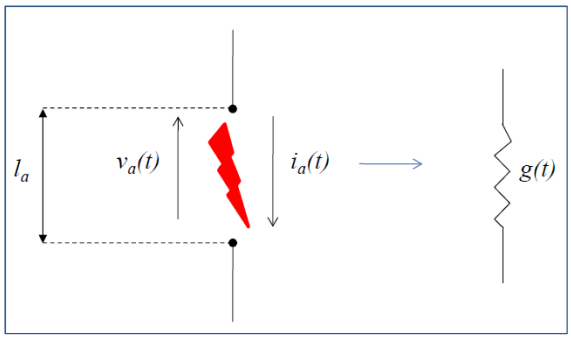


Fig. 7.5 - Arco elettrico e sua rappresentazione mediante bipolo resistivo tempo dipendente

Per la determinazione della conduttività dell'arco è possibile far riferimento al bilancio di energia tra la potenza fornita all'arco e quella dissipata nell'ambiente circostante.

La potenza assorbita da un arco elettrico P_a, in regime stazionario, può essere scritta come:

$$P_a = e * i \qquad \text{(Eq. 16)}$$

Espressione della potenza assorbita da un arco elettrico

Dove *e* ed *i* rappresentano i valori istantanei di tensione e corrente d'arco.

Durante la presenza dell'arco il calore Q sviluppato in un tratto unitario dell'arco, può essere espresso dalla (Eq.17):

$$Q = \int (P_a - P_d)dt \qquad \text{(Eq. 17)}$$

Calore sviluppato durante il fenomeno dell'arco in un tratto unitario di lunghezza

Nota la quantità di calore sviluppata, è possibile definire la grandezza g (conduttività d'arco) che rappresenta il parametro su cui si basano i modelli termici di Cassie e Mayr (Eq.18).

$$g = f\,(Q) = f(\int (P_a - P_d)dt) \qquad \text{(Eq. 18)}$$

Definizione della conduttività d'arco

Il bilancio tra P_a e P_d dipende da due paramteri caratteristici:

1. *Potenza di estinzione*, legata all'energia specifica che l'arco è in grado di dissipare sull'unità di tempo

2. *Costante di tempo* τ, legata all'andamento della variazione di resistenza dell'arco durante il processo di formazione dell'arco.

7.2.1 Modello di Mayr

Il modello matematico presentato da Mayr si basa sulle seguenti considerazioni [13]:

- corrente di valore limitato o di valore più elevato in un intorno del passaggio per lo zero;
- sezione della colonna d'arco costante;
- potenza dissipata dall'arco costante ed equivalente a quella dissipata in condizioni statiche P_{d0};
- plasma sviluppato nella colonna d'arco in equilibrio termico;

Sotto queste ipotesi e considerando l'equazione del bilancio termico si arriva alla relazione che descrive il modello di arco elettrico secondo Mayr (Eq.19):

$$\frac{1}{g} * \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau}\left(\frac{e * i}{P_{d0}} - 1\right) \qquad \text{(Eq. 19)}$$

Modello dinamico di arco elettrico secondo Mayr

Il modello di arco secondo Mayr è implementato nel programma di simulazione MATLAB/Simulink e può essere richiamato mediante la funzione "*power_arcmodels*".

Il blocco è rappresentato in Fig.7.6

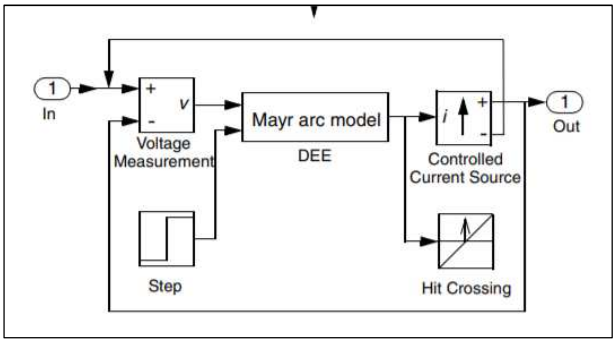


Fig. 7.6 -Modello di arco elettrico secondo Mayr in MATLAB/Simulink

Il sistema si compone dai seguenti blocchi [14]:

Blocco DEE: differenzial Equation Editor

Rappresenta il blocco contenente l'equazione caratteristica del modello di Mayr:

$$\begin{cases} \dfrac{dx(1)}{dt} = \dfrac{u(2)}{\tau} * \left(\dfrac{e^{x(1)} * u(1)^2}{P} - 1 \right) \\ y = e^{x(1)} * u(1) \end{cases} \qquad \text{(Eq. 19)}$$

$$\begin{cases} \dfrac{dln\ g}{dt} = \dfrac{u(2)}{\tau} * \left(\dfrac{g * u^2}{P} - 1 \right) \\ i = g * u \end{cases} \qquad \text{(Eq. 20)}$$

Si definiscono i seguenti parametri:

- *x(1)*: variabile di stato dell'equazione differenziale che è il logaritmo naturale della conduttanza dell'arco (ln g)
- *x(0)*: valore iniziale della variabile di stato, cioè il valore iniziale della conduttanza dell'arco g(0)
- *u(1)*: primo ingresso del blocco DEE rappresentata dalla tensione d'arco *u*
- *u(2)*: secondo ingresso del blocco DEE che rappresenta la separazione dei contatti dell'interruttore ed in particolare se u(2) = 0 significa che i contatti sono chiusi mentre se u(2) = 1 significa che i contatti vengono aperti.
- *y*: uscita del blocco DEE rappresentata dalla corrente d'arco: i
- *g*: conduttanza dell'arco

- τ costante di tempo dell'arco
- *P*: potenza dissipata da arco elettrico

In Fig. 7.6 e in Fig. 7.7 è possibile visualizzare, sempre con l'ausilio di MATLAB/Simulink, il blocco DEE:

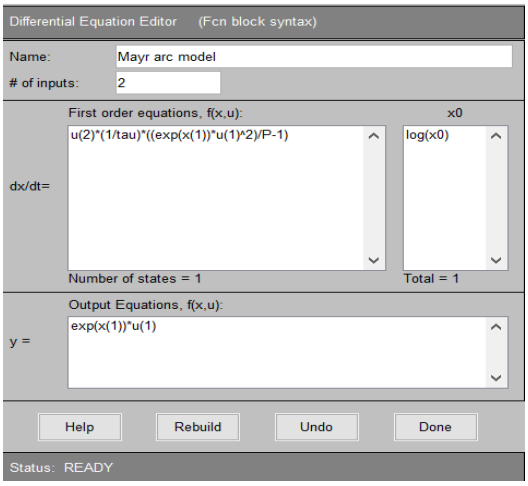


Fig. 7.6 - Equazione nel blocco DEE secondo Mayr

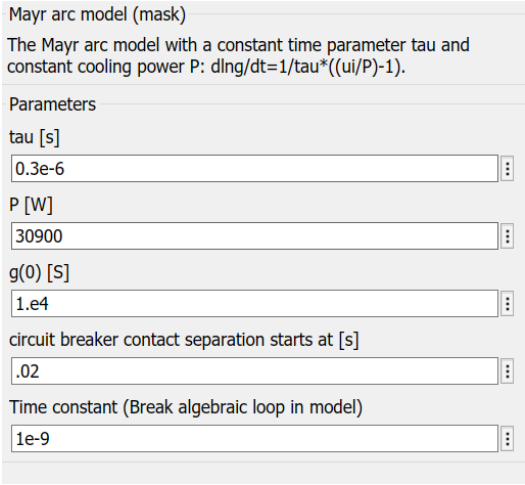


Fig. 7.7 - Finestra di dialogo del modello ad arco secondo Mayr

Proseguendo con la descrizione dei blocchi che costituiscono il modello di Mayr in MATLAB/Simulink si ha:

Hit Crossing:

Il blocco "*Hit crossing*" di Simulink rileva quando l'ingresso, in questo caso la corrente, attraversa il valore zero.

Step:

Il blocco "*Step*" di Simulink viene utilizzato per controllare la separazione dei contatti dell'interruttore. Quando i contatti sono chiusi, viene risolta la seguente equazione differenziale che descrive l'arco con un valore di conduttanza pari a g(0):

$$\frac{dln\ g}{dt} = 0 \qquad \text{(Eq. 21)}$$

Non appena i contatti vengono separati, si risolve la seguente equazione:

$$\frac{dln\ g}{dt} = \frac{1}{\tau} * \left(\frac{g * u^2}{P} - 1\right) \qquad \text{(Eq. 22)}$$

Sia il valore iniziale della conduttanza d'arco g(0) che il momento in cui inizia la separazione dei contatti dell'interruttore, sono specificati tramite la finestra di dialogo del modello d'arco, come mostrato in Fig. 7.6 e Fig. 7.7.

In Fig. 7.8 vengono rappresentati gli andamenti di tensione e corrente che descrivono il modello di Mayr sempre con l'ausilio di MATLAB/Simulink

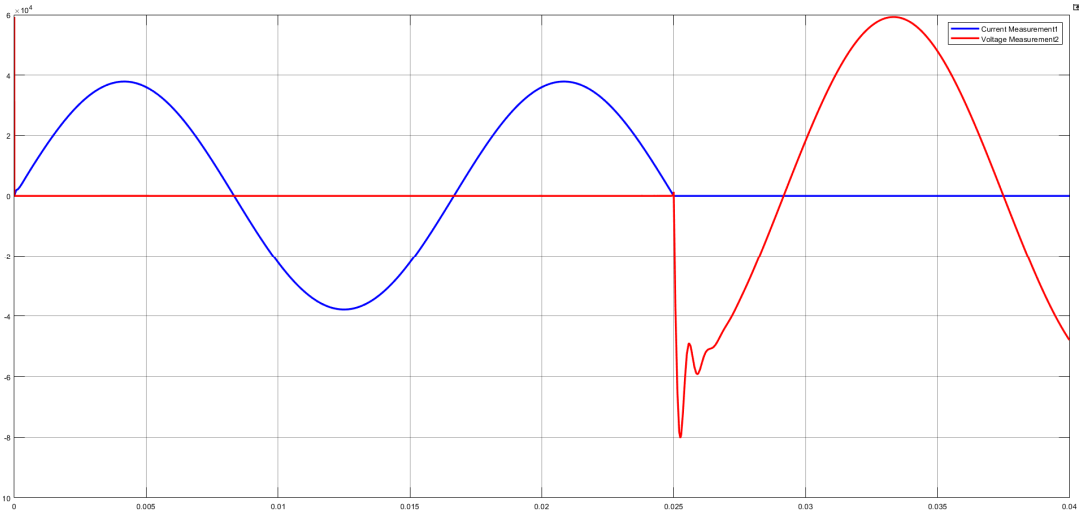


Fig. 7.8 – Andamento di tensione e corrente secondo il modello di Mayr

7.2.2 Modello di Cassie

Il modello di Cassie si basa sulle seguenti considerazioni [13]:

- calore dissipato solo per convezione;
- temperatura costante nei vari punti della colonna d'arco;
- corrente di valore elevato (maggiore di 100 A);
- resistività ρ costante;
- potenza Pd dissipata per unità di volume costante;
- calore specifico c costante del gas;
- sezione d'arco variabile in funzione della corrente e del tempo.

Il modello di Cassie è definito dalla seguente relazione:

$$\frac{1}{g} * \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau}\left(\frac{e}{e_0}^{2} - 1\right) \qquad \text{(Eq. 23)}$$

Analogamente a quanto descritto per il modello di Mayr, anche Il modello di arco secondo Cassie è implementato nel programma di simulazione MATLAB/Simulink e può essere richiamato mediante la funzione "*power_arcmodels*". Il blocco è rappresentato in Fig.7.9

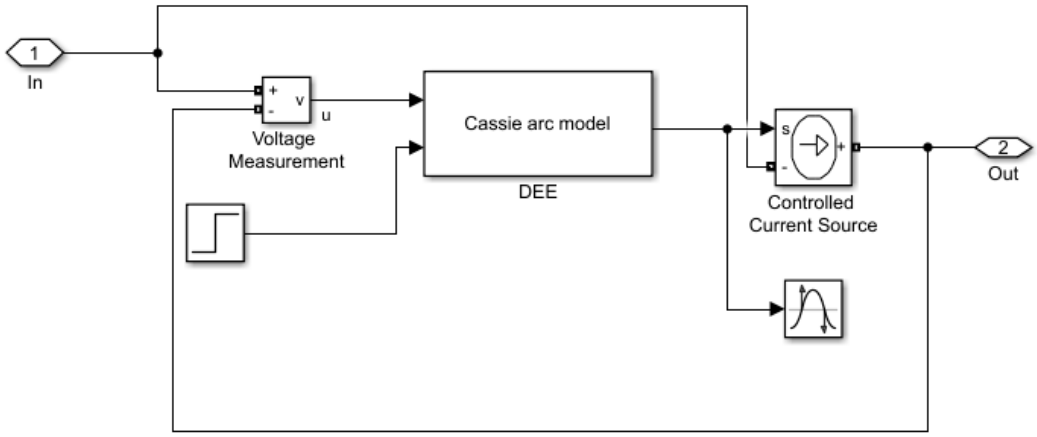


Fig.7.9 Modello di arco elettrico secondo Cassie in MATLAB/Simulink

I blocchi che costituiscono tale modello sono gli stessi che sono stati descritti per il modello di Mayr. Il blocco DEE implementa l'equazione caratteristica secondo Cassie che è visualizzata in Fig. 7.10 e Fig. 7.11

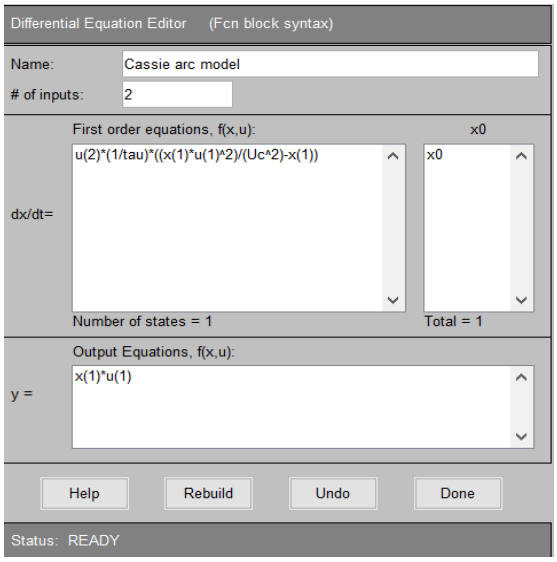


Fig. 7.10 - Equazione nel blocco DEE secondo Cassie

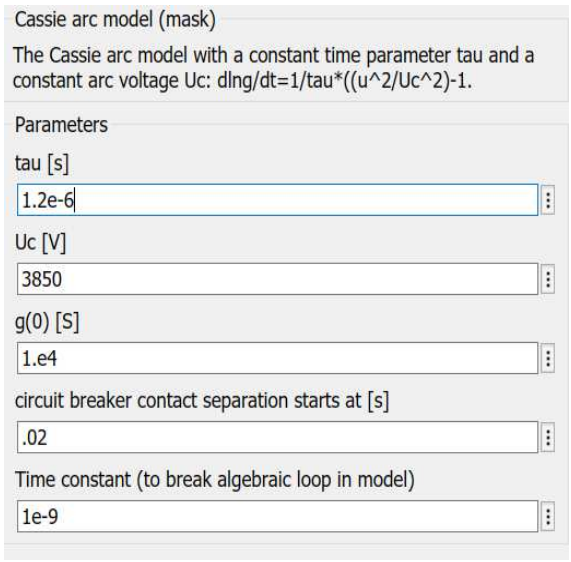


Fig. 7.11 - Finestra di dialogo del modello ad arco secondo Cassie

In Fig. 7.12 vengono rappresentati gli andamenti di tensione e corrente che descrivono il modello di Cassie sempre con l'ausilio di MATLAB/Simulink

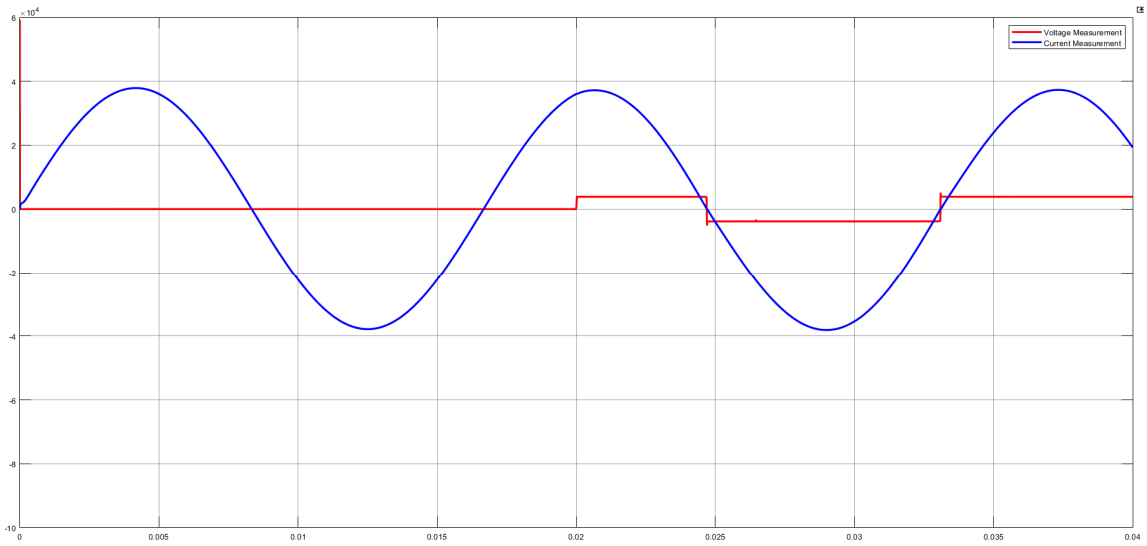


Fig .7.12 - Andamento di tensione e corrente secondo il modello di Cassie

7.3 Il guasto intermittente nelle linee MT

La logica di individuazione per la interpretazione del processo di rilevazione di un guasto intermittente a terra si basa sulla teoria del recupero della rigidità dielettrica: l'arco si mantiene o riadesca tanto più facilmente quanto maggiore è la ionizzazione del dielettrico che dipende dall'energia messa in gioco durante il fenomeno. Il valore elevato della corrente messa in gioco durante il fenomeno favorisce la ionizzazione del dielettrico e, nel caso di corrente alternata, il passaggio per lo zero crea le condizioni più favorevoli per lo spegnimento definitivo dell'arco. La deionizzazione, cioè il ripristino dell'isolamento, non è istantanea poiché l'arco si spegne solo se la rapidità di ripristino della rigidità dielettrica prevale sulla rapidità di crescita della tensione tra gli elettrodi: è necessario che la massima tensione tra gli elettrodi nella posizione di apertura, detta *tensione di ripresa* che dipende dal circuito in cui l'interruttore è inserito, sia inferiore alla *tensione di innesco* dell'arco.

In Fig. 7.13 viene rappresentata la condizione che consente il riadescamento dell'arco:

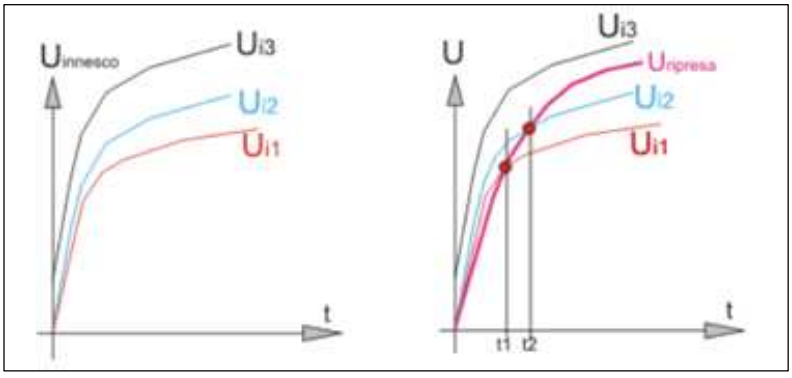


Fig. 7.13 – Condizione di riadescamento dell'arco elettrico

Nell'intervallo di apertura dei contatti si passa dalla curva più bassa (rossa) alla curva più alta ad apertura completata (nera): l'arco viene riadescato negli istanti t1 e t2 quando le caratteristiche sono la Ui1 e la Ui2 mentre non riadesca per la Ui3.

In Fig. 7.14 è possibile sintetizzare tutto il processo mediante un flow chart [15]:

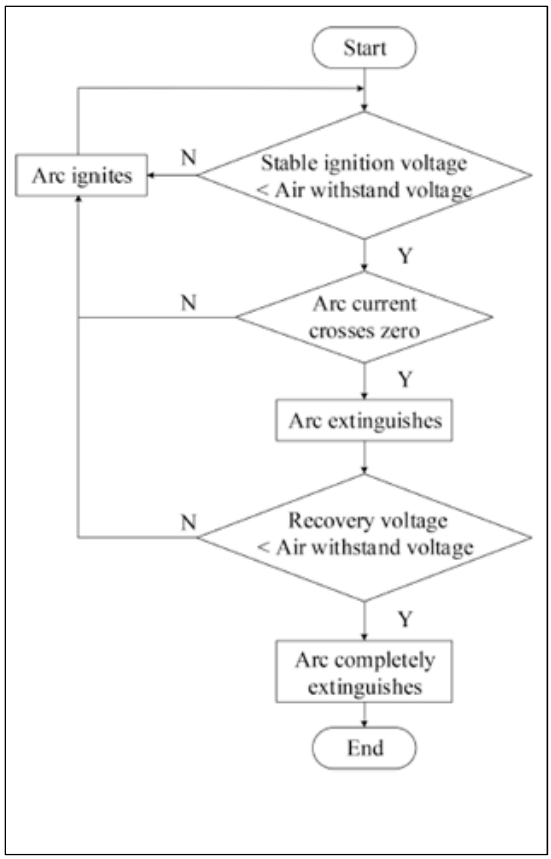


Fig. 7.14 - Flowchart della logica di presenza/assenza di un arco

In riferimento alle linee aeree nei sistemi a neutro isolato, un guasto a terra si manifesta sotto forma di un arco adescatosi attraverso uno spazio isolante quando, a seguito di una sovratensione di origine atmosferica si presenta un valore di tensione maggiore della tensione di scarica degli isolatori di linea, oppure in seguito alla riduzione della distanza di isolamento provocata da cause esterne, come contatti accidentali temporanei di un conduttore di linea con la terra attraverso corpi estranei (rami, uccelli, etc..). L'arco elettrico determina la ionizzazione dello strato di aria interessato che diviene così conduttore per cui la sua rigidità dielettrica diminuisce e la tensione necessaria per il mantenimento della scarica diventa minore. Il suo riadescamento è dovuto al fatto che quando la corrente passa naturalmente per lo zero (spegnimento dell'arco), la tensione non è nulla e può assumere valori sufficienti a riadescare l'arco.

Dal punto di vista fisico, quando una fase di una linea viene messa comunicazione con la terra a causa di un guasto, vengono a crearsi delle onde di scarica che si allontanano sulla linea dalle due parti rispetto al punto di guasto.

Allo spegnersi dell'arco, quando la corrente alternata che lo percorre passa per lo zero, vengono a crearsi altre due onde di carica che ritornano dalle parti lontane della linea verso il punto in cui si era prodotto l'arco. Ma quando questo, dopo, qualche microsecondo, si riadesca, si riformano le onde di scarica e così di seguito.
Queste successive onde migranti, riflettendosi e sovrapponendosi, possono provocare delle sovratensioni pericolose che possono coinvolgere anche le fasi non interessate dall'arco, col pericolo che si inneschi un guasto su queste fasi o che il guasto evolva da monofase a polifase [16].

Il fenomeno del guasto ad arco a terra di tipo intermittente può instaurarsi anche nei cavi di media tensione di tipo interrati e tende a verificarsi nei punti deboli dei cavi quali ad esempio tratte di cavo obsolete, giunti, e basso isolamento in corrispondenza dei terminali [17].

Il maggior numero di guasti che interessano i cavi interrati in media tensione si presenta in corrispondenza dei punti di giunzione con particolare riferimento al cedimento di isolamento del giunto di tipo autoretraibile, ad iniezione resina e di tipo termorestringente. Si addensa nel periodo estivo a causa dell'aumento della temperatura ambiente e assenza di precipitazioni; tali condizioni ambientali conducono ad un aumento della resistività termica del suolo con maggiori difficoltà di smaltimento termico

In generale le cause più frequenti di cedimento di un giunto sono legate sia a fenomeni di anomalo invecchiamento che a difformità rispetto alle istruzioni di montaggio. Molto spesso il degrado, dovuto all'invecchiamento o alle conseguenze dell'arco elettrico (che si ha al momento del guasto monofase a terra), risulta più evidente in corrispondenza degli schermi metallici esterni o in altre zone di interfaccia tra materiali diversi costituenti il giunto.

La tipologia di guasto che determina sollecitazioni più significative e determinanti per l'integrità dei componenti di rete interrata, con particolare riferimento al giunto, è il guasto doppio monofase a terra, che per sua natura può determinare la circolazione in schermi e calze, di correnti che hanno intensità paragonabile a quella dei corto circuiti (anche migliaia di A).

Le principali criticità che si presentano nei punti di giunzione a seguito guasti possono essere classificate in [18]:

- *Cattivi contatti tra guaine metalliche esterne*

Il cattivo contatto causa fenomeni di scintillio localizzato (punti caldi) con conseguente surriscaldamento nel momento del passaggio delle correnti di doppio guasto monofase a terra o cortocircuito con terra.

- *Presenza di umidità all'interno del giunto*

La penetrazione di acqua e umidità all'interno dell'isolamento causa fenomeni di ionizzazione che determinano il *water-treeing* da cui poi scaturisce la scarica completa. Un' imperfetta esecuzione del giunto di un cavo interrato è certamente in grado di causare la penetrazione di acqua e dunque tale criticità risulta di particolare rilievo.

- *Difetti in corrispondenza del connettore centrale*

La continuità elettrica dell'anima conduttrice tra cavo e giunto è assicurata attraverso connettori tubolari ove il conduttore viene serrato. In corrispondenza delle interfacce tra conduttore / schermo semiconduttivo / isolamento, si possono presentare delle scariche che interessa soltanto uno spazio limitato all'interno del giunto (vacuolo). All'interno di tale vacuolo la scarica elettrica si manifesta con generazione di un arco che per sua stessa definizione comunque comporta la creazione di un canale perfettamente ionizzato con temperature che al suo interno raggiungono migliaia di gradi.

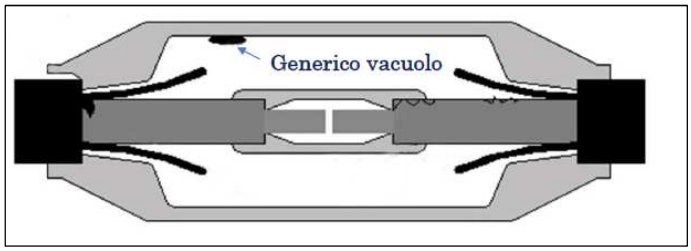


Fig. 7.15 – Generico vacuolo in un giunto MT

Facendo riferimento al guasto intermittente a terra esso si verifica principalmente sui cavi a miscela migrante. È un tipo di isolamento fatto in carta ed un tipo di miscela (oleosa) che tiene isolata la fase rispetto all'esterno e alle altre fasi.

Quando si adesca il guasto in un punto, tendenzialmente il riscaldamento che si produce migliora la densità ovvero rende questa miscela più fluida e quindi il punto si riscalda e si raffredda facendolo

ritornare nelle sue condizioni iniziali in maniera alternata. Questa è una delle tipologie che riesce a far fronte a questa tipologia di guasto senza degradarsi.

Di seguito si riporta una documentazione fotografica di due tipologie di giunti repertati a seguito guasto:

Fig- 7.16 – Giunto su cavo Mt di tipo elica visibile in piombo

Fig. 7.17 – Giunto di tipo termorestringente su cavo MT

In Fig. 7.18 viene rappresentato un tipico cavo di media tensione interrato [19]:

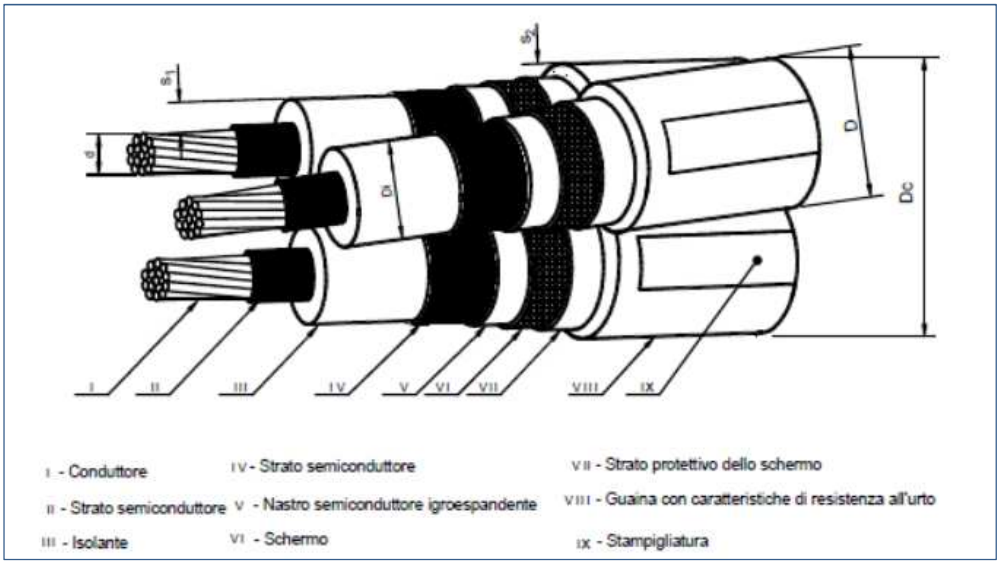


Fig. 7.18 – Esempio di Cavo MT tripolare ad elica visibile con conduttori in alluminio

Sviluppi Futuri

Uno degli sviluppi futuri di questo lavoro di tesi riguarda la realizzazione di una rete di distribuzione di media tensione da realizzare con l'applicativo MATLAB/Simulink che può essere composta dai seguenti blocchi:

- Generatore trifase 150kV;
- TR AT/MT 150/20kV stella-stella;
- Sbarra MT ideale (con impedenza nulla);
- Trasformatore formatore di neutro, al quale potrà essere collegato un apparato di potenza composto da una induttanza-resistore, collegato a terra, per modellare la bobina di Petersen;
- 4-5 distributori MT, adottando un modello che tenga conto della capacità parassita verso terra.

La scelta dei parametri di resistenza e reattanza per unità di lunghezza dei distributori MT può essere definita in funzione della tipologia di materiale e sezione della linea. La capacità parassita sarà possibile valutarla come 10nF/km per linee MT aeree e 0,4 μF/km per le linee in cavo.

Uno degli scopi della simulazione sarà quello di considerare un distributore e suddividerlo in più parti equipaggiandolo con un numero di "*TA scope"* (Trasformatori Amperometrici per la rilevazione della corrente di guasto) a differenti distanze al fine di osservare l'evoluzione del guasto rispetto al punto dove si è simulato che avvenga.
La presenza di un guasto potrà essere simulato mediante il blocco presente nella libreria di MATLAB/Simulink denominato "*Three-Phase Fault*" (Fig. 8.1) che consente di implementare le seguenti tipologie di guasto:

- corto circuito trifase;
- bifase a terra e isolato da terra;
- guasto monofase a terra.

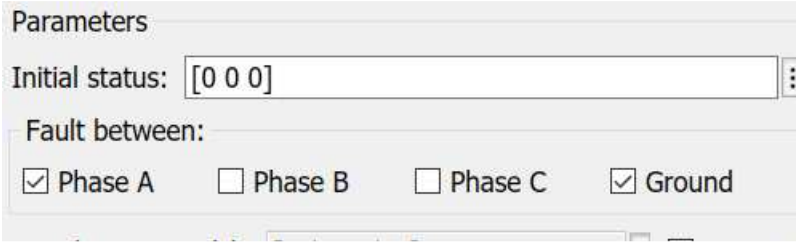


Fig. 8.1 – Interfaccia del blocco Three-Phase Fault in Simulink impostato su GMT

Una seconda analisi di studio potrà essere quella di implementare su uno dei distributori MT, un modello di arco elettrico definendo le condizioni tali per cui esso possa diventare di natura intermittente e successivamente trasportarlo in ambiente Real-Time.

Conclusioni

A partire dalla definizione degli obiettivi introdotti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in termini di indici di qualità del servizio (DIL e NILB), si è analizzata l'evoluzione della rete di distribuzione. Questa è passata da una condizione tipicamente passiva (flussi unidirezionali) ad una attiva con presenza di flussi bidirezionali, a loro volta dovuti alla forte presenza della generazione distribuita.

E-distribuzione, grazie alla realizzazione del progetto P.A.N. ha creato, in Puglia, la prima Smart Grid su scala regionale tramite l'installazione di nuove apparecchiature sulla infrastruttura di rete esistente. I principali obiettivi raggiunti dal progetto P.A.N., grazie anche alla presenza di una rete di telecomunicazione avanzata, si possono riassumere in: aumento della Hosting Capacity per la connessione di impianti da fonte rinnovabile sulla rete di distribuzione, sviluppo di una automazione di rete evoluta basata su una selettività logica anziché cronometrica e creazione di nuovi servizi innovativi per i cittadini come kit Smart Info e stazioni di ricarica per veicoli elettrici.

La parte principale del lavoro di tesi ha riguardato lo studio del guasto a terra per archi intermittenti partendo dalla descrizione dell'algoritmo implementato nelle protezioni di rilevazione di tale guasto sia nei nodi secondari (RGDAT e RGDM) che in Cabina Primaria (Pannello di protezione A3).

Quando la protezione per archi intermittenti a terra attiva la sua logica perché si ha un valore di tensione omopolare superiore alla soglia viene eseguito un controllo sugli avviamenti delle soglie sulle protezioni direzionali di terra sia a neutro compensato (NC) che a neutro isolato (NI). Per tal motivo, si è posta l'attenzione sullo stato del Neutro del trasformatore AT/MT in Cabina Primaria con lo studio di uno dei guasti maggiormente frequenti nelle reti di distribuzione: il guasto monofase a terra sia a neutro compensato che isolato. Grazie alla definizione delle principali relazioni che costituiscono questo guasto, è stato possibile definire i settori di intervento delle protezioni direzionali di terra nei due differenti stati del neutro.

Attraverso l'analisi di guasti realmente accaduti sulla rete di distribuzione in Puglia è stato possibile studiare il comportamento delle protezioni installate nei nodi della rete in presenza di un guasto intermittente. Inoltre, è stato altresì studiato come, a seguito della prima Richiusura Rapida, il guasto cambi natura, trasformandosi in guasto monofase a terra e facendo intervenire le soglie 67N.S1 e/o 67N.S2 anziché la soglia 67N.S4.

Gli spunti di miglioramento proposti per l'ottimizzazione della rilevazione del guasto intermittente si basano sull'aumento del tempo di ricaduta del temporizzatore presente nell'algoritmo, raddoppiandolo, rispetto al valore con cui esso è tarato di default (ordine di centinaia di millisecondi). Inoltre, al fine di evitare un errato coordinamento tra le diverse protezioni in presenza di un guasto di natura intermittente, si è proposto di far commutare le soglie di terra (67N.S1 e/o 67N.S2) sui tempi di primo intervento (tempi lunghi) e non automaticamente sui tempi contratti. In questo modo si ha la possibilità di far intervenire gli ICS (Interruttore Cabina Secondaria) inibendo l'apertura dell'interruttore in CP.

Le soluzioni proposte, a livello teorico, non presentano nessuna criticità ad essere applicati sia nella tecnica di automazione FNC (Funzione Neutro Compensato) con IMS (Interruttore manovra e Sezionatore) ed ICS (Interruttore Cabina Secondaria) e sia in quelle evolute come FSL (Funzione Selettività Logia) e SFS (Smart Fault Selection); per la tecnica FRG (Funzione con Rilevatore di Guasto) con IMS o con ICS la presenza di un guasto intermittente non comporta alcuna modifica.

Questa nuova logica di gestione del guasto intermittente consentirà di ottenere un beneficio dal punto di vista degli indici di qualità (DIL e NILB).

Nell'ultima parte del lavoro sono stati descritti i modelli dinamici presenti in letteratura che descrivono il fenomeno dell'arco elettrico e di come esso si manifesti su linee MT nude aeree ed interrate con natura intermittente.

Negli sviluppi futuri si è proposto di realizzare, mediante l'applicativo MATLAB/Simulink, un modello di rete di distribuzione nel quale, su uno dei distributori che lo compongono, eseguire una simulazione con presenza di un guasto e analizzare la sua evoluzione a differenti distanze dalla sbarra MT. Come ulteriore grado di complessità si propone di simulare, mediante un blocco, il fenomeno di arco elettrico di natura intermittente implementandolo su uno dei distributori MT che compongono il modello.

La modellizzazione della rete realizzata in ambiente MATLAB/Simulink potrà essere implementata in un simulatore Real-Time e permetterà di testare l'efficacia delle misure proposte e ulteriormente migliorarle.

Bibliografia

[1] www.arera.it – *"Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente"*

[2] E. Di Marino – Enel Distribuzione - Ingegneria ed Unificazione: "*Criteri di Sviluppo della Rete Ed. 1.0" –ottobre, 2012*

[3] A. Zingales: "*Generazione da fonti di energia non programmabili (FERNP)" - Seminario AEIT, sponsorizzato da SAET (Industrial Automation System) – Università di Trento, 22 maggio 2015*

[4] R. Sgarbarossa: "*Modelli di sistemi di protezione e procedure di selezione automatica del tronco di guasto per reti di distribuzione attive". - Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica – Università degli Studi di Padova, A.A. 2011-2012*

[5] Norma Italiana CEI 0-16: "*Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*" – *Data Pubblicazione: Aprile 2019*

[6] E. S. Brancelli: "*Il Sistema di Distribuzione in Enel Distribuzione". - Bari 22 marzo 2012*

[7] Enel Distribuzione – Supporto Ingegneria: "*Criteri di protezione della Rete MT di Distribuzione"* – marzo 2005 Ed. 2.1

[8] C. Ciucciarelli, M. Ciucciarelli: "*Analisi dei guasti a terra nei sistemi MT a neutro isolato e neutro compensato – Problematiche inerenti alle protezioni 51N e 67N*" – *GALILEO Engineering, servizi di ingegneria e consulenza*

[9] *Application Form: Technical presentation NER300 2nd call for Proposal*

[10] Istruzione Operativa e-distribuzione: *Sequenza di manovre sulla rete MT in seguito a guasti e lavori" – giugno 2019*

[11] K. Pedro: Electric "*Arc Modeling in Circuit Breakers for Electromagnetic Transients Analysis" – Instituto Superior Tècnico, Lisbon, Portugal, April 2017*

[12] *D. Tambuchi: "L'interruzione della corrente ed il fenomeno dell'arco elettrico"*

[13] S. Tedde: "*Incremento dei tempi di attesa alla richiusura degli interruttori MT per il miglioramento della continuità del servizio". - Dottorato di Ricerca in Ingegneria Industriale - Università degli studi di Cagliari, A.A 2011-2012*

[14] P.H. Schavemaker and L- Van Der Sluis: "*The arc model blockset*" - International Conference POWER AND ENERGY SYSTEMS (EuroPES) June 25-28, 2002, Crete, Greece

[15] Shurong Li, Yongduan Xue, Guang Feng, Bingyin Xu: "*Simulation analysis of intermittent arc grounding fault applying with improved cybernetic arc model".* - IEEE, *The 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*

[16] N. Faletti, P. Chizzolini – *Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, Cap.1 Sovratensioni*

[17] A. Sturchio, G. Fioriti, V. Saluset, L. Calcara, M.Pompili: "*Thermal Behaviour of Distribuition MV Underground Cables" - AEIT International Annual Conference, October 2015*

[18] M. Pompili: "*Analisi ed approfondimenti del comportamento termico ed elettrico dell'isolamento di giunzioni della rete di distribuzione*" – Roma, dicembre 2018

[19] Enel Distribuzione – Specifica Tecnica: "Linee in cavo sotterraneo MT" – Ed.1, giugno 2003

Ringraziamenti

Il primo ringraziamento per la stesura di questo lavoro va ai colleghi di e-distribuzione ed in particolar modo ad ing. Pasquale Massimiliano Girardi, ad ing. Antonio Araldo della Unità Analisi Manutenzione Rete della Funzione di Esercizio Rete dell'Area Adriatica per la totale disponibilità manifestata e preparazione tecnica e ad ing. Pietro Paulon della Unità TER (Tecnologie di Rete).

Un Grazie sentito va all'ing. Francesco Paolo Palazzotto (Responsabile Esercizio Rete dell'Area Adriatica) che ha reso possibile lo sviluppo del lavoro di Tesi nell'azienda in cui lavoro da 8 anni.

Ancora un Grazie va al Prof. Ettore Francesco Bompard e al Dott. Andrea Mazza del Dipartimento di Energia "Galileo Ferraris" del Politecnico di Torino che hanno reso possibile questa collaborazione tra e-distribuzione e Politecnico di Torino individuando temi di sviluppo e studio inerenti all'argomento di tesi.

Ringrazio di cuore mia sorella Priscilla che, anche se a chilometri di distanza, è sempre presente nei momenti di maggior bisogno ed è sempre un punto di riferimento, la mia famiglia e le persone a me care che mi sono state vicino in questo lungo percorso.