



UNIVERSITÀ
POLITECNICA
DELLE MARCHE

FACOLTÀ DI INGEGNERIA
Corso di Laurea triennale in Ingegneria Elettronica

**Monitoraggio periferico della rete di
distribuzione elettrica in
Media Tensione**

**Peripheral monitoring of the Medium
Voltage electric distribution
network**

Relatore:
Stefano Squartini

Candidato:
Diego Pasqualini

Alla mia Famiglia

Sommario

Oggigiorno siamo circondati da innumerevoli oggetti e apparecchi di uso comune, anche di necessità primaria, che per il loro funzionamento hanno bisogno di una fonte di alimentazione: questo compito è svolto dall' *energia elettrica*. Appunto perchè utilizzata in qualsivoglia ambito è una delle fonti di energia più versatili che l'uomo abbia mai scoperto; alcuni esempi di utilizzo sono nel Trasporto, nelle Comunicazioni, nella Produzione Industriale e nell'Illuminazione.

L'idea della tesi è nata dall'esperienza lavorativa decennale vissuta in *e-distribuzione S.p.A.* che mi ha permesso di verificare sul campo alcuni dei concetti descritti all'interno di questo elaborato; l'azienda si occupa, fin dalla sua nascita avvenuta in seguito all'unione della moltitudine di piccole aziende elettriche presenti sul territorio nazionale, nel 1962, della gestione e della manutenzione della rete elettrica italiana.

Indice

1	Introduzione	6
2	Panoramica sulla rete di distribuzione	7
3	Esercizio della rete di media tensione	10
3.1	Topologia	10
3.2	Stato del neutro	11
3.2.1	Neutro isolato	11
3.2.2	Neutro compensato	12
4	Ricerca dei guasti sulla rete elettrica	14
4.1	Strumenti di monitoraggio	14
4.1.1	Principio di funzionamento	14
4.1.2	Dispositivo reale	16
4.2	Automazione	18
5	Studio del ciclo di automazione FRG	22
6	Conclusioni	27

Elenco delle figure

2.1	Filiera del Sistema Elettrico Nazionale	7
2.2	Rappresentazione della rete di distribuzione (Fonte: <i>Terna S.p.A.</i>)	8
2.3	Schema unifilare di una <i>Cabina Secondaria MT/BT</i>	9
3.1	Principio di collegamento di reti MT	11
3.2	Rete MT a neutro isolato	12
3.3	Rete MT a neutro compensato	12
4.1	Campo magnetico B in un conduttore	15
4.2	Sensore di corrente Rowgosky	15
4.3	Sensore di tensione capacitivo	16
4.4	Immagine di un RGDAT (Fonte: <i>Tesmec S.p.A.</i>)	17
4.5	Grafico dei fasori \vec{V}	18
5.1	Schematizzazione di una Linea MT per lo studio dell'automazione, con relativa Legenda	22
5.2	Ciclo di richiusura della protezione in CP	23
5.3	Presenza del guasto permanente	24
5.4	Prima richiusura lenta RL negativa	24
5.5	Apertura IMS lungo linea	24
5.6	Rialimentazione primo tronco di linea	25
5.7	Ripristino tensione sui tronchi successivi	25
5.8	Ripristino tensione sul tronco guasto	25
5.9	Riapertura interruttore in Cabina Primaria (CP)	26
5.10	Esclusione del tronco guasto	26

Lista degli Acronimi

AAT	Altissima Tensione
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
DRA	Dispositivo di Richiusura Automatico
FNC	Funzione a Neutro Compensato
FRG	Funzione a Rilevatori di Guasto
IMS	Interruttore di Manovra-Sezionatore
MT	Media Tensione
NI	Neutro Isolato
NC	Neutro Compensato
RGDAT	Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione
RL	Richiusura Lenta
RR	Richiusura Rapida
UP	Unità Periferica

Capitolo 1

Introduzione

Negli ultimi anni l'automazione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica finalizzata al miglioramento della qualità del servizio è diventata fondamentale. L'obiettivo principale dell'automazione è quindi il controllo della rete tramite i principali componenti elettromeccanici dislocati nella rete stessa; a tal fine è necessario il monitoraggio dello stato della rete e la trasmissione in tempo reale delle grandezze misurate ad un sistema centrale di controllo. Questo elaborato ha come obiettivo la descrizione di come avviene il monitoraggio della rete elettrica di distribuzione di *Media Tensione* e nella fattispecie di come si effettua una prima localizzazione degli eventuali guasti che potrebbero verificarsi in essa. Non ha l'ambizione di essere una esposizione completamente esaustiva sull'argomento ma bensì mira ad essere una presentazione chiara e intuitiva di come viene costantemente monitorata la rete di distribuzione che quasi ininterrottamente fornisce energia elettrica alle nostre industrie, alle nostre abitazioni e a tutti i nostri dispositivi. Questo monitoraggio è possibile attraverso tutta una serie di soluzioni tecniche innovative e dispositivi dislocati nel territorio che negli ultimi decenni sono sempre più aumentati. Verranno presi come spunto i modelli e le tecniche messe in campo da *e-distribuzione S.p.A.*, una delle più grandi aziende distributrici di energia elettrica italiane, che si occupa della gestione e manutenzione della rete di distribuzione elettrica.

Nei prossimi due capitoli saranno descritti, in linea generale, la struttura di una rete di media tensione e i componenti principali di cui è composta; verranno analizzati inoltre gli accorgimenti tecnici per l'esercizio della rete nell'ottica della riduzione del numero di interruzioni. Nei capitoli 4 e 5 verranno invece approfonditi le soluzioni che permettono il monitoraggio della rete e le tecniche che possono essere messe in campo per l'individuazione degli eventuali guasti che possono presentarsi su di essa.

Capitolo 2

Panoramica sulla rete di distribuzione

Il sistema elettrico nazionale è l'insieme delle fasi di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.[4]

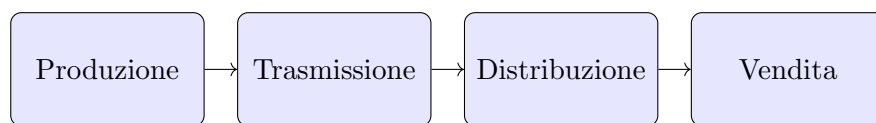


Figura 2.1: Filiera del Sistema Elettrico Nazionale

Non esistendo in natura, l'energia elettrica deve essere prodotta, trasformando in elettricità l'energia ricavata da fonti primarie. La produzione avviene attualmente sia da fonti non rinnovabili, come il carbone o il petrolio, che da fonti rinnovabili quali fotovoltaico, geotermico, eolico e idroelettrico. Una volta prodotta, l'energia elettrica ha necessità di essere trasportata a lunga distanza attraverso le reti di Altissima Tensione (AAT) e Alta Tensione (AT). A questo punto, raggiunte le Cabine Primarie di trasformazione, le tensioni vengono trasformate a voltaggi più bassi e l'energia viene immessa nelle reti di media e bassa tensione per il raggiungimento delle utenze finali.

La rete di distribuzione è definita quindi, in base alla norma europea *CEI EN 50160*, come la rete elettrica che ha il compito di consegnare l'energia elettrica agli utenti finali, in bassa o media tensione; essa comprende appunto le linee di Media Tensione (MT), generalmente esercite ad una tensione compresa tra i $10kV$ e i $36kV$ e le linee di Bassa Tensione (BT) fissate ad una tensione concatenata pari a $400V$ [2].

Un'immagine illustrativa della rete di distribuzione nazionale è illustrata in figura 2.2, nella quale si nota che il fulcro della rete di distribuzione è la rete MT che collega le *Cabine Primarie (AT/MT)* con le *Cabine Secondarie*

(*MT/BT*); quest'ultime hanno il compito, oltre di trasformare le tensioni

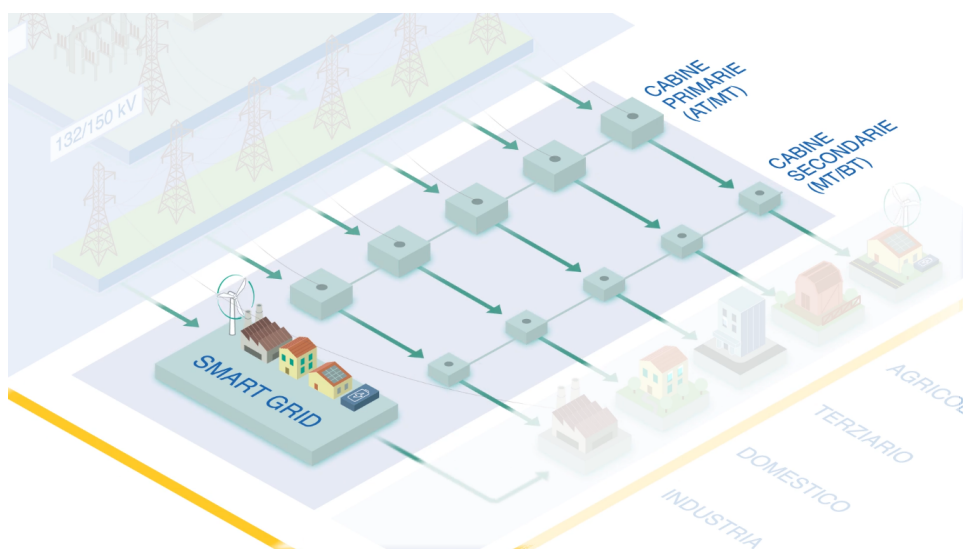


Figura 2.2: Rappresentazione della rete di distribuzione (Fonte: *Terna S.p.A.*)

da Media a Bassa, di poter collegare o scollegare fisicamente tratti di rete o diverse linee MT tra di loro. In figura 2.3 è mostrato invece uno schema unifilare di una Cabina Secondaria (CS):

Si possono distinguere tre sezioni differenti: il *Montante MT*, cioè una terna di conduttori a cui affluiscono più linee di media tensione provenienti da CS limitrofe, con i loro opportuni organi di sezionamento, il *Montante BT*, ossia una gruppo di quattro conduttori comprendenti le tre tensioni concatenate e il centro-stella del trasformatore, chiamato *Neutro*, a cui fanno capo le varie linee di bassa tensione con le loro rispettive protezioni ed infine dal *Trasformatore MT/BT*, corredato anch'esso da una opportuna protezione a fusibili contro le sovracorrenti che ha il compito di trasformare il livello di tensione al fine di distribuire l'energia elettrica alle varie utenze. Negli ultimi decenni, oltre ai componenti indicati poc'anzi, nelle CS vengono installate nuove tipologie di apparecchiature e dispositivi, quali:

- Interruttore di Manovra-Sezionatore (IMS) MT motorizzato;
- Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione (RGDAT);
- Unità Periferiche;
- Sistemi di comunicazione;

Gli interruttori di manovra motorizzati sono in grado di essere controllati a distanza e possono effettuare aperture o chiusure sotto carico fino a cor-

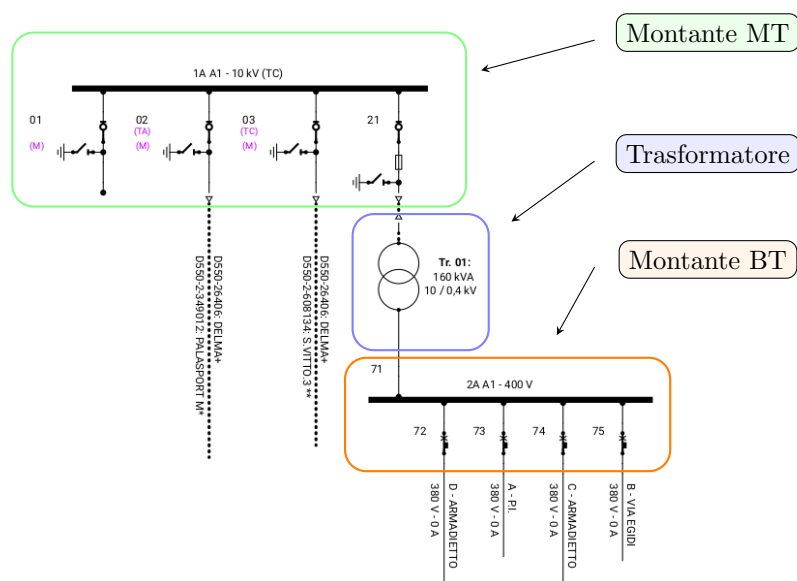


Figura 2.3: Schema unifilare di una *Cabina Secondaria MT/BT*

renti nominali di esercizio della linea (da qualche decina a un centinaio di Ampere). Non sono in grado invece di effettuare manovre in presenza di una corrente di guasto (qualche migliaio di Ampere), funzione di competenza dell'interruttore principale in CP; i rilevatori di guasto direzionale e di assenza tensione sono dispositivi che, installati in uscita su ogni IMS, monitorano e segnalano la presenza della tensione di linea e l'eventuale rilevazione di tensioni e/o correnti di guasto; le unità periferiche (chiamate anche RTU - *Remote Terminal Unit*) invece sono dispositivi elettronici che hanno il compito di elaborare le segnalazioni provenienti dai rilevatori di guasto e di presenza tensione e telecomandare la movimentazione meccanica degli IMS. Il tutto è collegato a dei moduli di telecomunicazione che hanno il compito di segnalare lo stato della rete ad un centro di controllo remoto. Fino a qualche anno fa le telecomunicazioni operavano prevalentemente su sistemi GSM ma attualmente sono in fase di sostituzione con tecnologie più recenti sia filari che wireless, quali LTE o Fibra Ottica.

Capitolo 3

Esercizio della rete di media tensione

3.1 Topologia

La rete di MT è costituita, sempre in riferimento alla norma *CEI EN 50160* [2], da tutti quegli elementi di rete che sono sottoposti ad una tensione efficace nominale U_n tra le fasi di

$$1kV < U_n \leq 36kV \quad (3.1)$$

quali cavi, fili, apparecchiature di sezionamento, interruttori e protezioni che sono dislocati su tutto il territorio. Possiamo riepilogare per semplicità che essa è composta dalle CS e dai collegamenti tra loro interposti. In fig 3.1 è illustrata una configurazione di principio tipica della rete di distribuzione MT; in questo caso, come d'altronde nella quasi totalità degli impianti presenti sul territorio, due diverse linee MT provenienti dalla stessa o da due diverse CP convergono in una CS, detta di *confine*. Nel normale esercizio queste due linee sono fisicamente scollegate tramite un interruttore normalmente aperto all'interno della CS di confine e di norma l'energia proveniente dalla Cabina Primaria si distribuisce lungo le Cabine Secondarie sottese alla rete MT; affinché si possa garantire la continuità del servizio elettrico, al presentarsi di un guasto in uno dei qualsiasi collegamenti tra un nodo e l'altro, vengono aperti gli IMS affacciati alla porzione di rete oggetto di guasto e l'IMS nella cabina di confine viene chiuso riuscendo così ad alimentare tutte le Cabine Secondarie della linea. Una distribuzione della rete realizzata in questo modo viene definita *distribuzione ad anello*. Queste operazioni di manovra effettuate in origine da operatori che al verificarsi di un guasto si recavano fisicamente su ogni cabina secondaria sono state man mano remotizzate e in alcuni casi automatizzate grazie all'impiego di nuovi componenti sia di sezionamento che di misura, che verranno analizzati nei capitoli successivi.

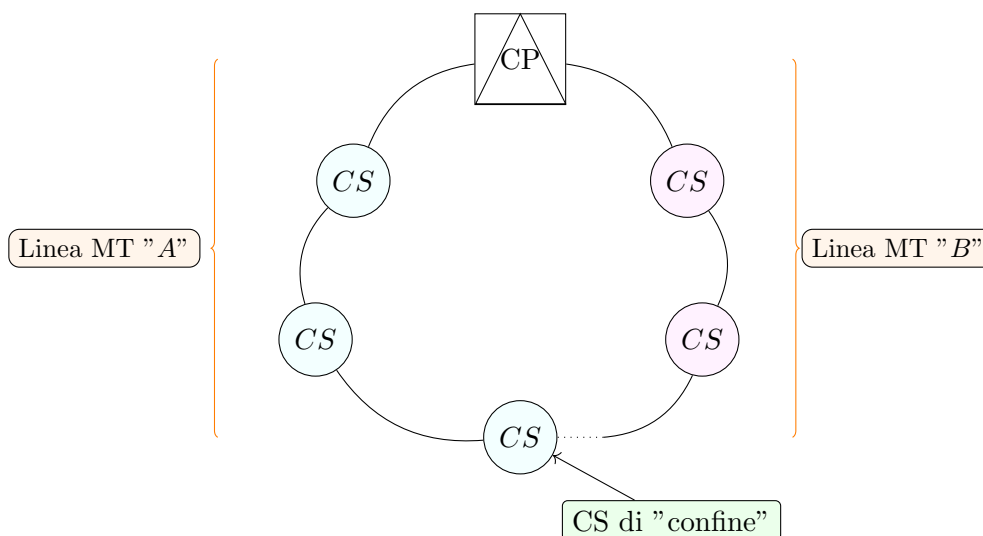


Figura 3.1: Principio di collegamento di reti MT

3.2 Stato del neutro

Il neutro, come anticipato nel capitolo 2, è quell'elemento di rete che rappresenta il centro stella del trasformatore in un sistema trifase; nella fattispecie, nel trasformatore AT/MT questo elemento può essere elettricamente connesso o meno a terra attraverso diverse configurazioni, quali:

- Neutro Isolato (NI);
- Neutro connesso a terra mediante resistore (NR);
- Neutro connesso a terra mediante impedenza (NC);

Nelle reti pubbliche di distribuzione i metodi più utilizzati sono il collegamento a Neutro Compensato e quello a Neutro Isolato [5]; la scelta della tipologia di messa a terra del neutro è legata al valore della corrente di guasto determinata dalla capacità omopolare equivalente delle reti MT sottese al trasformatore.

3.2.1 Neutro isolato

Nelle reti esercite a Neutro Isolato, schematizzate in figura 3.2, il collegamento elettrico con la terra è determinato unicamente dalle capacità verso terra dei conduttori in tensione, siano essi fili aerei o cavi schermati.

Nelle reti MT di questo genere la corrente di guasto capacitiva monofase può variare dalle poche decine a qualche centinaia di Ampere; durante la fase di guasto le tensioni delle fasi sane passano dal valore stellato a quello

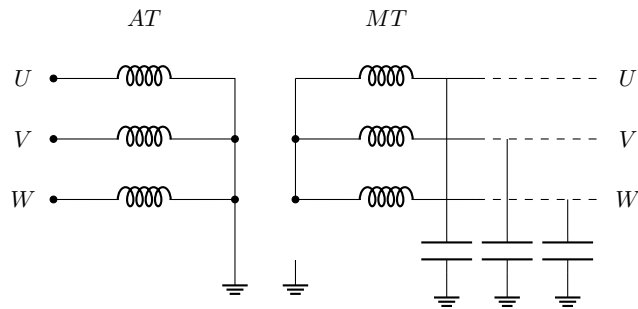


Figura 3.2: Rete MT a neutro isolato

concatenato innalzando quindi la tensione sui restanti componenti del sistema, comportando conseguentemente il rischio di guasto anche su questi ultimi.

3.2.2 Neutro compensato

Nelle reti di distribuzione MT esercite a Neutro Compensato la connessione a terra del centro stella dei trasformatori AT/MT avviene per mezzo del collegamento di un induttore, chiamato bobina di Petersen, che può essere di valore fisso o variabile e di una resistenza disposta parallelamente ad esso, come visibile in figura 3.3.

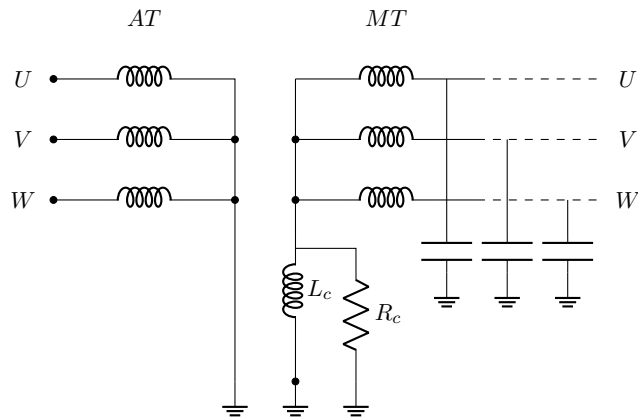


Figura 3.3: Rete MT a neutro compensato

Il principio di funzionamento della bobina consiste nella compensazione della corrente capacitiva della rete, che caratterizzerebbe la stessa rete nel caso di funzionamento a Neutro Isolato, grazie ad una corrente induttiva generata dalla bobina durante il guasto verso terra. La condizione ideale di funzionamento di una rete compensata con bobina di Petersen è quella di

risonanza in modo da annullare, in linea di principio, la corrente di guasto verso terra.

Capitolo 4

Ricerca dei guasti sulla rete elettrica

Nell'esercizio quotidiano, la rete, essendo parte integrante del territorio ambientale, è soggetta costantemente a variabili che possono causare dei guasti, come ad esempio situazioni climatiche avverse, danni causati da attività umane o più semplicemente l'invecchiamento dei componenti. Al fine di garantire una sempre maggiore continuità di servizio, si sono applicati sul campo apparecchi in grado di monitorare puntualmente lo stato della rete e si sono sviluppate tecniche di esercizio che, al presentarsi di un problema, garantiscono un quanto più veloce ripristino dell'energia.

4.1 Strumenti di monitoraggio

4.1.1 Principio di funzionamento

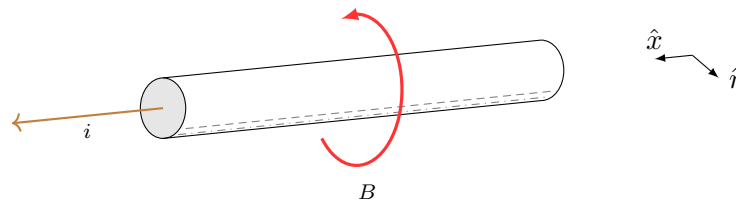
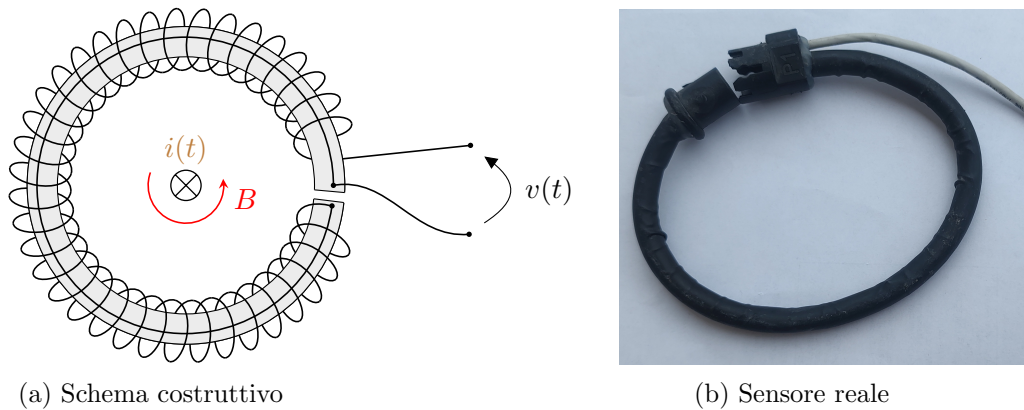
Misura di corrente

Ogni conduttore percorso da corrente elettrica produce, nella regione di spazio adiacente a se, un campo magnetico B direttamente proporzionale alla intensità di corrente [1], il cui modulo è dato dalla formula:

$$|B(r)| = \frac{\mu_0 i}{2\pi r} \quad (4.1)$$

e il verso è tangente, punto per punto, al versore \hat{r} come visibile nella figura 4.1. Sulla base di questo principio si basa la misurazione della corrente percorsa in un cavo.

La soluzione tecnica che si è adottata nel corso degli anni è quella dell'utilizzo dei sensori toroidali *Rogowski*; essi consistono in un avvolgimento elicoidale su un supporto flessibile. Un'estremità rimane libera in quanto il cavo non si richiude immediatamente sul circuito di controllo al termine del supporto ma torna indietro all'interno del solenoide stesso. Il principio

Figura 4.1: Campo magnetico B in un conduttore

(a) Schema costruttivo

(b) Sensore reale

Figura 4.2: Sensore di corrente Rowgosky

di funzionamento si basa sulla legge di Faraday che correla le variazioni di tensione con variazioni di campo magnetico del conduttore che avvolge [1]. La legge fisica è espressa dalla formula:

$$V(t) = \mu_0 \cdot \frac{n}{l} \cdot A \cdot \frac{d}{dt}(H \cdot I) \quad (4.2)$$

dove μ_0 è la permeabilità magnetica nel vuoto, n il numero di spire, l la lunghezza del solenoide, A l'area della spira, H il campo magnetizzante ed I la corrente che scorre attraverso il solenoide. Questo dispositivo si può considerare a tutti gli effetti un trasformatore amperometrico (TA).

Misura di tensione

La misura della tensione, soprattutto nell'ambito di tensioni sopra i $1000V$, richiede particolare attenzione per quanto riguarda la sicurezza degli operatori che effettuano queste misurazioni o che agiscono sugli apparati che elaborano i segnali provenienti dai sensori stessi. Il principio fisico su cui si basa la misurazione della tensione MT nella Cabine Secondarie è quello del partitore capacitivo, visibile nello schema di figura 4.3a; tale disposizione dei capacitori consente la partizione della tensione in livelli più facilmente misurabili garantendo isolamento (dielettrico dei capacitori) tra primario e

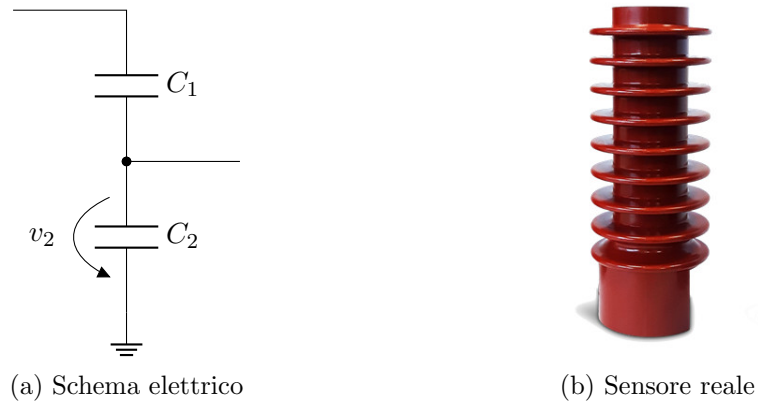


Figura 4.3: Sensore di tensione capacitivo

secondario. La legge fisica che permette di calcolare la tensione di uscita in base alle grandezze di ingresso é:

$$v_2 = \frac{C_1}{C_1 + C_2} \cdot v \quad (4.3)$$

La media tensione è applicata tra uno dei capi del capacitore C_1 e la massa, mentre la tensione di uscita viene prelevata ai capi di C_2 , corrispondente alla tensione v_2 . Questo tipo di sensore si classifica come trasformatore voltmetrico (*TV*).

4.1.2 Dispositivo reale

Il dispositivo a cui è affidato il compito di questo monitoraggio periferico è, come anticipato nei capitoli precedenti, il Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione (RGDAT), raffigurato in figura 4.4.

È un dispositivo previsto per essere installato in corrispondenza degli IMS di linea MT nelle Cabine Secondarie telecontrollate, al fine di rilevare il verificarsi di un guasto e la presenza/assenza di tensione sulla linea attraverso dei sensori collegati ad esso. 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;
- le tensioni di linea, utilizzando i segnali di tensione forniti dai partitori capacitivi installati direttamente sugli stalli di linea MT;

Ogni qualvolta che queste misure superano delle soglie prefissate per il tipo di linea su cui il RGDAT è installato viene generata una segnalazione che è poi elaborata dall'Unità Periferica presente in cabina secondaria.

Secondo gli standard *IEEE C37.2* [3] ogni guasto e la sua relativa protezione vengono associati ad un codice numerico o alfanumerico; Questo dispositivo è generalmente in grado di distinguere 3 diversi tipi di guasti che possono verificarsi sulla rete, quali:

- Guasto per massima corrente di fase (51);
- Guasto per massima corrente di terra (51N);
- Guasto direzionale di terra (67);



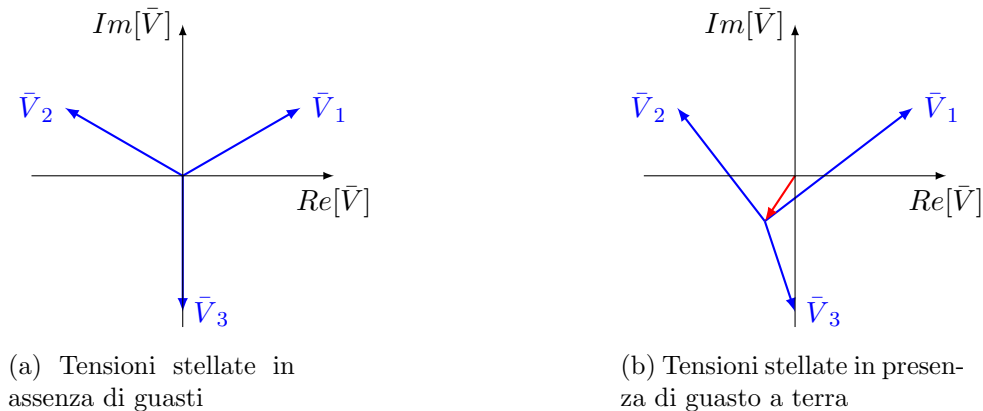
Figura 4.4: Immagine di un RGDAT (Fonte: *Tesmec S.p.A.*)

La funzione di rilevazione direzionale del guasto monofase a terra deve rilevare condizioni di guasto a valle del punto di installazione, con riferimento al verso di alimentazione della linea; questo è possibile mettendo in relazione gli angoli dei fasori di tensione omopolare e corrente residua; ciò che permette di discriminare la direzione del guasto, ovvero la posizione di esso rispetto alla posizione di installazione del rivelatore.

In figura 4.5 è possibile constatare la presenza di una tensione residua nell'ipotesi in cui si presenti un guasto verso terra (vettore rosso in fig. 4.5b); in questo caso il centro stella della terna trifase si sposta dal centro di riferimento degli assi cartesiani provocando sia la nascita della tensione omopolare che la variazione di ampiezza delle tensioni stellate di fase. La misura della tensione omopolare avviene ricavandola dalle tre misure delle tensioni si fase attraverso i TV capacitivi con la formula

$$\bar{V}_{omo} = \frac{\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3}{3} \quad (4.4)$$

mentre la misurazione della corrente residua è possibile installando il TA Rogowsky (del tipo di figura 4.2b) direttamente sui cavi MT in modo che "abbracci" tutte e tre le fasi: in condizioni di normale funzionamento la

Figura 4.5: Grafico dei fasori \bar{V}

somma vettoriale delle tre correnti di fase produrrà una uscita nulla ai capi del TA che aumenterà nel momento in cui si presenterà un guasto.

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;
- valore di corrente omopolare superiore ad un certo limite;
- angolo di sfasamento relativo compreso in un certo intervallo;

Per la rilevazione del guasto polifase a terra o di massima corrente, il dispositivo misura le tre correnti di fase attraverso singoli TA Rogowsky installati su ogni fase. Le condizioni che determinano l'intervento della protezione di massima corrente sono:

- superamento soglia di fase ($\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$);
- superamento soglia omopolare (\bar{I}_{omo}).

Infine, per la funzione di segnalazione presenza tensione, il dispositivo controlla la tensione delle tre fasi attraverso i sensori TV capacitivi 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; tale soglia quindi discrimina il passaggio tra gli stati di presenza o assenza di tensione.

4.2 Automazione

L'automazione della rete consiste nella lettura di grandezze fisiche e nelle successive manovre (automatiche o telecomandate) effettuate lungo una

linea MT al fine di estinguere un guasto che vi si presenti su di essa [5]. Il sistema di automazione consente perciò la rilevazione del tronco di rete in Media Tensione affetto da guasto, il suo isolamento e la rialimentazione automatica dei "tratti sani" a valle della sezione di rete in guasto. Tale procedura può essere eseguita autonomamente dalle Unità Periferiche grazie ai segnali provenienti dai Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione installati nelle Cabine Secondarie; il tutto viene implementato nell'ottica di una sempre migliore continuità del servizio elettrico. Come introdotto nel capitolo 2, la maggiore diffusione di Unità Periferiche e di organi di manovra motorizzati e telecontrollati favorisce una migliore e puntuale discriminazione del guasto affiancata, negli ultimi anni, da nuove tecniche di monitoraggio e comunicazione.

L'automazione delle reti MT è basata, in linea di principio, su un insieme di automi, ossia procedure logiche di operatività, presenti all'interno delle Unità Periferiche nelle Cabine Secondarie. Questi automi, che possono essere programmati, attivati e/o disattivati da remoto, operano la discriminazione dei guasti attraverso la lettura di due segnali rilevati in linea, quali:

- presenza/assenza di tensione;
- rilevazione di guasto (a terra o c.to circuito).

Una volta acquisiti questi due segnali l'automa, in modo autonomo, opera la segnalazione e un'eventuale manovra di apertura o chiusura del sezionatore MT collegato ad esso.

Le linee MT, in linea generale, sono protette costantemente da protezioni poste in origine risiedenti all'interno della Cabina Primaria. Esse sono costituite dall'insieme degli interruttori e dei sensori TA e TV che effettuano una lettura puntuale dei valori di tensione e corrente della linea; al presentarsi di un guasto sono proprio questi interruttori ad intervenire disalimentando l'intera linea e permettendo agli IMS nelle Cabine Secondarie, di cui si è discusso fin'ora, di eseguire le manovre di apertura e chiusura.

Gli interruttori di cabina primaria, successivamente al loro intervento, operano dei cicli di richiusura regolati da un dispositivo chiamato Dispositivo di Richiusura Automatico (DRA). Questi cicli operativi, indipendentemente dal tipo di guasto verificatosi, hanno una sequenza che dipende da due diversi parametri:

- il tipo di automazione implementata sulla linea sottesa all'interruttore che ha eseguito l'apertura;
- il tipo guasto, se monofase, polifase o corto circuito;

Un diversa strutturazione della sequenza di richiusura dipende anche dalla consistenza della linea MT, ossia la realizzazione fisica (in conduttore

nudo, in cavo o di tipo mista): più è elevata la percentuale di rete in conduttore nudo, maggiore è il numero di richiuse automatiche effettuate. Una seconda suddivisione, invece, riguarda la presenza o meno di automatismi lungo linea: alcune tecniche di automazione richiedono un numero superiore di richiuse, a fronte di una riduzione della porzione di rete posta in condizione di stress e di benefici in termini di qualità del servizio (*QdS*).

Le due principali tecniche di ricerca guasto consolidate e più diffuse sulle attuali linee di distribuzione che si analizzeranno sono la tecnica *FRG* e quella *FNC*.

FRG

La tecnica Funzione a Rilevatori di Guasto (FRG) è una tecnica applicata sia su reti in cavo che miste e sia a Neutro Isolato (NI) che a Neutro Compensato (NC). Viene utilizzata sia per la rilevazione di guasto verso terra che per corto circuito. In caso di guasti sulla rete MT, gli automatismi azionano gli 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 del rivelatore RGDAT;

La logica del ciclo di automazione è gestita da tre regole ben distinte, quali:

Regola 1 se il Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione (RGDAT) 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 dall'Unità Periferica (UP);

Regola 2 quando l'IMS viene aperto e viene rilevata una tensione (normalizzazione della situazione) dopo un tempo di consolidamento T_c , l'UP invia un comando di chiusura all'IMS; contemporaneamente si avvia il Tempo di Discriminazione T_d .

Regola 3 se durante il T_d non viene rilevata alcuna tensione, l'IMS si apre permanentemente e rimane nello stato di blocco. In caso contrario, se durante il tempo T_d è presente tensione, l'automazione entrerà in uno stato di inibizione all'apertura automatica successiva.

FNC

La tecnica Funzione a Neutro Compensato (FNC) è utilizzata solo nelle reti a Neutro Compensato e comporta sequenze di manovra diverse a seconda della tipologia di guasto; per guasti polifase e di corto circuito la sequenza FNC è essenzialmente uguale alla tecnica FRG, mentre se si verifica un guasto monofase verso terra viene svolta una particolare automazione, descritta dalla sequenza seguente:

nell'ipotesi che il guasto non evolva in uno di tipo polifase, si ha l'apertura degli IMS i cui rilevatori di guasto ne "sentano" la presenza per un tempo prestabilito. I tempi di ritardo dell'intervento sono stabiliti in funzione della posizione della Cabina Secondaria lungo la linea, in modo che, tra gli IMS i cui RGDAT rilevano il guasto, si apra solamente quello più lontano dalla Cabina Primaria. Attraverso questa procedura l'interruttore in cabina primaria rimane chiuso per tutta la durata della selezione del guasto, per cui la porzione di rete a monte del guasto rimane sempre alimentata. Se il guasto è nella prima sezione di rete (ovvero il livello più alto) si ha lo scatto dell'interruttore, dopo un ritardo dovuto all'attesa delle operazioni di selezione, con lo svolgimento del ciclo di richiusura. Analogamente alla tecnica FRG, l'IMS che ha isolato il guasto invia un segnale e rimane aperto fino all'intervento manuale dell'operatore.

Questa modalità di intervento, come precedentemente detto, è possibile solamente per reti a Neutro Compensato essenzialmente per due motivi: il primo è la possibilità di lasciare la rete in regime di guasto per un tempo relativamente lungo (nel peggiore dei casi per circa 20s) data la bassa corrente di guasto effetto della presenza della bobina di Petersen; il secondo motivo risiede nella capacità da parte degli IMS di aprire il circuito con correnti di guasto che risultano piuttosto basse. Il difetto di questa tecnica, dall'altro lato, si ha nel sottoporre la bobina di Petersen ad un maggiore riscaldamento visto il tempo per cui la corrente di guasto è lasciata scorrere.

Capitolo 5

Studio del ciclo di automazione FRG

L'obiettivo dell'automazione nella rete di Media Tensione, come indicato nel capitolo 4, è quello di pervenire in maniera automatica ad una più rapida localizzazione della porzione di linea MT sede di guasto (di tipo permanente). Per questo scopo, sulle attuali linee di distribuzione MT, la tecnica di automazione più diffusa è quella FRG [5]; questo perchè, rispetto alla tecnica FNC, la FRG può essere adottata su tutti i tipi di linee, sia quelle a Neutro Isolato che quelle a Neutro Compensato. Di seguito si andrà ad analizzare nel dettaglio questa tecnica, sia dal lato della Cabina Primaria che dalle Cabine Secondarie sottese alla linea oggetto di guasto.

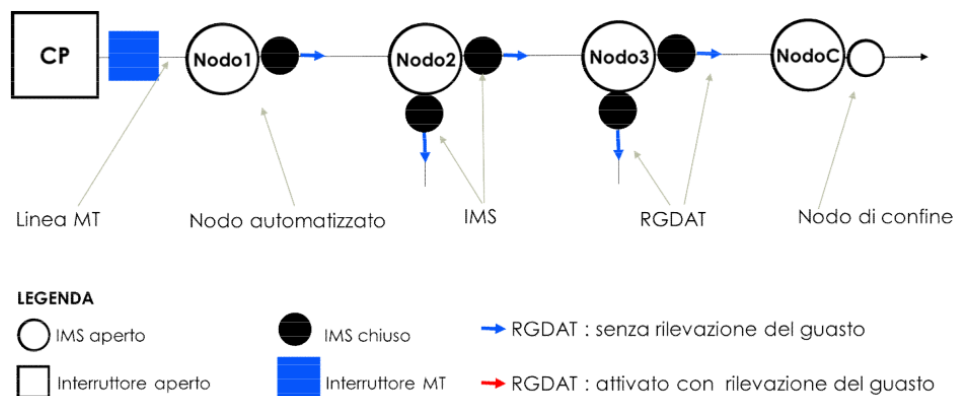


Figura 5.1: Schematizzazione di una Linea MT per lo studio dell'automazione, con relativa Legenda

Nella figura 5.1 è rappresentata una schematizzazione di una generica linea MT in cui si evidenziano la Cabina Primaria (CP) e le Cabine Secondarie (CS) disposte sulla linea; ogni CS è rappresentata con i suoi sezionatori

IMS e con la presenza, in ognuno di essi, del Rilevatore di Guasto Direzionale e di Assenza di Tensione (RGDAT). Tutto il ciclo di automazione inizia con l'intervento della protezione principale disposta in testa alla linea MT, all'interno della CP. 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 (come, per esempio, un guasto provocato da un contatto temporaneo della vegetazione con la linea in tensione); se alla fine della Richiusura Rapida il guasto persiste, iniziano ad essere applicate le funzioni di Richiusura Lenta (RL). È da sottolineare che l'organo di manovra che apre in condizioni di guasto è sempre l'interruttore in Cabina Primaria mentre tutte le altre manovre di apertura e chiusura lungo linea degli IMS sono effettuate "a vuoto", ossia in assenza di tensione, durante i tempi di attesa del ciclo di richiusura, indicati in figura 5.2, così identificati:

T_{RR} Tempo di attesa della 1^a richiusura chiamata Richiusura Rapida (RR);

T_{RL} Tempo di attesa della 2^a richiusura chiamata Richiusura Lenta (RL);

T_{RL1} Tempo di attesa della 3^a richiusura chiamata Richiusura Lenta Memorizzata (effettuata solo nel caso di linee aeree non in cavo);

T_{RL2} Tempo di attesa della 4^a richiusura chiamata Richiusura Definitiva;

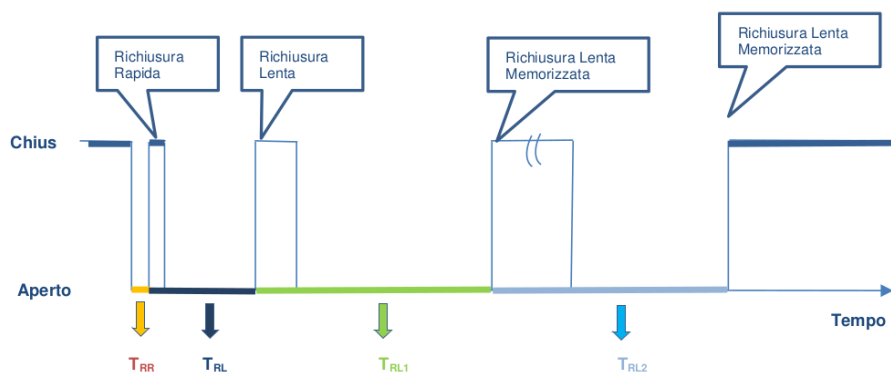


Figura 5.2: Ciclo di richiusura della protezione in CP

Di seguito vengono descritti i vari step 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.

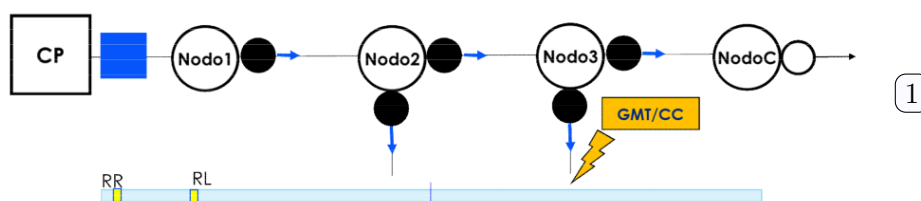
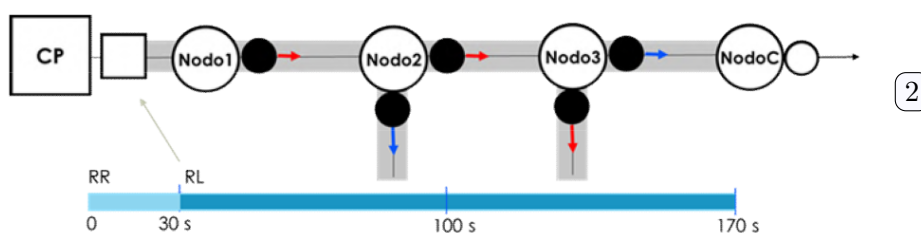


Figura 5.3: Presenza del guasto permanente

Figura 5.4: Prima richiusura lenta RL negativa

- 1 Si innesci un guasto permanente a valle del nodo3 (la corrente di guasto scorre dalla CP al punto di guasto attraversando tutti i nodi);
- 2 La protezione in CP scatta, effettua una Richiusura Rapida (RR), ma, essendo il guasto permanente, scatta nuovamente e la linea rimane disalimentata (rete evidenziata in grigio); anche la prima Richiusura Lenta (RL) ha esito negativo; i rivelatori lungo la linea che hanno "visto" il guasto sono quelli evidenziati dalla freccia in rosso;

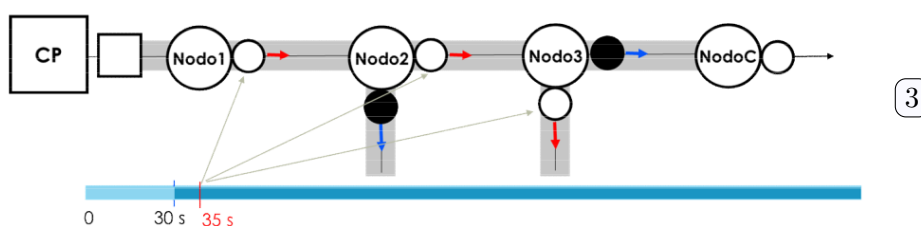


Figura 5.5: Apertura IMS lungo linea

- 3 Dopo la Richiusura Lenta (RL) negativa, trascorsi circa 35s dall'innescio del guasto, in base alla regola1 essendo la tensione sulla direttrice assente, le UP nei nodi 1,2 e 3 comandano le aperture degli IMS attraversati dal guasto;

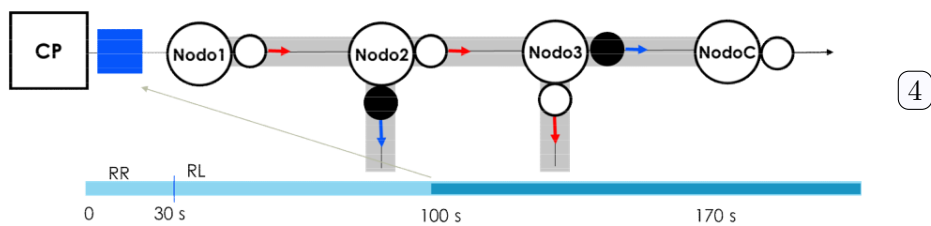


Figura 5.6: Rialimentazione primo tronco di linea

- 4 Trascorsi ulteriori 70s l'interruttore in CP si chiude rialimentando il primo tronco di linea fino al nodo1;

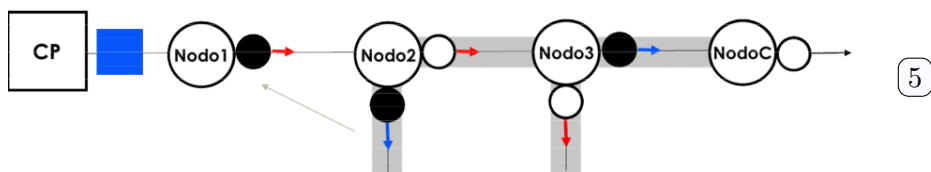


Figura 5.7: Ripristino tensione sui tronchi successivi

- 5 Quando torna tensione al nodo1 il rivelatore RGDAT rileva la presenza della tensione e in base alla regola2 impostata negli automi, l'UP comanda la chiusura dell'IMS uscente; in seguito, con riferimento alla regola3, trascorso il tempo T_d con presenza di tensione, l'IMS rimane in stato chiuso; questo si ripete successivamente anche nel nodo2;

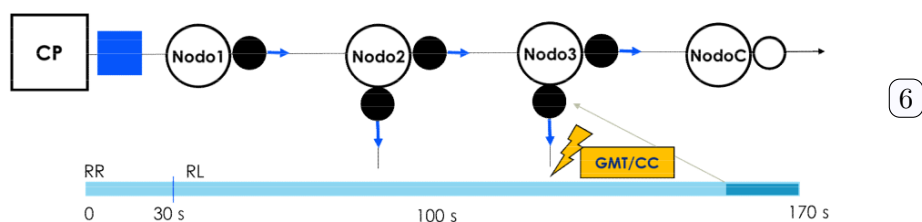


Figura 5.8: Ripristino tensione sul tronco guasto

- 6 Iterando lo step precedente, si arriva alla chiusura dell'IMS che si affaccia sul tronco di linea oggetto di guasto, causando nuovamente il passaggio della corrente di guasto sulla linea;

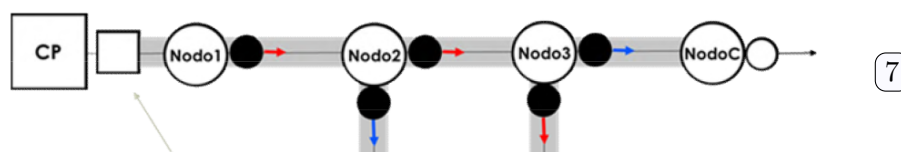


Figura 5.9: Riapertura interruttore in CP

- 7 Con il passaggio della corrente di guasto sulla linea, tutti i rilevatori di guasto RGDAT "sentono" il passaggio del guasto e si apre nuovamente l'interruttore principale in CP; si ricorda che per la regola3 attuata nello step 5 lo stato di chiusura degli IMS a monte risulta inibito alla riapertura, tranne che l'IMS in prossimità del guasto che effettuerà immediatamente un'apertura.

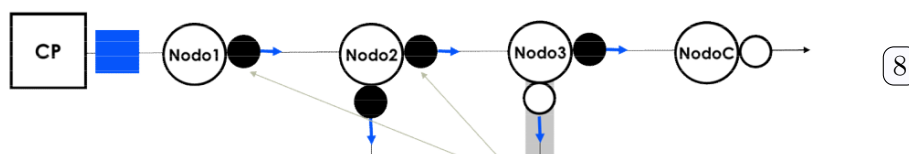


Figura 5.10: Esclusione del tronco guasto

- 8 L'interruttore in CP alla successiva richiusura definitiva energizzerà l'intera linea ad esclusione del tronco guasto; ecco che in questo modo si è verificata l'esclusione del tronco di linea guasta in modo automatico;

Nell'analisi appena effettuata si è evidenziato come, in modo completamente automatico, la rete elettrica abbia escluso, in tempi relativamente brevi, il tronco di linea MT soggetto al guasto garantendo un tempo di rialimentazione molto basso che, per linee realizzate sia in cavo che in filo, si aggira intorno ai 170 secondi; certo è che occorrerà l'immediato intervento del personale sul campo per la riparazione e la successiva rialimentazione del solo tronco di linea oggetto di guasto.

Capitolo 6

Conclusioni

Obiettivo della tesi è stato quello di descrivere come avviene l'esercizio della rete elettrica di Media Tensione soffermando l'attenzione, più che sull'intero sistema di gestione, su come vengono monitorate perifericamente le misure delle grandezze fisiche e su come queste informazioni possano essere utilizzate per l'esclusione dei guasti dalla rete. La parte principale di questo elaborato si è focalizzata sull'analisi di uno dei principali sistemi di automazione attualmente in esercizio sulle reti nazionali e di un dispositivo che fa da protagonista in questo scenario, analizzandone le caratteristiche principali e i principi di funzionamento.

La rete elettrica è in evoluzione costante. Sempre più l'attività umana è dipendente dall'energia elettrica. Negli ultimi decenni abbiamo assistito ad un esponenziale utilizzo della rete a partire dalle molteplici installazioni di impianti fotovoltaici alla nascita del mercato delle auto elettriche. Per questi fattori, e anche per altri, si è consolidata l'esigenza di garantire un alto livello di qualità del servizio elettrico che sta portando allo sviluppo di ulteriori nuove tecnologie da applicare alla rete e nuove metodologie di gestione come, solo per citarne alcune, le nuove tecniche di automazione che sfruttano connessioni veloci per scambiare dati in tempo reale sullo stato della rete, implementate e testate su larga scala nella regione Puglia da e-distribuzione, uno dei maggiori distributori elettrici nazionali. In questi scenari si sono ottenuti tempi di rialimentazione a seguito di guasto dell'ordine di una decina di secondi e sicuramente queste nuove tecniche, nel giro di qualche anno, verranno estese a tutto il territorio nazionale.

Bibliografia

- [1] G. Martinelli, M. Salerno, *Fondamenti di elettrotecnica, Vol. II*, Siderea, 2006.
- [2] Comitato europeo di normazione elettrotecnica - CENELEC. (2023). Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica (EN 50160).
- [3] Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE. (2022). Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations (Std C37.2)
- [4] TERNA S.p.A., *Come funziona il sistema elettrico*, (2023)
<https://www.terna.it>
- [5] e-distribuzione S.p.A., WKI-O&M-NOM-21-0007, *Criteri di esercizio e analisi dell'automazione e del neutro della rete di Media Tensione*, (2021)