

POLITECNICO DI TORINO



Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

**STUDIO DEL COORDINAMENTO DELLE
PROTEZIONI PER LE RETI DI
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

Relatore

Prof. Aldo Canova

Candidato

Vincenzo Cento
Matricola 251003

Supervisore aziendale

Ireti

Per. Ind. Giovanni Peca

Anno Accademico 2020-2021

Al sudore e alle mani di mio padre,
mio più grande esempio di vita.

Alla forza e al cuore di mia madre,
perché a lei devo tutto.

Alla mia ancora, Chiara, forza delle mie giornate,
realità che ha superato i miei sogni.

A mia sorella e mio fratello,
il dono più grande della mia vita.

Indice

Indice.....	5
Indice figure.....	9
Indice tabelle	12
Capitolo 1.....	14
<i>Ireti e la rete di distribuzione di Torino.....</i>	<i>14</i>
1.1 IREN S.p.A.	14
1.1.1 Pilastrini strategici Iren S.p.A.	17
1.2 Sistema elettrico Nazionale.....	19
1.3 Rete di distribuzione della città di Torino.....	21
Capitolo 2.....	25
<i>Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica</i>	
<i>.....</i>	<i>25</i>
2.1 Struttura delle Cabine Primarie.....	27
2.1.1 Cabina primaria lato AT.....	28
2.1.2 Scaricatori.....	31
2.1.3 Trasformatore di tensione.....	32
2.1.4 Trasformatore di corrente	37
2.1.5 Interruttore.....	41
2.2 Trasformatore.....	42
2.3 Cabina primaria lato M.T.....	46
2.4 Sistemi Ausiliari di Cabina Primaria	47
2.5 Cabina secondaria MT/BT	48
2.6 Sistemi di protezione e controllo (SPCC).....	51
2.7 Stato del neutro	52
2.7.1 Neutro a terra con bobina di Petersen.....	52
2.7.2 Neutro isolato	57
2.7.3 Neutro francamente a terra	58
2.7.4 Neutro a terra tramite resistenza.....	59
2.8 Classificazione dei sistemi di distribuzione	60
2.8.1 Sistema TT	60
2.8.2 Sistema TN	61
2.8.3 Sistema IT.....	63

Capitolo 3.....	65
<i>Quadro normativo.....</i>	<i>65</i>
3.1 Norme giuridiche	66
3.1.1 Obblighi del datore di lavoro e requisiti di sicurezza.....	66
3.2 Norme tecniche	69
3.2.1 Norma CEI EN 61936-1	70
3.2.2 Norma CEI 0-16	72
3.2.3 Norma CEI 0-21	75
3.2.4 Norma CEI 64-8	78
3.2.5 Norma CEI 11-27	80
3.2.6 Obblighi di manutenzione	82
Capitolo 4.....	85
<i>Sistema di protezione degli impianti.....</i>	<i>85</i>
4.1 Guasti sulle reti di distribuzione	88
4.1.1 Fenomeni transitori.....	91
4.1.2 Buchi di tensione	92
4.1.3 Interruzioni	93
4.1.4 Sovratensioni	94
4.1.5 Sovracorrenti	97
4.1.5.1 Sovraccarichi.....	97
4.1.5.2 Cortocircuiti	98
4.1.5.3 Metodo per il calcolo della portata delle linee aeree	100
4.1.5.4 Portata delle linee in cavo AT ed MT	102
4.2 Protezione degli impianti elettrici	105
4.2.1 Protezione massima corrente 50-51.....	113
4.2.1.1 Fusibile.....	118
4.2.2 Protezione contro i guasti a terra	120
4.2.2.1 Protezione Direzionale di Terra	121
4.2.2.1.1 Protezione direzionale di terra a neutro isolato – 67-2.....	123
4.2.2.1.2 Protezione direzionale di terra a neutro compensato – 67-1.....	129
4.2.3 Protezione di massima e minima tensione – 59 e 27.....	133
4.2.3.1 Rilevazione tensione omopolare	134
4.2.4 Protezioni differenziali	136
4.2.5 Protezioni distanziometriche – 21	137
4.2.6 Protezione di frequenza - 81	142
Capitolo 5.....	146
<i>Coordinamento delle protezioni.....</i>	<i>146</i>
5.1 Coordinamento delle protezioni in cabina secondaria	150
5.2 RG-DAT.....	160

Indice

5.3 Coordinamento delle protezioni di massima corrente.....	161
5.3.1 Protezione massima corrente di fase utenti MT	161
5.3.2 Protezione massima corrente delle linee MT	162
5.3.3 Protezione trasformatore AT/MT	166
5.3.4 Protezioni di ricalzo guasti polifase in MT	170
5.4 Coordinamento delle protezioni di guasto a terra	172
5.4.1 Protezione massima corrente omopolare utenti MT.....	175
5.4.2 Protezione direzionale di terra utenti MT.....	175
5.4.3 Protezione direzionale di terra linee MT a Neutro Isolato	176
5.4.4 Protezione direzionale di terra linee MT a Neutro Compensato	178
5.4.5 Protezioni contro i doppi guasti monofase a terra	180
5.4.6 Protezioni contro guasti intermittenti ed evolutivi	183
5.4.7 Coordinamento tra 59U0 e direzionale di terra 67.S2.....	184
5.5 Coordinamento delle protezioni dei sistemi AT	186
5.6 Selezione automatica del tronco guasto	187
5.6.1 Logica FRG	187
5.6.2 Logica FNC	189
5.7 Dispositivo di richiusura automatica (DRA).....	190
5.8 Possibili miglioramenti del sistema protettivo	193
5.8.1 Protezione dei trasformatori AT/MT.....	193
5.8.2 Dispositivi di sincronizzazione.....	197
5.8.3 Selezione automatica del tronco guasto	198
5.8.4 Protezione delle cabine secondarie.....	199
<i>Allegato 1</i>	<i>201</i>
Bibliografia	203

Indice figure

Figura 1.1: Logo Iren [1]	14
Figura 1.2 : Principali territori serviti Iren S.p.A. [2].....	15
Figura 1.3 : Organigramma Iren S.p.A. [2]	16
Figura 1.4: Strategie al 2030 Iren S.p.A. [3].....	18
Figura 1.5: Gestione del sistema elettrico nazionale [4].....	20
Figura 2.1: Schema a blocchi.....	26
Figura 2.2: Cabina primaria lato AT.....	29
Figura 2.3: Montante linea.....	30
Figura 2.4: Montante trasformatore	30
Figura 2.5: Schema di principio di un trasformatore di tensione capacitivo [8]	33
Figura 2.6: Circuito equivalente dei trasformatori di tensione induttivi [8].....	35
Figura 2.7: Collaudo TV	37
Figura 2.8: Circuito equivalente dei trasformatori di corrente [8].....	38
Figura 2.9: Impieghi trasformatori.....	43
Figura 2.10: Circuito equivalente trasformatore.....	45
Figura 2.11: Cabina primaria lato MT	46
Figura 2.12: Cabina secondaria MT/BT	49
Figura 2.13: Sovratensioni all'estinzione del guasto su sistema a neutro isolato.....	53
Figura 2.14: Assenza di sovratensioni su sistema a neutro compensato	54
Figura 2.15: Neutro a terra tramite impedenza (bobina di Petersen) [11]	56
Figura 2.16: Trasformatore formatore di neutro	56
Figura 2.17: Neutro isolato [11]	58
Figura 2.18: Neutro francamente a terra [11]	58
Figura 2.19: Neutro a terra tramite resistenza [11].....	59
Figura 2.20: Sistema TT [12].....	61
Figura 2.21: Sistema TN-C [12]	61
Figura 2.22: Sistema TN-S [12].....	62
Figura 2.23: Sistema TN-C-S [12].....	62
Figura 2.24: Sistema IT [12].....	63
Figura 3.1: Schema generale dispositivi di protezione [15]	76
Figura 3.2: Distanze in aria e definizione delle zone [17]	82
Figura 3.3: Complesso prova relè automatico	83
Figura 4.1: Relè di massima corrente ISM21	86
Figura 4.2: Relè elettromeccanico Data Control	87
Figura 4.3: Guasto autoestinguente a neutro isolato (Ireti - 3 Febbraio 2021).....	89
Figura 4.4: Incidenza guasti transitori	90
Figura 4.5: Transitorio impulsivo [18]	91

Indice figure

Figura 4.6: Transitorio oscillatorio [18]	91
Figura 4.7: Guasto transitorio	92
Figura 4.8: Forma d'onda Voltage Sags [18]	92
Figura 4.9: Interruzione di tensione.....	93
Figura 4.10: Sovratensioni per archi intermittenti.....	96
Figura 4.11: Progettazione dei sistemi in cavo AT [20].....	103
Figura 4.12: Curve di invecchiamento cavi MT	105
Figura 4.13: Rilevamento delle grandezze elettriche.....	111
Figura 4.14: Effetto della saturazione dei TA omopolari	112
Figura 4.15: Caratteristica d'intervento a tempo indipendente.....	113
Figura 4.16: Caratteristica di intervento magnetotermico	114
Figura 4.17: Circuito di rilevazione correnti di fase.....	116
Figura 4.18: Circuito di rilevazione correnti omopolari.....	117
Figura 4.19: Caratteristica di intervento fusibile gG	120
Figura 4.20: Caratteristica d'intervento del Direzionale di Terra.....	122
Figura 4.21: Circuito sequenza omopolare a NI per guasto monofase a terra.....	123
Figura 4.22: Luogo dei punti tensione di guasto [22].....	125
Figura 4.23: Massima tensione della fase sana [22]	125
Figura 4.24: Guasto monofase a neutro isolato [22].....	126
Figura 4.25: Diagramma tensione-correnti neutro isolato [22]	127
Figura 4.26: Caratteristica di protezione neutro isolato [22].....	128
Figura 4.27: Circuito sequenza omopolare a NC per guasto monofase a terra	129
Figura 4.28: Guasto monofase a terra neutro compensato [22].....	131
Figura 4.29: Corrente attiva erogata dalla bobina di Petersen.....	132
Figura 4.30: Caratteristica di protezione neutro compensato [22].....	132
Figura 4.31: Collegamento TV di fase.....	133
Figura 4.32: Collegamento TV omopolari.....	134
Figura 4.33: Tensione omopolare in assenza di guasto	135
Figura 4.34: Collegamento invertito di una fase.....	135
Figura 4.35: Guasto monofase a terra.....	136
Figura 4.36: Protezione differenziale di sbarra.....	136
Figura 4.37: Protezioni distanziometriche	138
Figura 4.38: Caratteristiche d'intervento protezione distanziometrica.....	140
Figura 4.39: Normale esercizio protezioni distanziometriche	140
Figura 4.40: Guasto lungo linea.....	141
Figura 4.41: Guasto linea adiacente.....	141
Figura 4.42: Oscillogramma con intervento dell'EAC	144
Figura 5.1: Interruttori in serie distribuzione radiale	146
Figura 5.2: Selettività cronometrica e selettività logica	147
Figura 5.3 Selettività amperometrica [24]	149

Indice figure

Figura 5.4: Selettività direzionale [24]	150
Figura 5.5: Schema cabina secondaria.....	151
Figura 5.6: Corrente di minima fusione del fusibile.....	155
Figura 5.7: Schema di protezione cabina secondaria tramite fusibili	158
Figura 5.8: Protezione cabina secondaria tramite interruttore magnetotermici.....	159
Figura 5.9: Caratteristica d'intervento cliente MT	162
Figura 5.10: Coordinamento tra linea MT e cliente MT.....	164
Figura 5.11: Coordinamento linea MT e trasformatore AT/MT lato secondario	166
Figura 5.12: Risultati prova di cortocircuito.....	168
Figura 5.13: Coordinamento delle protezioni di massima corrente.....	169
Figura 5.14: Zona di non intervento protezione di rinalzo 51MT	171
Figura 5.15: Ammettenza di rete	172
Figura 5.16: Guasto monofase a terra Neutro isolato	174
Figura 5.17: Coordinamento protezione direzionale di terra a NI.....	177
Figura 5.18: Coordinamento protezione direzionale di terra a NC.....	179
Figura 5.19: Guasto a terra evolve in doppio guasto monofase a terra	182
Figura 5.20: Coordinamento protezioni 67 e 59U0	185
Figura 5.21: Logica FRG	187
Figura 5.22: Logica FNC	189
Figura 5.23: Cicli operativi Dispositivo di Richiusura Automatica	192
Figura 5.24: Guasto trasformatore AT/MT.....	194
Figura 5.25: Rottura del serbatoio del trasformatore.....	194
Figura 5.26: Schema protezione differenziale del trasformatore.....	195
Figura 5.27: Riduzione della corrente di inrush con sincronizzatore [26].....	197

Indice tabelle

Tabella 1.1: Distribuzione energia elettrica [6]	21
Tabella 1.2: Impianti Torino [6]	22
Tabella 2.1: Grandezze nominali trasformatori di tensione capacitivi [8]	33
Tabella 2.2: Errore di tensione e di angolo TV capacitivi per misure [8]	34
Tabella 2.3: Errore di tensione e di angolo TV capacitivi per protezioni [8]	34
Tabella 2.4: Grandezze nominali trasformatori di tensione induttivi [8]	35
Tabella 2.5: Limiti di errore di tensione e di angolo TV induttivi per misure [8]	36
Tabella 2.6: Limiti di errore di tensione e di angolo TV induttivi per protezioni [8]	36
Tabella 2.7: Grandezze nominali TA a tensione d'esercizio 220kV [8]	38
Tabella 2.8: Limiti dell'errore di corrente e di angolo per i TA per misura [8]	39
Tabella 2.9: Limiti di errore di corrente e di angolo per i TA per protezione [8]	40
Tabella 2.10: Grandezze nominali interruttore a tensione di esercizio 220 kV [9] ...	41
Tabella 2.11: Raffreddamento dei trasformatori [10]	44
Tabella 5.1: Sezione dei conduttori relativi al collegamento trasformatore lato BT	152
Tabella 5.2: Calibro interruttori magnetotermici per cabine MT/BT	152
Tabella 5.3: Taratura interruttori magnetotermici	153
Tabella 5.4 Fusibili idonei per la protezione di TR MT/BT	154
Tabella 5.5: Fusibili idonei per trasformatori MT/BT in parallelo	154
Tabella 5.6: Tabella trasformatori MT/BT	155

Capitolo 1

Ireti e la rete di distribuzione di Torino

1.1 IREN S.p.A.

Iren nasce il 1° luglio 2010 dalla fusione di Enìa in Iride ed oggi grazie ai propri assets produttivi, agli investimenti realizzati ed in corso, al posizionamento in tutte le aree di business in tutte le fasi della filiera energetica ed al proprio radicamento territoriale è una delle più importanti e dinamiche multiutility del panorama italiano e opera nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'energia termica per teleriscaldamento, della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali e dei servizi tecnologici.



Figura 1.1: Logo Iren [1]

È primo operatore nazionale nel teleriscaldamento per volumetria allacciata, terzo nel settore idrico per metri cubi gestiti e nei servizi ambientali per quantità di rifiuti trattati, quinto nel settore gas per vendita a clienti finali, quinto nell'energia elettrica per elettricità venduta. Iren è un produttore energetico eco-friendly per circa l'87% della propria produzione, ovvero opera fissando come uno dei principali obiettivi il rispetto e la cura dell'ambiente. I principali territori serviti sono Piemonte, Liguria ed Emilia-Romagna e sono presenti anche in Lombardia, Toscana, Veneto, Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna. Ha sede a Reggio Emilia e poli operativi a Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, La Spezia e Vercelli.



Figura 1.2 : Principali territori serviti Iren S.p.A. [2]

Alla capogruppo Iren fanno capo le attività strategiche, amministrative, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre cinque società presidiano le attività per linea di business:

- Iren Energia nella produzione di energia elettrica e termica, gestione del teleriscaldamento, illuminazione pubblica, impianti semaforici e servizi tecnologici;
- Iren Mercato (denominazione commerciale Iren luce gas e servizi) nell’approvvigionamento e nella vendita di energia elettrica, gas e calore per teleriscaldamento;
- IRETI nella distribuzione di energia elettrica, gas e acqua;
- Iren Acqua nella gestione dei servizi idrici integrati;

Capitolo 1 – Ireti e la rete di distribuzione di Torino

- Iren Ambiente nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene urbana, nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e nei servizi commerciali e altri collegati [1] [2].

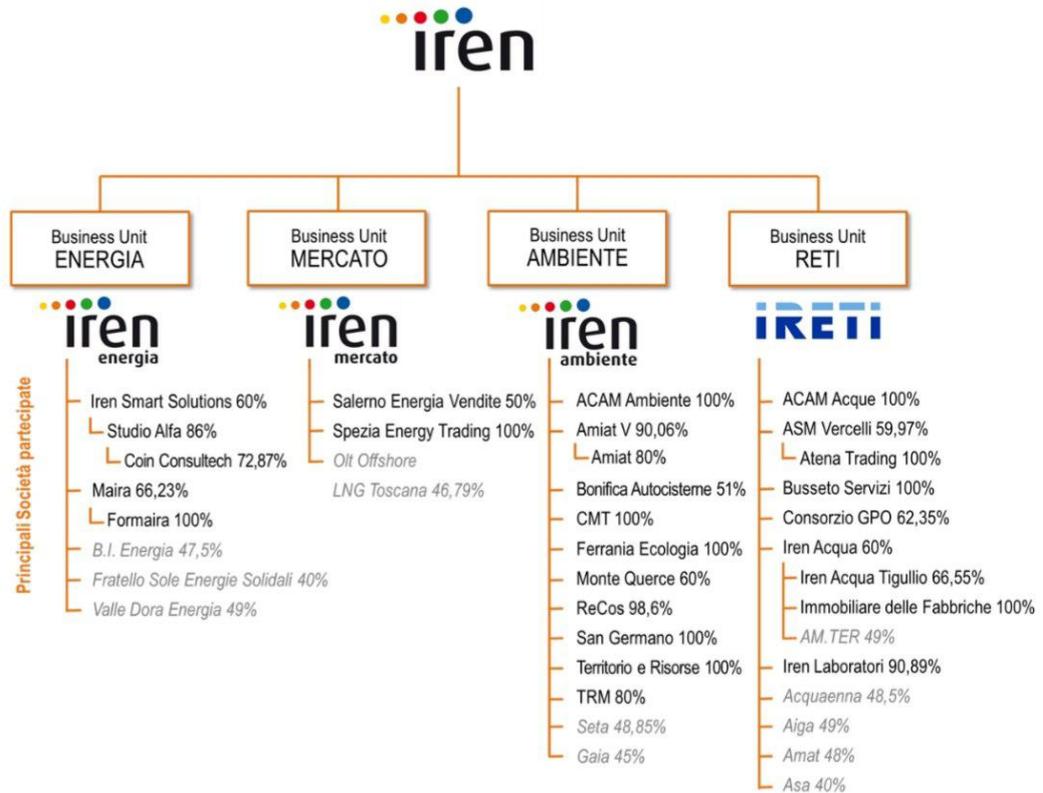


Figura 1.3 : Organigramma Iren S.p.A. [2]

1.1.1 Pilastri strategici Iren S.p.A.

La strategia di crescita avviata da Iren per gli anni a venire è influenzata dai principali trend al 2030, già individuati nel piano industriale dello scorso anno e confermati nel piano attuale, ovvero la transizione energetica, il ruolo centrale dei clienti, lo sviluppo sostenibile e la rivoluzione tecnologica. I cambiamenti nel tasso di accelerazione tra i diversi trend si riflettono sugli obiettivi concreti che il Gruppo definisce per il 2024, dimostrando la qualità dell'impianto strategico basato sui seguenti pilastri:

- **Clienci:** si conferma con maggior vigore il percorso, intrapreso negli anni passati, centralizzato sul cliente-cittadino, attraverso offerte di prodotti e nuovi servizi tecnologici (e-mobility, pagamenti digitali);
- **Crescita Organica:** pari a 200 milioni di euro, generati principalmente dal servizio idrico integrato, dallo sviluppo degli impianti di trattamento rifiuti, dalla crescita della customer base, dal teleriscaldamento e dalla partecipazione alle gare gas;
- **Efficienza:** si mantiene il trend positivo degli ultimi anni (200 milioni di euro di sinergie dal 2010), seppur con una riduzione progressiva del target rispetto ai piani precedenti, evidenziando il tipico andamento decrescente delle sinergie post merger e riflettendo inoltre il raggiungimento anticipato degli obiettivi degli ultimi anni. Il piano prevede un target al 2024 di 62 milioni di euro di sinergie ottenute principalmente attraverso il positivo completamento dei progetti di performance improvement;
- **Sostenibilità:** l'impegno di Iren verso la tutela dell'ambiente e la lotta al cambiamento climatico si concretizza nell'economia circolare, nella minimizzazione del consumo di risorse, nella decarbonizzazione e nella creazione di città sempre più resilienti, attraverso l'offerta di servizi e prodotti a minor impatto ambientale;
- **Persone:** la gestione delle persone segue la trasformazione del Gruppo, con un forte focus sullo sviluppo delle competenze, attraverso programmi di formazione e riqualificazione, sulla crescita professionale e su strumenti di

incentivazione. Si prevede di proseguire nel ricambio generazionale grazie all’inserimento di nuove risorse in misura maggiore rispetto alle uscite pianificate;

- Digitalizzazione: l’impegno nei confronti del cambiamento tecnologico e nella digitalizzazione dei processi del Gruppo si concretizza tramite la creazione di piattaforme informatiche trasversali volte a costruire una Società maggiormente orientata all’impiego ottimale dei dati gestiti [3].



Figura 1.4: Strategie al 2030 Iren S.p.A. [3]

1.2 Sistema elettrico Nazionale

Il sistema elettrico nazionale è articolato in 4 fasi: produzione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

Terna è la società che gestisce la trasmissione e il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione ed è responsabile della programmazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale garantendo sicurezza, affidabilità, efficienza, continuità e minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, nel rispetto dell'ambiente e del territorio. Il dispacciamento è uno degli elementi principali per il funzionamento del sistema, poiché, essendo l'energia elettrica non immagazzinabile, bisogna assicurare in qualsiasi momento un equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali da un lato e i consumi d'impres e famiglie dall'altro. I servizi di dispacciamento comprendono 74442 km di linee elettriche per il monitoraggio dei flussi elettrici e il coordinamento di tutti gli elementi del sistema [4].

La distribuzione è gestita attraverso una complessa infrastruttura di rete che consente di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale attraverso una prima trasformazione da alta a media tensione nelle “cabine primarie” (stazioni di trasformazione primaria), connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e una seconda trasformazione da media a bassa tensione nelle cabine secondarie. Gli utenti, in relazione alla potenza contrattuale, possono essere allacciati ai sistemi di terza categoria (utenti AT, potenza impegnata ≥ 10 MW), di seconda categoria (utenti MT, potenza impegnata ≥ 100 kW) o di prima categoria (utenti BT); i criteri di allacciamento sono definiti dalle norme CEI 0-16 e 0-21. Analogamente, gli autoproduttori erogano l'energia sulle reti AT, MT o BT, in relazione alla potenza prodotta e secondo i criteri definiti dalla norme CEI e dalle regole stabilite da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

La Rete in alta tensione di Terna è di tipo “magliato”; tale soluzione, seppure a discapito di correnti di corto circuito maggiormente elevate rispetto all'assetto

Capitolo 1 – Ireti e la rete di distribuzione di Torino

radiale, garantisce elevati livelli di continuità del servizio e maggiore uniformità della tensione di rete.

Le linee in alta e altissima tensione della RTN si attestano, nelle zone periferiche delle aree metropolitane, nelle “stazioni di smistamento”; da queste ultime, partono le dorsali che alimentano a 132, 230 e 380 kV le Cabine Primarie del Distributore.

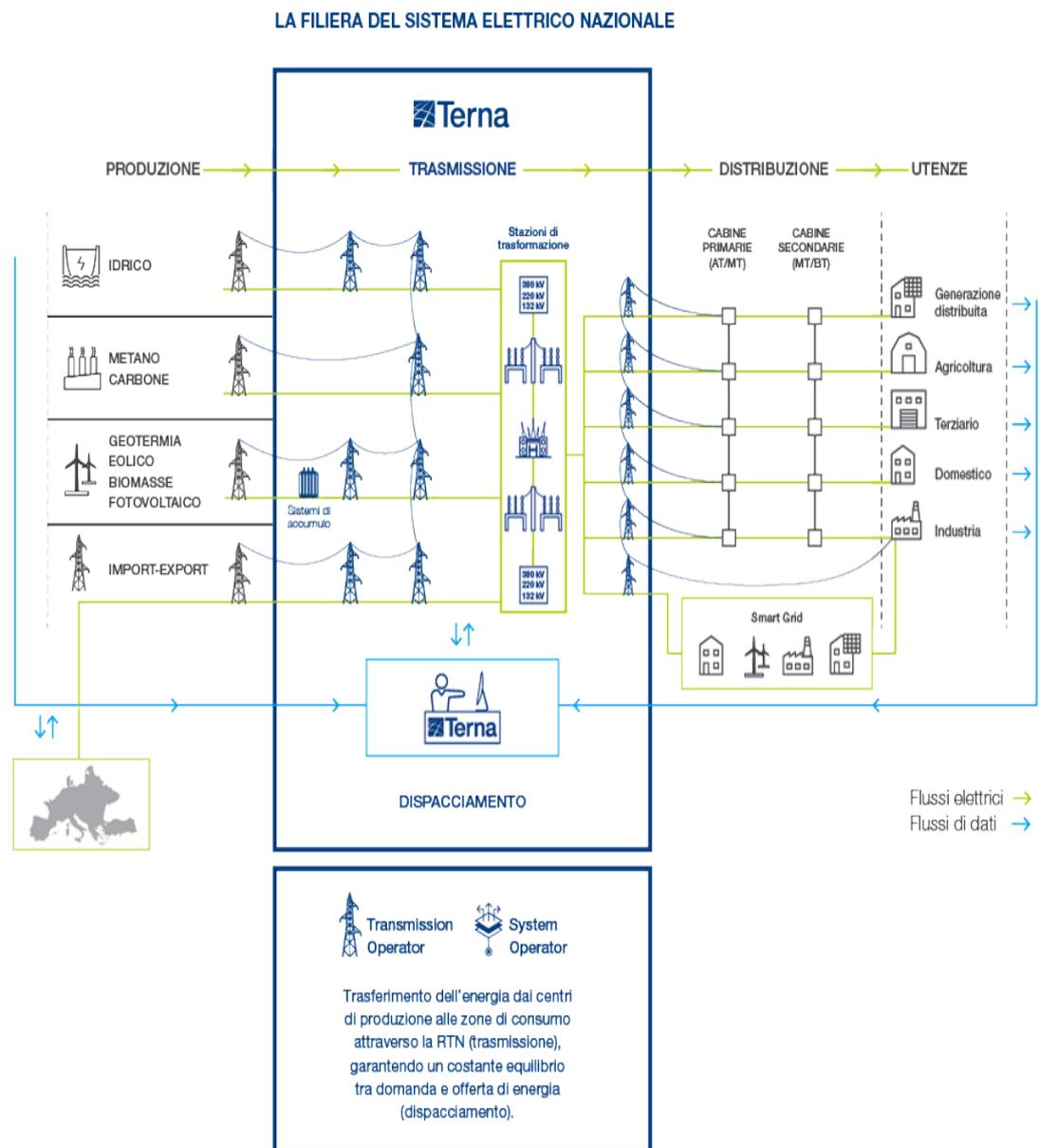


Figura 1.5: Gestione del sistema elettrico nazionale [4]

1.3 Rete di distribuzione della città di Torino

A Torino e Parma, le attività riguardanti la distribuzione dell'energia elettrica sono espletate dalla società IRETI. Dal 1° gennaio 2016 sono infatti confluite in IRETI le società Iren Emilia, AEM Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel e Aga. È la società del Gruppo Iren che gestisce in modo integrato e capillare sul territorio nazionale la distribuzione di energia elettrica, gas e acqua [5].



Figura 1.6: Logo IRETI S.p.A. [5]

Attraverso una rete in alta, media e bassa tensione di oltre 7.700 chilometri, la società effettua la distribuzione di energia elettrica nelle città di Parma, Torino e Vercelli a circa 720.000 utenti. I volumi di energia elettrica distribuita nel 2018 si sono attestati a circa 4.000 GWh.

A Torino gestisce i circa 2.000 km di reti in media tensione a 27 kV, 22 kV, 15 kV, 6,3 kV e 5,4 kV ed i circa 3.000 km di reti in bassa tensione che raggiungono i clienti finali.

Città	Km di rete	Energia elettrica distribuita (GWh)
Torino	4676	2730
Parma	2530	906
Vercelli	536	183
Totale	7742	3819

Tabella 1.1: Distribuzione energia elettrica [6]

Capitolo 1 – Ireti e la rete di distribuzione di Torino

IRETI S.p.A., tramite le connessioni alla Rete di Trasmissione Nazionale, preleva l'energia elettrica in alta tensione e provvede alla trasformazione in media tensione nelle cabine primarie AT/MT e, successivamente, in bassa tensione nelle cabine secondarie di trasformazione MT/BT.

Impianti	Unità di misura	Area Torino e provincia
Cabine primarie AT/MT	[n°]	9
Rete MT	[km]	2.012
Cabine secondarie MT/BT	[n°]	3.362
Rete BT	[km]	2.617

Tabella 1.2: Impianti Torino [6]

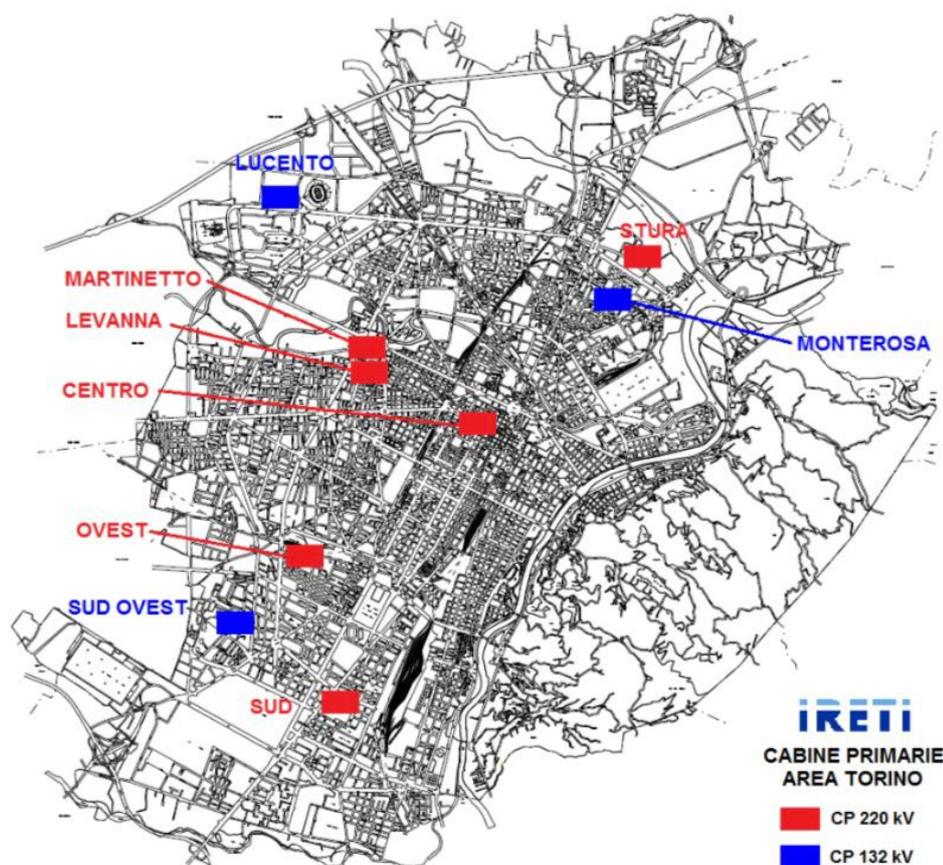


Figura 1.7: Cabine Primarie Torino [6]

Capitolo 1 – Ireti e la rete di distribuzione di Torino

La rete di distribuzione in media tensione ha una struttura radiale a neutro compensato, con linee dorsali sezionabili nelle cabine secondarie e si estende in maniera capillare sul territorio cittadino. Il mantenimento della dorsale in “aperto”, in corrispondenza di una cabina intermedia, garantisce un minor numero di utenti disalimentati in caso di guasto sulla dorsale e la totale contro-alimentabilità di tutte le cabine secondarie. Il livello di tensione prevalente è il 22 kV (frutto dell’unificazione delle reti ex AEM / ENEL).

Gli impianti a 27 kV, 15 kV, 6.3 kV e 5.4 kV costituiscono la rete storica della città di Torino e sono in progressivo smantellamento, per “cambio tensione” a 22 kV.

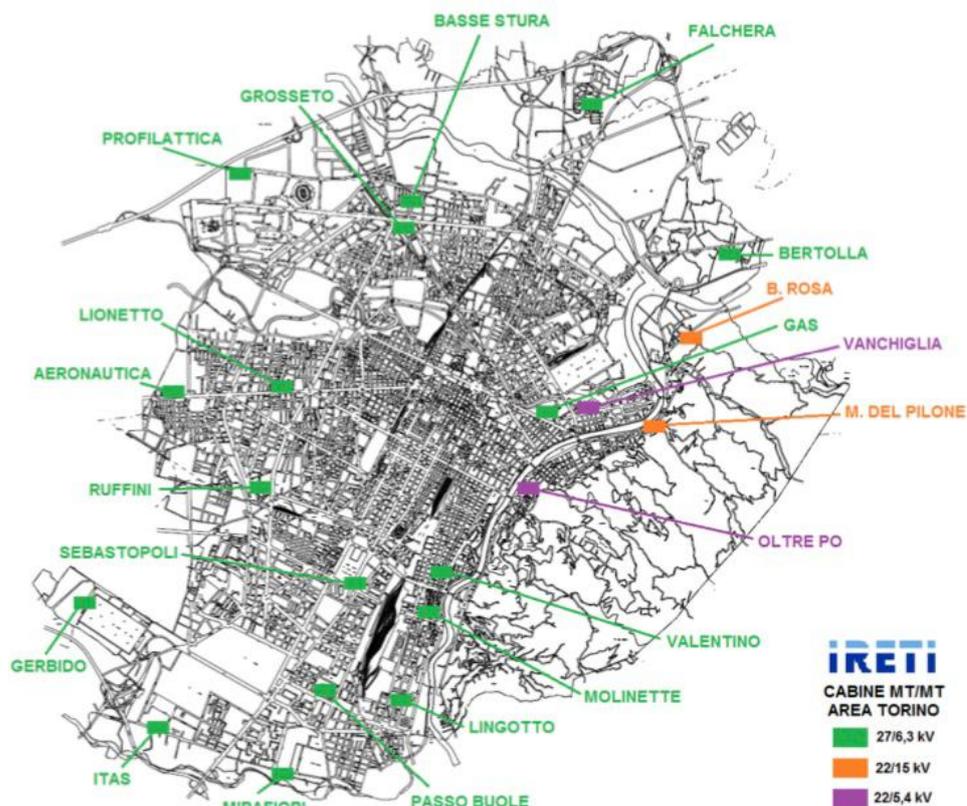


Figura 1.8: Cabine MT/MT Torino [6]

Capitolo 2

Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

Il seguente schema costituisce una rappresentazione a blocchi della rete elettrica del Distributore e delle interconnessioni del Distributore con la Rete AT, dalla quale trae alimentazione per i propri Utenti.

Si distinguono:

- I punti di prelievo dell'energia dalla RTN (Stazioni Terna), attraverso le linee di trasmissione, in aerea o in cavo, alle tensioni di 132 e 230 kV.
- Le cabine primarie di trasformazione dal livello di alta tensione al livello di media tensione, di proprietà del Distributore.
- Le cabine secondarie della rete di distribuzione, per la trasformazione da media a bassa tensione, caratterizzate da diversi livelli di complessità circuitale:
 - Entra-esci con trasformazione MT/BT;
 - Entra-esci con derivazione Utente MT;
 - Trivio MT senza trasformazione;
 - Trivio MT con trasformazione MT/BT.
- Le infrastrutture di telecontrollo degli impianti, costituite da:
 - Apparati Periferici, ubicati nelle diverse cabine telecontrollate;
 - Vettori di telecomunicazione (ottici, telefonici, GSM);
 - Unità di Elaborazione Centrale (UEL), ubicata nella sala di telecontrollo del Distributore.
- Il sistema di protezione e controllo dell'impianto, rappresentati mediante i codici ANSI/IEEE C37.2;

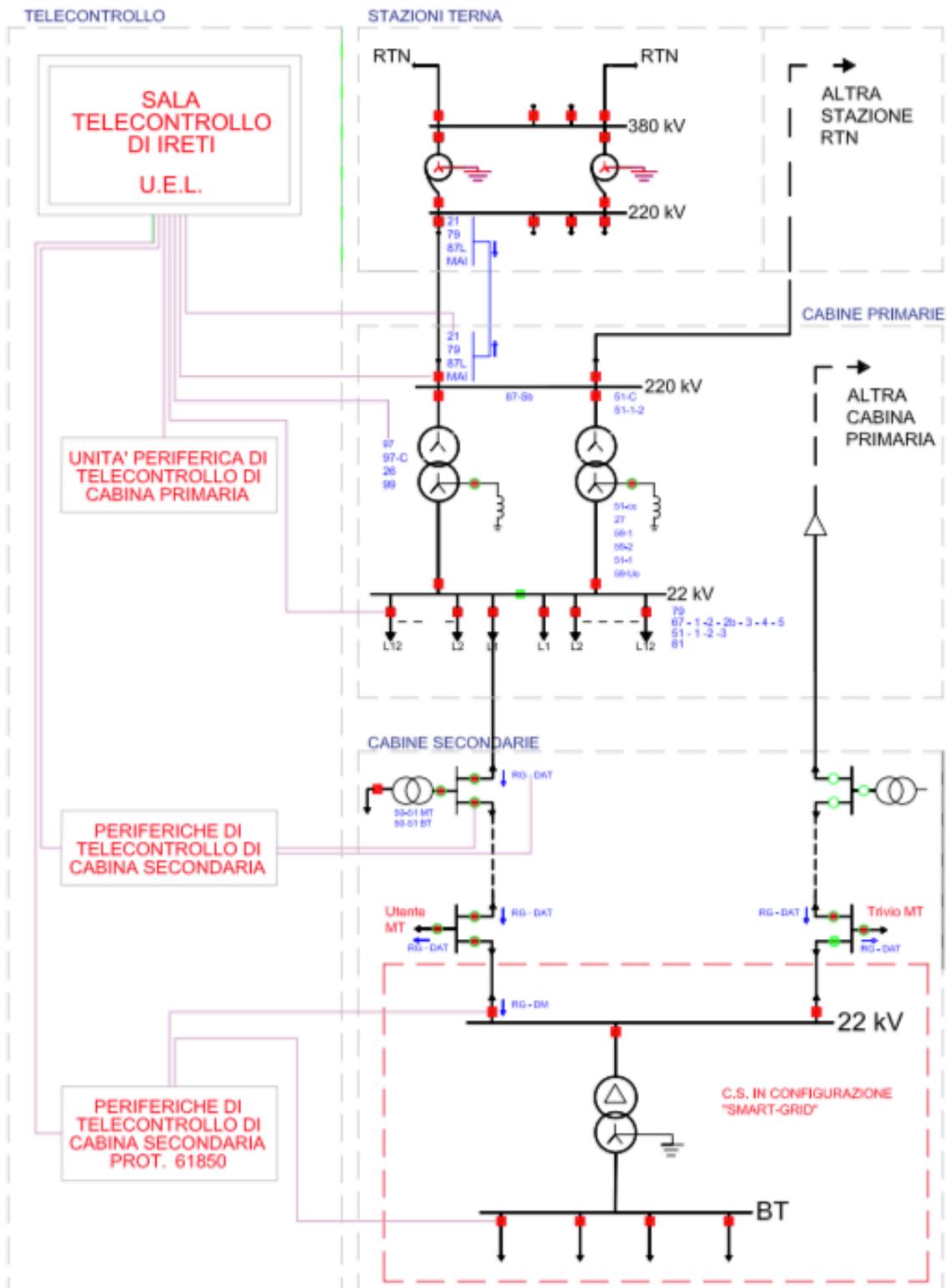


Figura 2.1: Schema a blocchi

2.1 Struttura delle Cabine Primarie

La Cabina Primaria è un nodo fondamentale in un sistema elettrico perché riceve elettricità dalle linee in Alta Tensione della Rete di Trasmissione Nazionale per trasformarla in Media Tensione ed immetterla, in maniera più capillare, nella rete di distribuzione cittadina. Tipicamente, ha una conformazione ad “H”, con due linee in ingresso, una sbarra colletttrice dotata di “congiuntore longitudinale” e due trasformazioni AT/MT, con potenza comprese tra i 25 ed i 100 MVA. Questa struttura è ottimale per la manutenzione poiché è quella che garantisce la maggiore flessibilità di esercizio. Per motivi strategici legati alla continuità del servizio, ciascuna cabina primaria è sempre alimentata da due diverse stazioni della RTN.

In relazione alla *protezione contro i contatti diretti*, gli impianti primari sono classificabili in due grandi famiglie:

- AIS (air insulated switchgear);
- GIS (gas insulated switchgear).

Negli impianti AIS, più idonei per le zone periferiche e rurali, la protezione contro i contatti diretti è assicurata mediante distanziamento. Questi impianti, a discapito di maggiori ingombri e maggior impatto ambientale, hanno sicuramente costi più contenuti e maggiore manutenibilità rispetto alla tecnologia GIS; pertanto, sono da preferire ogniqualvolta siano assenti vincoli di tipo urbanistico e si disponga di adeguati spazi tecnici.

Negli impianti GIS, più idonei per gli ambienti urbani, la protezione è ottenuta mediante *segregazione* delle parti attive in involucri metallici riempiti con gas isolante (SF₆) in pressione. Le ben note problematiche relative ai gas serra, tra i quali, l'SF₆, ed i maggiori costi di installazione, fanno preferire questo tipo di impianto solo in presenza di vincoli urbanistici e spazi ridotti.

La diversa tecnologia, come vedremo al successivo capitolo 5, ha impatti sul sistema protettivo dell'impianto.

Al momento della redazione del presente elaborato, sono in fase di collaudo impianti isolati in “aria secca”, per ora limitatamente fino 132 kV. L'avvento di questa tecnologia risolverà nel tempo, le problematiche relative all'utilizzo di gas serra.

Le Cabine Primarie vengono dimensionate sulla base dei seguenti parametri caratteristici:

- **Tensione nominale** [V_n], dipendente dalla tensione del punto di prelievo messo a disposizione dal Gestore della RTN;
- **Frequenza nominale** [f_n], pari a 50 Hz;
- **Stato di funzionamento del neutro**, francamente a terra, a terra tramite impedenza o isolato;
- **Corrente nominale** [I_n], definita:
 - dal Gestore della RTN per quanto riguarda gli stalli linea e le sbarre in alta tensione (non deve essere inferiore alla I_n delle linee alimentanti, generalmente 2.000 A);
 - dalla taglia delle macchine AT/MT per quanto riguarda gli stalli AT dei TR e le sbarre MT (fino a 2.500 A);
 - dagli standard di Rete MT (utenti alimentati) per quanto riguarda le uscite in media tensione (fino a 1250 A);
- **Corrente presunta di corto circuito** [I_{cc}], calcolata sulla base delle impedenze di corto circuito di tutta la rete a monte rispetto al punto di valutazione della I_{cc} .

2.1.1 Cabina primaria lato AT

Nella cabina primaria lato alta tensione troviamo i montanti di linea e di trasformatore. Il montante (o “stallo”) rappresenta l'insieme delle apparecchiature interposte tra l'arrivo linea dalla Rete di Trasmissione Nazionale e la sbarra AT oppure tra la sbarra AT ed i passanti primari del trasformatore.

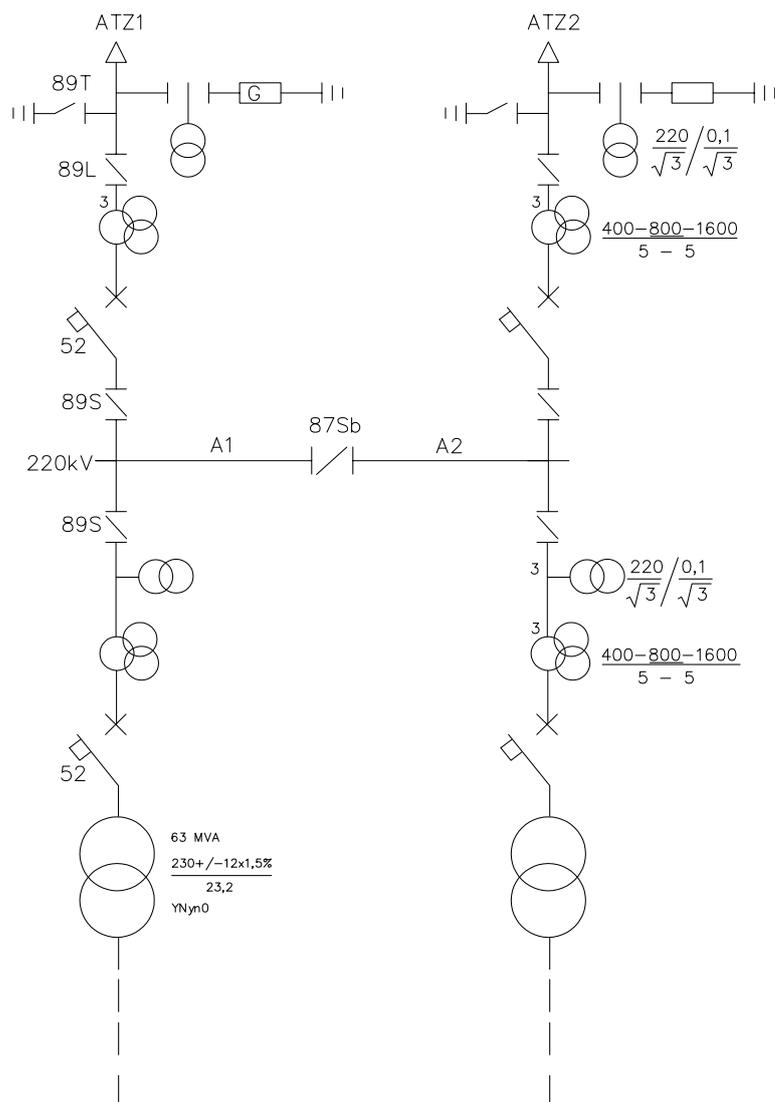


Figura 2.2: Cabina primaria lato AT

Il montante linea o trasformatore, tipicamente, è costituito da:

- Scaricatori;
- Trasformatore di misura (TV e TA);
- Sezionatori (codici ANSI 89);
- Interruttore (codice ANSI 52);
- Sbarre;
- Isolatori di sostegno;
- Accessori di collegamento (corde in AL o AL-AC, morsetteria).

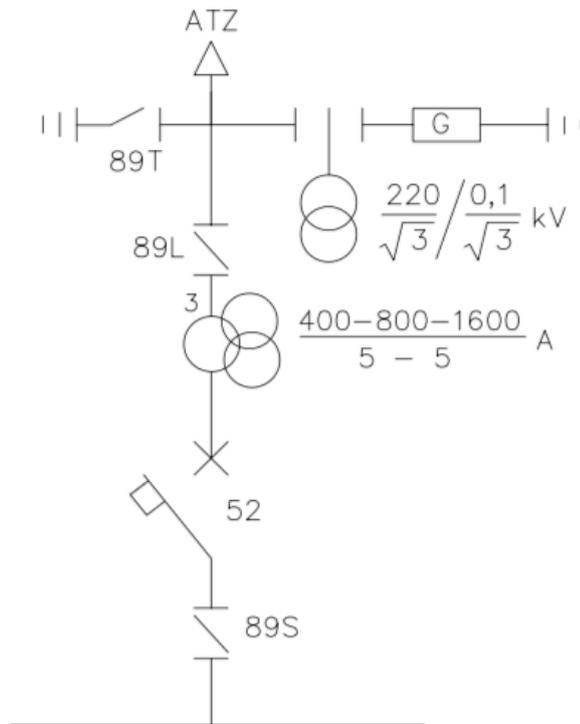


Figura 2.3: Montante linea

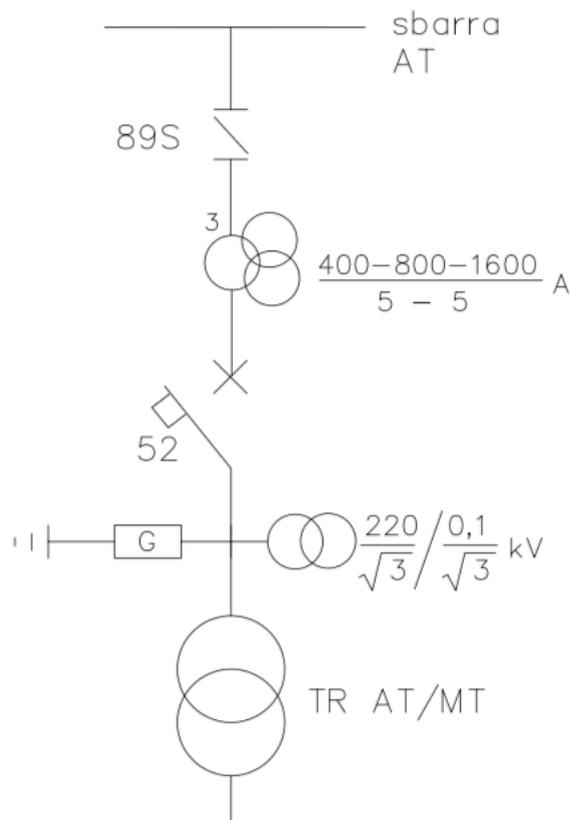


Figura 2.4: Montante trasformatore

2.1.2 Scaricatori

Lo scaricatore è un componente d'impianto destinato alla protezione delle apparecchiature, in particolare dei trasformatori, dalle scariche atmosferiche e dalle sovratensioni di manovra. È costituito, nella generalità dei casi, da un *varistore all'ossido di zinco (ZnO)*, collegato tra il conduttore di fase ed il dispersore di terra.

In presenza della normale tensione di esercizio, lo scaricatore si comporta come un semplice isolatore. In presenza di forti impulsi di corrente, come quelli dovuti alle fulminazioni, entra in conduzione grazie alla sua caratteristica non lineare, contribuendo alla stabilità della tensione di rete [7].

Per garantire la massima efficacia, è necessario che lo scaricatore sia dimensionato in relazione alle *forme di tensione normalizzate* (CEI EN 60071-1):

- Tensione standard a frequenza industriale: tensione sinusoidale con frequenza compresa tra 48 e 62 Hz.
- Impulso di manovra standard: tensione impulsiva con tempo di picco di 250 μ s e tempo all'emivalore di 2500 μ s.
- Impulso atmosferico standard: tensione impulsiva con tempo di picco di 1,2 μ s e tempo all'emivalore di 50 μ s.;

Inoltre, deve essere installato in prossimità dell'apparecchiatura da proteggere e ben coordinato con gli altri dispositivi di protezione dalle sovratensioni.

La scelta dell'apparecchio di protezione dalle sovratensioni è attuata sulla base di diversi elementi:

- Il livello di protezione;
- La capacità di scarica massima;
- Il sistema di messa a terra della rete;
- Le tensioni di esercizio;
- Le opzioni e gli accessori (indicatore di fine vita, riserva di sicurezza, segnalazione a distanza degli interventi, blocco di monitoraggio ottico).

Grazie alla sua elevata efficacia, lo scaricatore rappresenta, a tutti gli effetti, un elemento del sistema protettivo dell'impianto contro le sovratensioni.

2.1.3 Trasformatore di tensione

Il trasformatore di tensione è un elemento fondamentale del sistema protettivo degli impianti, poiché, con un opportuno rapporto di riduzione, fornisce alle apparecchiature di protezione le componenti voltmetriche necessarie al loro funzionamento.

Vengono realizzati in conformità alle norme CEI:

- CEI EN 61869-1 – “Trasformatori di misura – prescrizioni generali”;
- CEI EN 61869-3– “Prescrizioni aggiuntive per i trasformatori di tensione induttivi”;
- CEI EN 61869-5– “Prescrizioni aggiuntive per i trasformatori di tensione capacitivi”.

La tipologia utilizzata nei sistemi AT è un trasformatore monofase abbassatore, al cui avvolgimento primario è applicata la tensione stellata da misurare e all'avvolgimento secondario, che ha tensione nominale normalmente inferiore a 200 V, sono collegati in derivazione, attraverso cavi ausiliari di adeguata sezione, le apparecchiature di misura (voltmetri, misuratori di energia, frequenzimetri) e di protezione (relè di minima/massima tensione, distanziometriche). Data l'elevata impedenza dei circuiti voltmetrici di ingresso degli strumenti utilizzatori, il TV è progettato per lavorare in condizioni ottimali con correnti prossime alla corrente a vuoto. Per queste ragioni, teme particolarmente il cortocircuito ai morsetti secondari.

I trasformatori di tensione possono essere di tipo capacitivo o induttivo:

- I trasformatori di tensione capacitivi (TVC) hanno una struttura più semplice rispetto a quelli induttivi ma sono meno precisi, tuttavia sono diffusi soprattutto per alimentare le protezioni. Lo schema di principio è rappresentato nella figura 2.5.

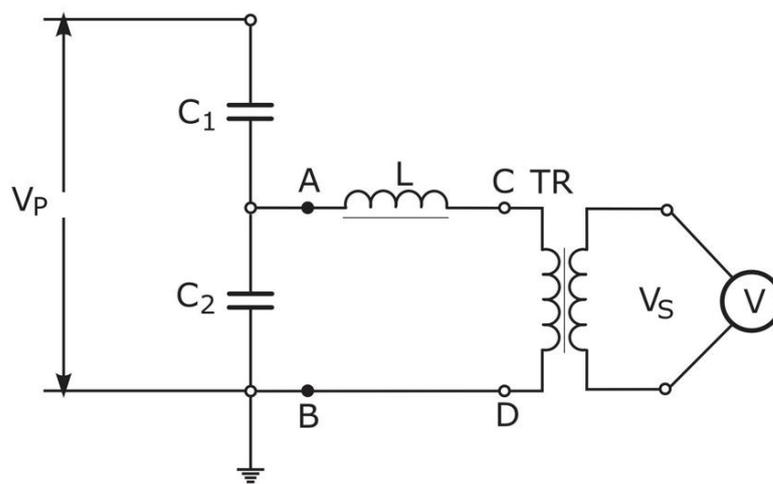


Figura 2.5: Schema di principio di un trasformatore di tensione capacitivo [8]

Sulle reti AT del Distributore, i TVC normalmente utilizzati hanno le caratteristiche sottoindicate.

GRANDEZZE NOMINALI				
Tensione primaria nominale [kV]	380/ $\sqrt{3}$	220/ $\sqrt{3}$	150/ $\sqrt{3}$	132/ $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100/ $\sqrt{3}$ o 100/3			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2 – 75/0,5 – 100/3P			
Capacità nominale [pF]	4000 ÷ 10000			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000
Carico di tenuta meccanica sulla flangia [N]	-	-	4000	4000

Tabella 2.1: Grandezze nominali trasformatori di tensione capacitivi [8]

Il TVC è normalmente equipaggiato con più secondari, in base alla destinazione d'uso, per le misure o per le protezioni:

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

- I TVC per misure sono destinati ad alimentare strumenti di misura e sono caratterizzati dalla classe di precisione che viene convenzionalmente indicata con il limite di errore di rapporto che l'apparecchio non deve superare quando funzionante a tensione nominale e con prestazione compresa tra il 25% e il 100% della nominale. Le classi di precisione normali sono 0.2, 0.5, 1, 3, i cui limiti di errore di rapporto e di fase, fissati dalle norme IEC e CEI vigenti, sono riportati nella Tabella 2.2.

Classe di precisione	Errore di tensione (di rapporto) in percento (\pm)	Errore d'angolo (\pm)	
		Minuti	Centiradiani
0.2	0.2	10	0.3
0.5	0.5	20	0.6
1.0	1.0	40	1.2
3.0	3.0	-	-

Tabella 2.2: Errore di tensione e di angolo TV capacitivi per misure [8]

- La funzione dei TVC per protezioni è quella di alimentare sistemi di protezione con il rispetto di limiti di errore anche a tensioni di qualche percento della nominale. Le sigle indicate assumono il seguente significato:
 - la prima cifra rappresenta il limite di errore di rapporto ammesso per il TVC;
 - la lettera P sta ad indicare protezione;

Classe di precisione	Errore di tensione (rapporto) in percento (\pm) alla percentuale della tensione nominale sottoindicata			Errore d'angolo (\pm) alla percentuale della tensione nominale sottoindicata					
				Minuti			Centiradiani		
	2	5	100	2	5	100	2	5	100
3P	6.0	3.0	3.0	240	120	120	7.0	3.5	3.5
6P	12.0	6.0	6.0	480	240	240	14.0	7.0	7.0

Tabella 2.3: Errore di tensione e di angolo TV capacitivi per protezioni [8]

- I trasformatori di tensione induttivi (TVI) vengono realizzati costruttivamente come un normale trasformatore e sfruttano quindi il principio dell'induzione magnetica. Sono da preferire ai TVC ogni qualvolta si ha bisogno di precisione stabile nel tempo come, ad esempio, nel caso di misure fiscali. Il circuito equivalente dei trasformatori di tensione induttivi è rappresentato nella seguente figura.

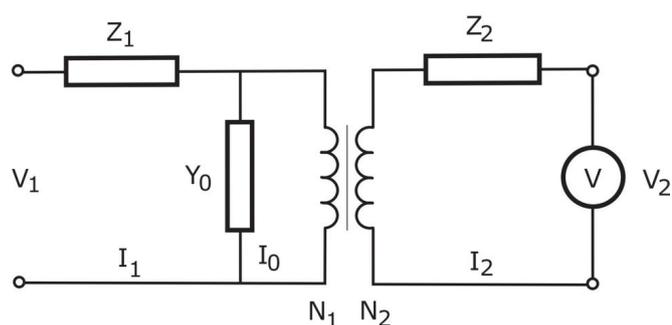


Figura 2.6: Circuito equivalente dei trasformatori di tensione induttivi [8]

Ogni trasformatore è caratterizzato da un certo numero di grandezze nominali, indicate nella tabella 2.4, che ne definiscono il comportamento funzionale.

GRANDEZZE NOMINALI				
Tensione primaria nominale [kV]	380/ $\sqrt{3}$	220/ $\sqrt{3}$	150/ $\sqrt{3}$	132/ $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100/ $\sqrt{3}$			
Numero avvolgimenti secondari [n]	1			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000

Tabella 2.4: Grandezze nominali trasformatori di tensione induttivi [8]

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

Così come per i trasformatori di tensione capacitivi, anche quelli induttivi possono essere equipaggiati con diversi secondari, a seconda che debbano essere usati per le misure o per le protezioni.

- Trasformatori per misure: le classi di precisione normalizzate sono 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3, i cui limiti di errore di rapporto e di fase, fissati dalle norme IEC e CEI vigenti, sono riportati nella Tabella 2.5.

Classe di precisione	Errore di tensione (di rapporto) in percento (\pm)	Errore d'angolo (\pm)	
		Minuti	Centiradiani
0.1	0.1	5	0.15
0.2	0.2	10	0.3
0.5	0.5	20	0.6
1.0	1.0	40	1.2
3.0	3.0	-	-

Tabella 2.5: Limiti di errore di tensione e di angolo TV induttivi per misure [8]

- La funzione dei TVI per protezioni è quella di alimentare sistemi di protezione con il rispetto di limiti di errore anche a tensioni di qualche percento della nominale. Le classi di precisione normalizzate sono 3P e 6P. Le sigle indicate assumono il seguente significato: la prima cifra rappresenta il limite di errore di rapporto ammesso per il TVI a prestazione nominale e prestazione pari al 25% della nominale; la lettera P sta ad indicare che il TVI è per protezione [8].

Classe di precisione	Errore di tensione (rapporto) in percento (\pm)	Errore d'angolo (\pm) alla percentuale della tensione nominale sottoindicata	
		Minuti	Centiradiani
3P	3.0	120	3.5
6P	6.0	240	7.0

Tabella 2.6: Limiti di errore di tensione e di angolo TV induttivi per protezioni [8]

Al fine di garantire adeguati livelli di precisione, sia per gli avvolgimenti destinati alle misure per quelli destinati alle protezioni, ciascun TV è sottoposto a collaudo in stabilimento; in fase di collaudo, il costruttore, alla presenza del committente, misura

gli errori d’angolo e di rapporto, verificando che questi rientrino nei limiti imposti dalla norma CEI di riferimento o, se più stringenti, in quelli imposti dal committente.

Serial no.	Sec. terminal	Sec. voltage [V]	Tested winding		Other windings		Ratio error [%]	Phase error [min]
			[VA]	[P.F.]	[VA]	[P.F.]		
8905520	1a-1n	69.3	10	0.8			0.06	0.3
	1a-1n	57.7	10	0.8			0.10	-0.1
	1a-1n	46.2	10	0.8			0.13	-0.5
	1a-1n	57.7	40	0.8			0.07	0.2
	1a-1n	69.3	40	0.8	100	0.8	0.01	-0.8
	1a-1n	57.7	40	0.8	100	0.8	0.06	-1.4
	1a-1n	46.2	40	0.8	100	0.8	0.08	-1.7
	2a-2n	86.6	25	0.8			-0.12	1.4
	2a-2n	57.7	25	0.8			0.08	-0.2
	2a-2n	2.9	25	0.8			0.00	2.4
	2a-2n	57.7	100	0.8			0.00	0.5
	2a-2n	86.6	100	0.8	40	0.8	-0.22	1.6
	2a-2n	57.7	100	0.8	40	0.8	-0.01	-0.1
	2a-2n	2.9	100	0.8	40	0.8	-0.08	2.5

Figura 2.7: Collaudo TV

2.1.4 Trasformatore di corrente

Analogamente al trasformatore di tensione, anche il TA è un elemento fondamentale del sistema protettivo degli impianti, dovendo fornire alle protezioni le componenti amperometriche necessarie al loro funzionamento.

Vengono realizzati in conformità alle norme CEI:

- CEI EN 61869-1 – “trasformatori di misura – prescrizioni generali”;
- CEI EN 61869-2 – “prescrizioni addizionali per i trasformatori di corrente”.

Il trasformatore di corrente (TA) è un trasformatore monofase riduttore di corrente che ha l’avvolgimento primario connesso in serie al circuito percorso dalla corrente da misurare e al cui secondario sono collegati in serie, mediante cavi ausiliari di opportuna sezione, gli strumenti di misura (amperometri, misuratori di energia) e di protezione (massima corrente, distanziometrica, differenziali). Data la bassa impedenza di ingresso dei circuiti amperometrici, il TA è progettato per lavorare in condizione ottimale prossima a quella di corto circuito. Per questa ragione, il TA non può lavorare a circuito aperto sul secondario. Il circuito equivalente del trasformatore di corrente è rappresentato nella figura successiva.

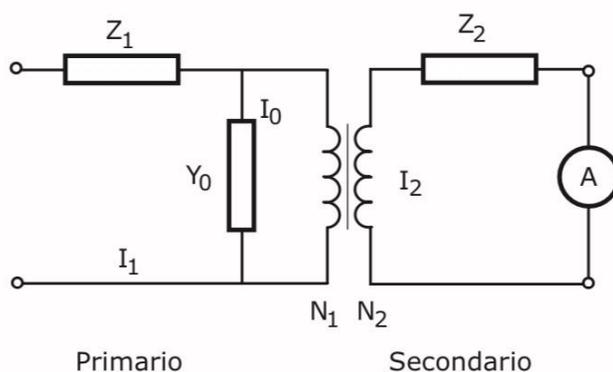


Figura 2.8: Circuito equivalente dei trasformatori di corrente [8]

Sulle reti AT del Distributore, i TA a tensione di esercizio 220 kV hanno le caratteristiche sottoindicate.

Grandezze nominali		
Corrente termica di breve durata (Ith)	(kA)	50 (1s)
Tensione nominale	(kV)	245
Frequenza nominale	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione nominale	(A/A)	400 (800) (1600) /5-5-5
Numero di nuclei	(n)	3
Corrente termica nominale permanente	(A)	1.2 Ip
Corrente termica nominale di emergenza 1 h	(A)	1.5 Ip
Corrente dinamica nominale	(p.u.)	2.5 Ith
Resistenza secondaria II e III nucleo a 75°	(Ω)	≤0.4
Prestazioni e classi di precisione:		
I nucleo	(VA/Cl.)	30/0,2 50/0.5
II e III nucleo	(VA/Cl.)	30/5P30
Fattore di sicurezza (I nucleo)		≤ 10
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	1175
Tensione di tenuta a frequenza industriale	(kV)	510

Tabella 2.7: Grandezze nominali TA a tensione d'esercizio 220kV [8]

La classe di precisione assume significato diverso a seconda che il TA sia destinato ad alimentare strumenti di misura o apparecchi di protezione. La prestazione nominale

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

può essere compresa tra 5 VA e 30 VA quindi ad un TA non è possibile allacciare N utenze in uscita, ma gli autoconsumi sommati tra loro non devono andare oltre le prestazioni altrimenti non risponde più con la classe di precisione dovuta.

I trasformatori per misure sono destinati ad alimentare strumenti di misura e sono caratterizzati dalla classe di precisione che viene convenzionalmente indicata con il limite di errore di rapporto che l'apparecchio non deve superare quando funzionante a corrente nominale e con prestazione a $\cos(\varphi) = 0.8$ in ritardo compresa tra il 25% e il 100% della nominale. Le classi di precisione normalizzate sono 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3, i cui limiti di errore di rapporto e di fase, fissati dalle norme IEC e CEI vigenti, sono riportati nella Tabella 2.8.

Classe di precisione	Errore di corrente (rapporto) in percento (\pm) alla percentuale della corrente nominale sottoindicata				Errore d'angolo (\pm) alla percentuale della corrente nominale sottoindicata							
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8

Tabella 2.8: Limiti dell'errore di corrente e di angolo per i TA per misura [8]

La funzione dei TA per protezioni si differenzia sostanzialmente da quelli per misura in quanto per essi è richiesto di assicurare un minimo di precisione anche in presenza di correnti elevate come quelle di cortocircuito. Viene sempre richiesto il rispetto dei limiti di errore indicati nella Tabella 2.9.

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

Classe di precisione	Errore di corrente alla corrente primaria nominale	Errore d'angolo alla corrente primaria nominale		Errore composto alla corrente limite primaria nominale
		Minuti	Centiradiani	
	%			%
5P	±1	±60	±1.8	5
10P	±3	-	-	10

Tabella 2.9: Limiti di errore di corrente e di angolo per i TA per protezione [8]

La norma CEI EN 60044-1 prevede, per le classi destinate alle protezioni, una codifica costituita dalla prestazione e da una sigla formata da quattro grandezze caratteristiche:

Esempio: 30 VA Classe 5 P(X-T) 10

- 30 VA è la prestazione nominale del TA;
- La cifra 5 rappresenta il limite di errore composto ammesso per il TA quando collegato con la prestazione nominale;
- La lettera P sta ad indicare che si tratta di TA per protezione;
- Le lettere X e T, che seguono la lettera P, indicano invece particolari requisiti;
- Il numero 10 (fattore limite di precisione) indica il valore della corrente espressa in per unità della nominale per cui i requisiti di precisione devono essere rispettati [8].

Ai fini della corretta risposta dei TA alle correnti di corto circuito più gravose, è necessario che il fattore limite di precisione, riportato alla corrente nominale primaria del TA, sia superiore alla corrente di corto circuito della rete. In caso contrario, per corto circuiti di elevata entità, non sarebbe garantita la corretta risposta del riduttore di misura, con rischio di non corretto intervento delle protezioni.

2.1.5 Interruttore

L'interruttore è l'organo di manovra che è progettato per stabilire e interrompere correnti in regime ordinario ed in corto circuito. Gli interruttori di alta tensione utilizzano, quale mezzo isolante e di estinzione dell'arco elettrico di manovra un gas chiamato SF₆ (esafluoruro di zolfo) anche se, al momento della scrittura del presente elaborato, sono in fase di test interruttori che utilizzano, in luogo dell'SF₆, l'aria secca.

Sulle reti AT del Distributore, le grandezze nominali di un interruttore a tensione di esercizio 220 kV hanno le caratteristiche sottoindicate.

Grandezze nominali		
Tensione nominale	(kV)	245
Tensione nominale ad impulso atmosferico	(kV)	1050
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale	(kV)	460
Frequenza nominale	(Hz)	50
Sequenza nominale di operazioni		O-0,3"-CO-1'-CO
Corrente di breve durata	(kA)	50
Corrente nominale	(A)	2000
Durata nominale di cortocircuito	(s)	1
Corrente di interruzione nominale di linee a vuoto	(A)	125
Corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto	(A)	250
Durata massima di interruzione	(ms)	60
Durata massima di stabilimento/interruzione	(ms)	80
Durata massima di chiusura	(ms)	150

Tabella 2.10: Grandezze nominali interruttore a tensione di esercizio 220 kV [9]

Alcune grandezze nominali dell'interruttore giocano un ruolo essenziale nei criteri di configurazione delle protezioni elettriche. Tra queste:

- la sequenza nominale di operazioni: è importante per valutare la possibilità di effettuare cicli di richiusura automatica a seguito dei guasti;

- durata massima di interruzione: è importante conoscere e mantenere stabile nel tempo questo parametro perché esso si somma al ritardo intenzionale impostato nelle protezioni elettriche per definire il “tempo di permanenza del guasto”.

Quest'ultimo parametro è misurabile attraverso dispositivi di test durante le normali operazioni di manutenzione. In questi casi, l'interruttore deve essere posto in condizioni di sicurezza, ovvero *sezionato e messo a terra*. La condizione di sezionato è ottenuta attraverso i **sezionatori**, organi di manovra posti a monte e valle dell'interruttore con la funzione di garantire, in posizione di “aperto”, le distanze minime di isolamento verso la sbarra e l'arrivo linea. La messa a terra può essere realizzata con dispositivi fissi (lama di messa a terra) o mobili (terre di lavoro), allo scopo di portare i codoli di entrata ed uscita dell'interruttore al potenziale di 0 V. Realizzate queste condizioni di sicurezza, è possibile collegare all'interruttore il dispositivo per la verifica dei tempi di manovra.

2.2 Trasformatore

Il trasformatore viene definito dalla norma CEI 14-4/1:

“Una macchina statica con due o più avvolgimenti che, per induzione elettromagnetica, trasforma un sistema di tensione e corrente alternata in un altro sistema generalmente di differenti valori di tensione e corrente, alla stessa frequenza, allo scopo di trasmettere la potenza elettrica.”

Il principio di funzionamento del trasformatore si basa sulla legge dell'induzione elettromagnetica (legge di Faraday, Neumann, Lenz) tra circuiti mutuamente accoppiati. Può svolgere oltre alla funzione fondamentale di abbassatore/elevatore di tensione, altre importanti funzioni: isolamento galvanico fra due circuiti, adattamento di impedenze, misurazione di tensioni e correnti.

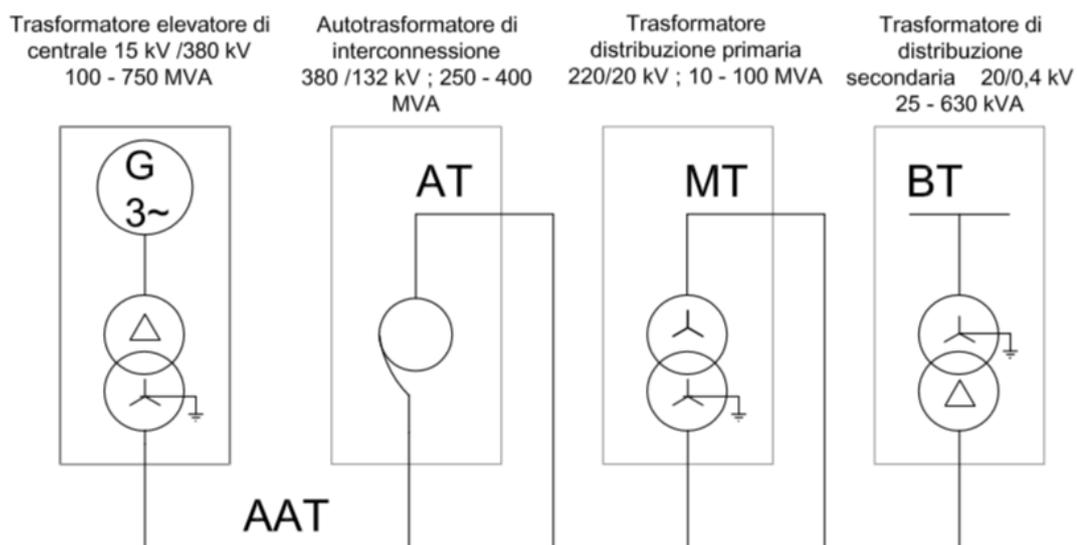


Figura 2.9: Impieghi trasformatori

I più importanti dati di specifica di un trasformatore sono:

- Potenza apparente nominale, in kVA, resa in servizio continuo;
- Frequenza di funzionamento;
- Rapporto di trasformazione;
- Corrente nominale;
- PEI - kPEI;
- Numero di fasi e tipo di collegamento (gruppo di appartenenza, monofase o trifase, con/senza neutro);
- Tipo e classe di isolamento;
- Perdite a vuoto a V_n ;
- Perdite in corto circuito a V_n ;
- Tensione di corto circuito percentuale;
- Tipo di raffreddamento;
- Tipo di installazione;
- Temperature ambiente minime e massime.

La norma classifica i trasformatori di potenza in base alla taglia:

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

- Trasformatore di potenza piccola: tensione di uscita massima ≤ 1.1 kV
- Trasformatore di potenza media: tensione di uscita massima ≥ 1.1 kV ma ≤ 36 kV e con potenza nominale ≥ 5 kVA ma ≤ 40 MVA
- Trasformatore di potenza grande: tensione di uscita ≥ 36 kV e con potenza nominale ≥ 5 kVA, oppure con potenza nominale ≥ 40 MVA indipendentemente dalla massima tensione di uscita.

La sigla prevista dalle Norme CEI 76-2 per il raffreddamento dei trasformatori è un codice a 4 lettere le cui specifiche sono rappresentate nella tabella 2.11.

1 ^a lettera	2 ^a lettera	3 ^a lettera	4 ^a lettera
Mezzo refrigerante a contatto con gli avvolgimenti		Mezzo refrigerante a contatto con il sistema esterno di raffreddamento	
Natura del mezzo	Tipo di circolazione	Natura del mezzo	Tipo di circolazione

Tabella 2.11: Raffreddamento dei trasformatori [10]

Il tipo di circolazione può essere indicato dai seguenti simboli:

- N: naturale;
- F: Forzata non guidata;
- D: Forzata e guidata.

La natura del mezzo refrigerante è indicata invece con i simboli sottoindicati:

- O: Olio isolante (infiammabile);
- L: Liquido isolante non infiammabile;
- G: Gas;
- W: Acqua;
- A: Aria [10].

Il circuito equivalente del trasformatore reale è rappresentato nella figura seguente.

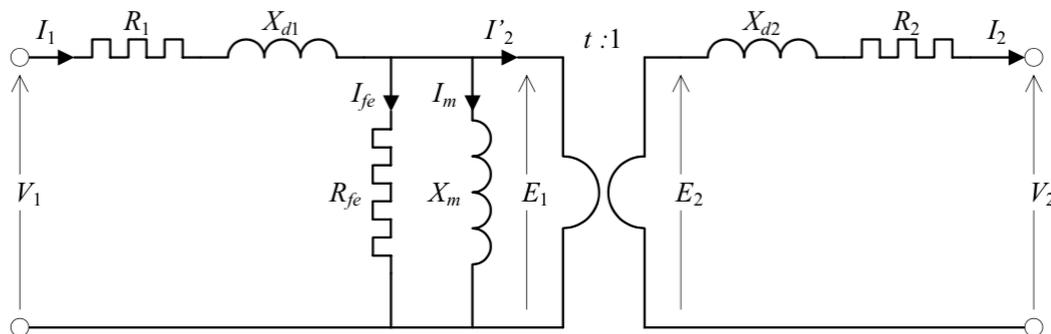


Figura 2.10: Circuito equivalente trasformatore

Il trasformatore reale è caratterizzato dai seguenti parametri:

- R_1 : Resistenza che modella le perdite ohmiche o perdite nel rame per effetto Joule nell'avvolgimento primario;
- X_{d1} : Reattanza di dispersione dell'avvolgimento primario;
- R_{fe} : Resistenza che modella le perdite nel ferro (nucleo), per isteresi magnetica e per correnti parassite;
- X_m : Reattanza di magnetizzazione;
- X_{d2} : Reattanza di dispersione dell'avvolgimento secondario;
- R_2 : Resistenza che modella le perdite ohmiche o perdite nel rame per effetto Joule nell'avvolgimento secondario.

Ai fini del coordinamento delle protezioni elettriche, una delle grandezze maggiormente significative del trasformatore è sicuramente la *tensione percentuale di corto circuito* ($V_{cc}\%$).

Questo parametro, infatti, definisce l'entità della corrente di corto circuito trasferita al secondario in caso di corto circuito MT.

Tale valore gioca un ruolo essenziale nei criteri di taratura delle protezioni di massima corrente del trasformatore.

2.3 Cabina primaria lato M.T.

Il Quadro a Media Tensione è formato da due sezioni con interruttore congiuntore intermedio, alimentate ciascuna da un TR AT/MT. Distinguiamo:

- L'arrivo da trasformatore, solitamente con portata 2000 A o 2500 A;
- La sbarra, alimentata dal secondario trasformatore, con portata 2500 A;
- 10 o 12 linee uscenti;
- Scomparto formatore di neutro per bobina di Petersen;
- Scomparto misure;
- Scomparto trasformatore Servizi Ausiliari di cabina;

Ciascuno scomparto è equipaggiato con:

- Organi di manovra (sezionatore e interruttore o con interruttore estraibile);
- TA di fase, per misure e protezioni di massima corrente di fase;
- TA omopolare, per le protezioni di guasto a terra;
- TV (solo arrivo da TR) per le misure e le protezioni di tensione;
- Divisori capacitivi, per la discriminazione visiva della “presenza tensione”.

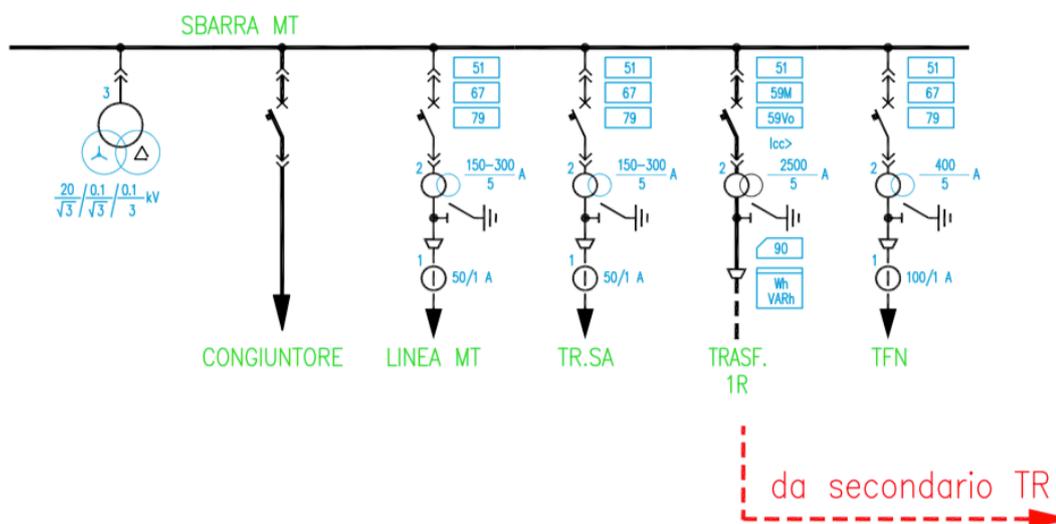


Figura 2.11: Cabina primaria lato MT

I segnali di tensione per le misure e le protezioni non vengono misurate sul singolo montante ma attraverso TV di sbarra MT. Tale TV, poiché la tensione è la stessa per

tutta la rete alimentata dallo stesso trasformatore AT/MT, fornisce il segnale voltmetrico a tutte le protezioni della linee in uscita.

2.4 Sistemi Ausiliari di Cabina Primaria

Per la corretta gestione degli impianti di potenza, apparecchiature di manovra, trasformatori di potenza, trasformatori di misura, ciascuna cabina primaria è equipaggiata con sistemi ausiliari di varia natura e complessità. La loro trattazione esula dal presente caso di studio, ad eccezione di quei sistemi hanno stretta attinenza con le protezioni elettriche ed il loro coordinamento, quali:

- **I circuiti di alimentazione in corrente continua** – i circuiti di comando, segnalazione, protezione e controllo devono funzionare anche in assenza di alimentazione principale, ottenuta, generalmente, da un trasformatore MT/BT da 250-400 kVA alimentato da una dorsale esterna. Per garantire tale funzionalità, tutti i circuiti essenziali, incluse le protezioni elettriche, sono progettati per funzionare a 110 Vcc e ciascun impianto è equipaggiato con raddrizzatore a doppio ramo con batteria in tampone. In questo modo, si garantisce l'esercibilità dell'impianto anche in assenza di tensione alternata, per un tempo equivalente ad una capacità di batteria di 200 Ah.
- **Monitoraggio** – ciascun impianto è equipaggiato con un sistema di monitoraggio basato su un dispositivo specifico: l'oscilloperturbografo; tale dispositivo, con opportuni trigger analogici e digitali, registra le forme d'onda delle grandezze di guasto, permettendo di effettuare importanti analisi di rete e di verificare il corretto intervento delle protezioni elettriche.
- **Il dispersore di terra** – nella generalità dei casi, per correnti presunte di corto circuito comprese tra 40 e 50 kA, è costituito da una maglia di conduttore da 95 mm² in rame, interrata alla profondità di circa 70 cm; la resistenza di terra R_T del dispersore, grazie all'ausilio di picchetti perimetrali infissi a 1,5-3 metri di profondità, è contenuta a valori molto bassi, nell'ordine dei decimi di Ohm; in tal modo, si garantisce il contenimento delle tensioni di passo e di contatto

al disotto dei massimi consentiti dalla norma CEI EN 50522, su tutta l'area della cabina primaria e nell'immediata zona limitrofa.

2.5 Cabina secondaria MT/BT

La cabina elettrica di trasformazione MT/BT è costituita dall'insieme di apparecchiature atte alla trasformazione della tensione fornita dalla rete di distribuzione in media tensione (es. 22 kV), a valori di tensione adatti per l'alimentazione delle linee in bassa tensione (es. 400 V).

Una cabina elettrica è destinata almeno ad una delle seguenti funzioni:

- Smistamento (o di consegna): consente di derivare da una o più linee in arrivo un maggior numero di linee in partenza, senza effettuare alcuna trasformazione; essa costituisce un nodo di diramazione dell'energia;
- Trasformazione: è il complesso dei conduttori, delle apparecchiature e delle macchine atte a trasformare la tensione fornita delle linee media tensione ai valori di alimentazione delle linee in bassa tensione;
- Nei casi più complessi, si ha la coesistenza delle due tipologie nello stesso impianto.

Inoltre, le cabine elettriche possono essere suddivise in cabine pubbliche e cabine private:

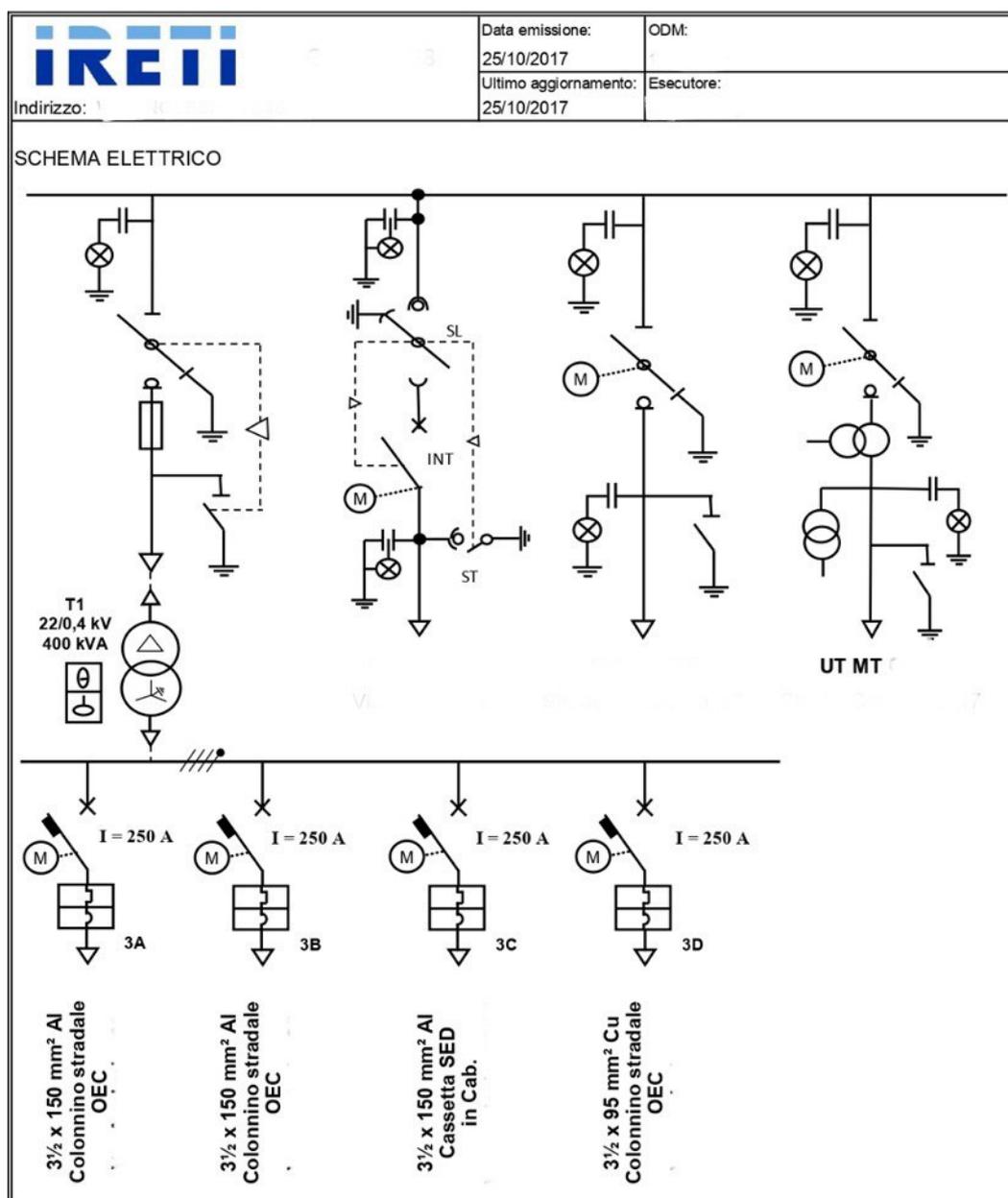


Figura 2.12: Cabina secondaria MT/BT

- Cabine pubbliche: sono di proprietà dell'ente distributore dell'energia elettrica e servono per l'alimentazione delle utenze private. Si dividono a loro volta in cabine di tipo urbano o rurale: le cabine urbane sono generalmente costruite in muratura mentre quelle rurali sono spesso installate all'esterno direttamente sul traliccio della media tensione;
- Cabine private: si possono spesso considerare come cabine di tipo terminale, cioè cabine in cui la linea in media tensione si ferma nel punto di installazione della

cabina stessa. Sono di proprietà dell'utente e possono alimentare sia utenze civili sia utenze di tipo industriale con fornitura dalla rete pubblica in MT. L'utente deve mettere a disposizione della società distributrice un apposito locale, accessibile al personale della società, in cui saranno installate le apparecchiature di competenza della società di distribuzione.

I fusibili di MT devono essere associati ad un dispositivo di manovra e sezionamento che ne consenta la sostituzione in sicurezza, come ad esempio un interruttore di manovra sezionatore. Viceversa, gli interruttori automatici estraibili svolgono anche la funzione di sezionamento. Ovviamente gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Anche nei montanti in MT sono previsti i TA (trasformatori di amperometrici) e i TV (trasformatori di tensione o voltmetrici) per ridurre i valori di corrente e tensione dell'impianto a valori tali da poter essere rilevati da apparecchiature di misura e protezione; altra funzione importante è quella di rendere galvanicamente indipendenti i circuiti secondari di misura e protezione rispetto al circuito primario di potenza, garantendo quindi una maggiore sicurezza per gli operatori.

È normalmente previsto l'utilizzo di trasformatori MT/BT con:

- Primario a triangolo: poiché con tale collegamento le terze armoniche delle correnti magnetizzanti ed eventuali correnti di carico omopolari sono libere di circolare nei lati nel triangolo non riversandosi in rete; i flussi magnetici risultano ancora sinusoidali e di conseguenza anche le f.e.m. indotte al secondario. Inoltre, qualora si abbiano carichi squilibrati al secondario, la corrente di reazione richiamata al primario circola unicamente nell'avvolgimento corrispondente senza interessare gli altri due; se ciò avvenisse, come nel collegamento a stella, le correnti in tali avvolgimenti sarebbero magnetizzanti e provocherebbero una dissimmetria nelle tensioni di fase;
- Secondario con centro stella a terra: per rendere facilmente disponibili le tensioni sia concatenate che di fase, ma, soprattutto, per ragioni di sicurezza, in quanto nell'eventualità di guasto tra lato media e bassa, la tensione al secondario

resta prossima al valore di fase garantendo pertanto una maggior sicurezza per le persone e preservando l'isolamento [11].

2.6 Sistemi di protezione e controllo (SPCC)

Il sistema di protezione e controllo di Cabina Primaria costituito dalle apparecchiature elettriche ed elettroniche necessarie alla gestione Locale e Distante dell'impianto; la gestione Locale consiste nell'esercizio da parte di operatori presenti in Cabina Primaria; la gestione Distante, invece, consiste nell'esercizio da sistema di telecontrollo remotizzato.

Fanno parte del sistema di protezione e controllo:

- I quadri Servizi Ausiliari, che alimentano i sistemi ausiliari in corrente alternata e continua;
- Gli apparati di protezione (relè di protezione delle linee, dei TR e delle sbarre);
- Il sistema di telecontrollo, costituito dalla periferica di telecontrollo e dai relativi sistemi di comunicazione (vettori ottici e telefonici, apparati GSM);
- I sistemi di monitoraggio degli impianti, costituiti dagli apparati che sorvegliano in continuo il funzionamento delle apparecchiature: rilevatori di scariche parziali, analizzatori olio minerale dei trasformatori, monitoraggio pressioni SF₆;
- Gli impianti antincendio dei trasformatori.

2.7 Stato del neutro

La scelta del sistema di protezione di un determinato impianto elettrico dipende strettamente dal tipo di collegamento del neutro. Allo stato attuale, i diversi tipi di connessione per i diversi sistemi elettrici possono essere così riassunti:

- Alta e Altissima Tensione - Sistemi di III categoria (> 30 kV): neutro collegato francamente a terra per evitare sovratensioni di guasto o dovute a fenomeni di risonanza e tra gli elementi induttivi e capacitivi della rete;
- Media Tensione – Sistemi di II categoria (oltre 1 kV e fino a 30 kV): nel caso della MT possiamo trovare diverse configurazioni del Neutro:
 - Neutro collegato direttamente a terra;
 - Neutro isolato;
 - Neutro collegato a terra tramite resistenza;
 - Neutro collegato a terra tramite reattanza induttiva (bobina di Petersen);
- Bassa Tensione - Sistemi di I categoria (fino a 1 kV): neutro collegato a terra per garantire la sicurezza delle persone (sistemi TT e TN); possibili casi con neutro isolato in condizioni particolari (sistemi IT).

2.7.1 Neutro a terra con bobina di Petersen

Il collegamento a terra del neutro tramite bobina accordata è dovuto a Waldemar Petersen che nel 1917 studiò e mise in esercizio la bobina di compensazione (l'originale della bobina è in un museo a Monaco di Baviera).

La bobina di estinzione, inizialmente, era destinata alle linee aeree in media tensione; su questi impianti, contenendo l'entità della corrente di guasto, si poteva in molti casi ottenere l'estinzione dei guasti verso terra al primo passaggio per lo zero della corrente. Successivamente, la bobina di Petersen ha trovato applicazione anche nelle reti in cavo, in relazione all'efficace contenimento delle sovratensioni di guasto osservate sulla rete a neutro compensato.

Rilevazioni oscillografiche eseguite in Ireti evidenziano la quasi totale assenza di sovratensione nell'esercizio a neutro compensato.

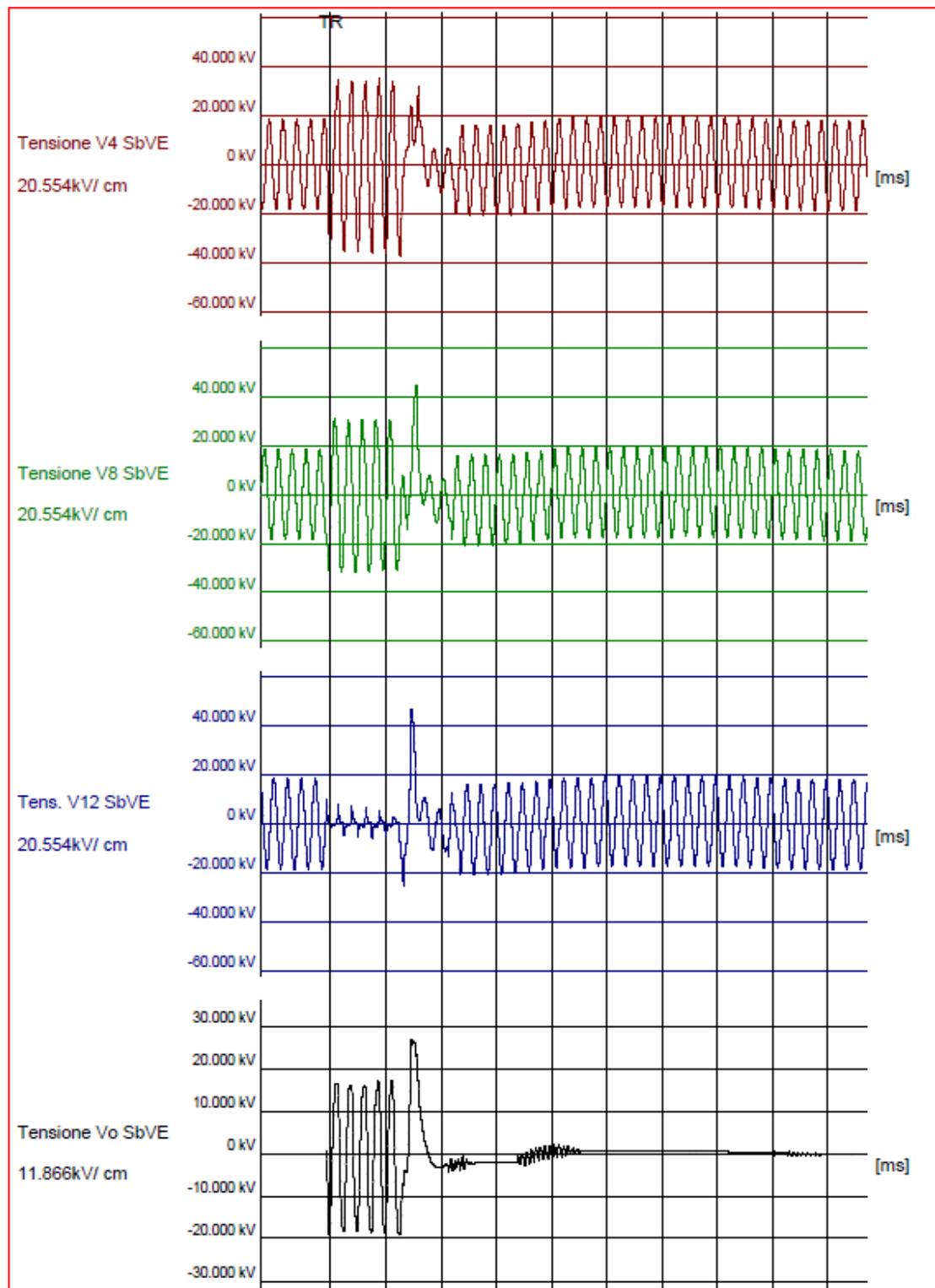


Figura 2.13: Sovratensioni all'estinzione del guasto su sistema a neutro isolato

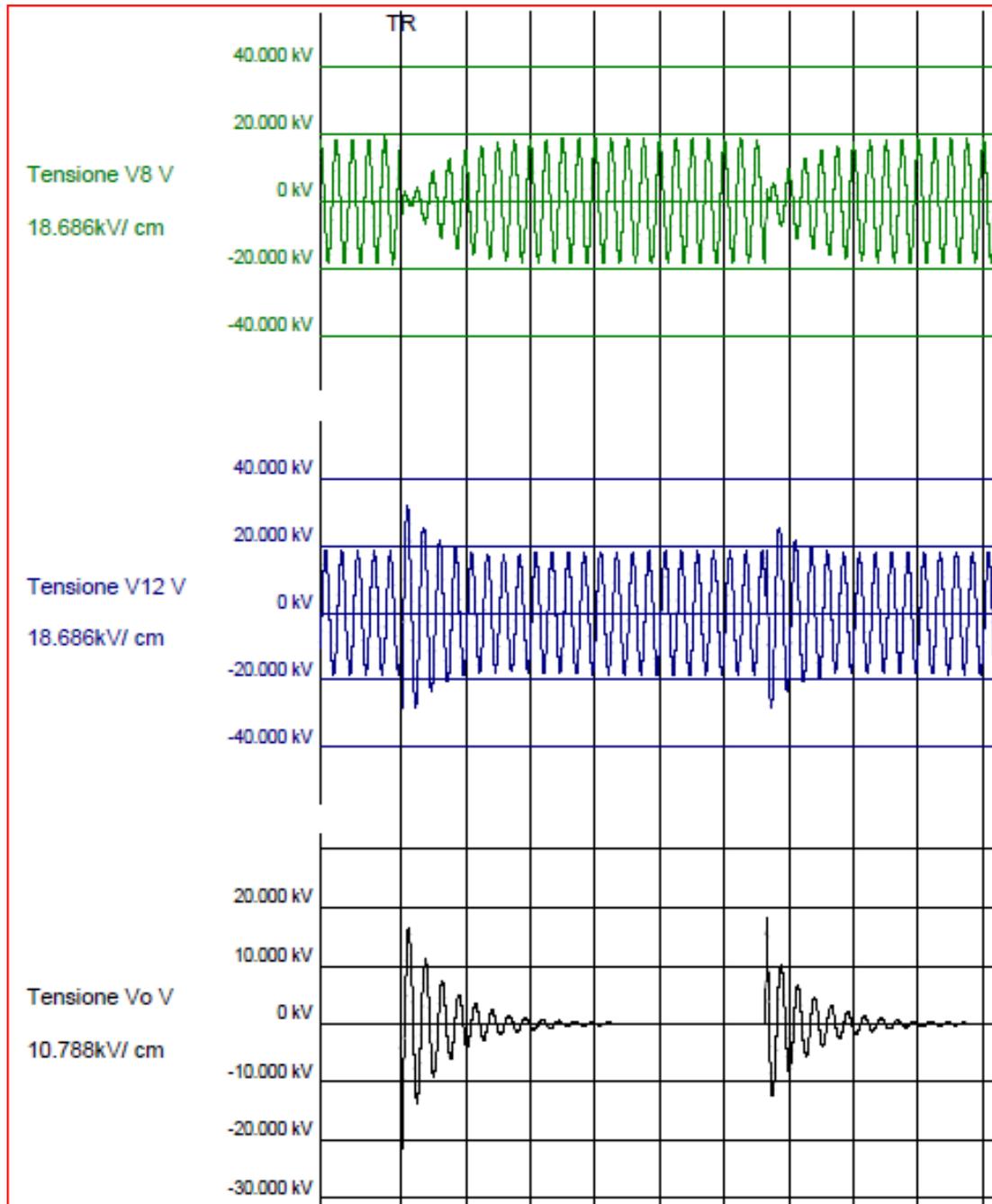


Figura 2.14: Assenza di sovratensioni su sistema a neutro compensato

Capitolo 2 – Generalità sui sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

In relazione al valore dell'induttanza di accordo, esistono due possibilità di regolazione:

- Bobina fissa: bobina con un valore di induttanza prefissato e variabile manualmente a gradini, stabilito sulla base dell'estensione della rete. Il reattore è una semplice bobina con la possibilità di variazione manuale del numero di spire inserite; è particolarmente idonea per le reti ad estensione poco variabile nel tempo; in caso di variazioni di assetto Rete, varierà, di conseguenza, il grado di compensazione fornito dalla bobina;
- Bobina mobile: bobina con la possibilità di regolazione continua del valore di induttanza mediante un dispositivo a “nucleo tuffante”; è più flessibile rispetto la bobina fissa, quindi, più efficace rispetto alle variazioni di assetto della Rete, ma richiede un sistema di controllo denominato *dispositivo analizzatore di neutro* (DAN); in caso di variazioni dell'assetto Rete, il Dan provvederà a variare l'induttanza in modo da mantenere stabile il grado di compensazione, normalmente fissato al 95% della capacità della Rete.

Il collegamento a terra del Neutro può essere effettuato in due modi:

- Per reti poco estese (fino a 100 A di corrente presunta di guasto a terra) alimentate da trasformatore AT/MT con secondario a stella con neutro: connessione della Bobina di Petersen tra centro stella del trasformatore lato MT e dispersore di terra (nel disegno si omettono, per semplicità, gli organi di manovra necessari al sezionamento della bobina):

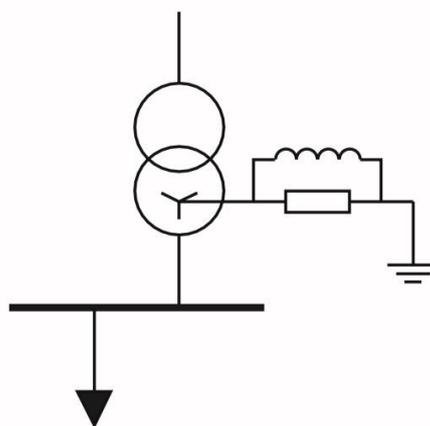


Figura 2.15: Neutro a terra tramite impedenza (bobina di Petersen) [11]

- Per reti estese ed in tutti i casi in cui il trasformatore AT/MT è privo del neutro al secondario: connessione della Bobina di Petersen tramite “trasformatore formatore di neutro” (TFN):

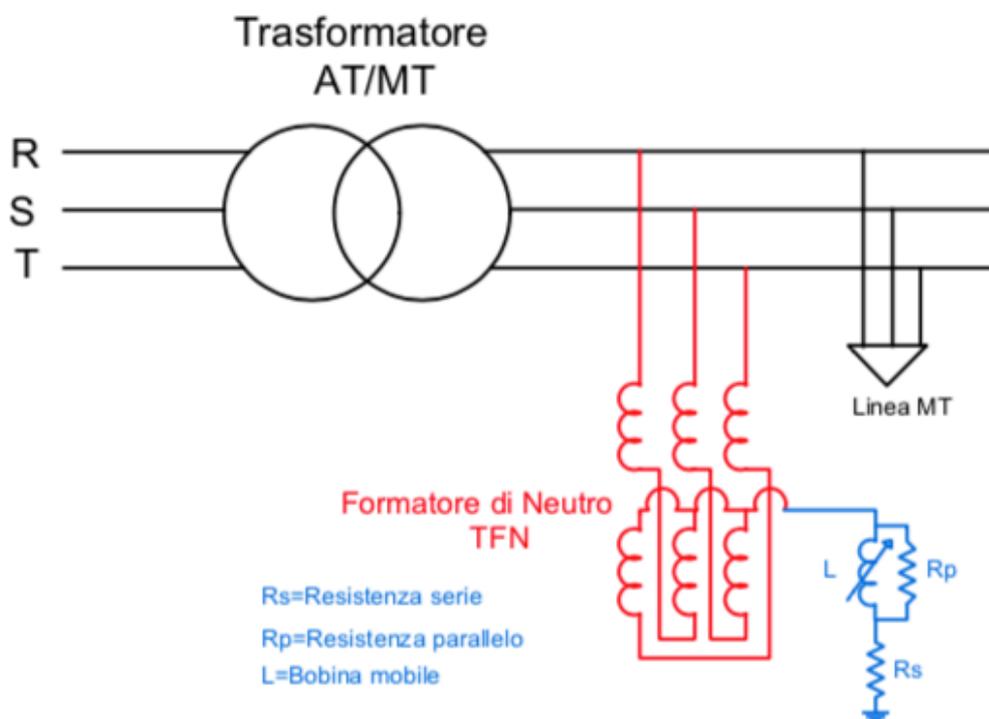


Figura 2.16: Trasformatore formatore di neutro

Nelle cabine primarie il collegamento a terra del neutro richiede un complesso di neutro per ciascuna sezione MT, poiché ogni semi-sbarra può operare in maniera indipendente a congiuntore di sbarre aperto.

Il neutro connesso a terra tramite bobina di Petersen consente di ottenere:

- Una probabilità più elevata di autoestinzione dei guasti monofase a terra;
- Un rischio minore di arco intermittente;
- Sovratensioni di guasto molto contenute;
- Minore danneggiamento dei componenti (giunti, terminali, passanti trasformatore) grazie al contenimento delle sovratensioni;

2.7.2 Neutro isolato

Nelle reti a neutro isolato la corrente di guasto monofase a terra circola attraverso le capacità fase-terra della rete, pertanto, ha valore limitato a pochi decimi di Ampere per kV e per km. Da qui si evince l'impossibilità di poter individuare guasti a terra utilizzando protezioni di massima corrente di fase. L'individuazione del guasto monofase a terra, pertanto, può avvenire solo attraverso la misura della corrente omopolare attraverso TA toroidali, oppure, in modo più selettivo, valutando congiuntamente l'entità della corrente omopolare, della conseguente tensione omopolare e del loro angolo di sfasamento, che, in linea teorica, è di 90° con corrente in anticipo sulla tensione. Questo obiettivo è ottenuto attraverso le protezioni di massima corrente omopolare (51N) e direzionali di terra (67N).

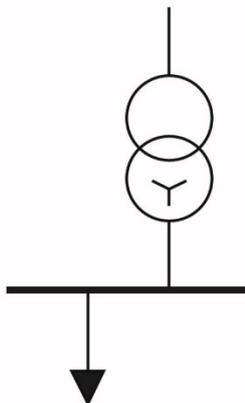


Figura 2.17: Neutro isolato [11]

2.7.3 Neutro francamente a terra

Con neutro collegato direttamente a terra la corrente di guasto monofase è dello stesso ordine di grandezza della corrente di cortocircuito per guasti polifase. Conseguentemente è possibile una semplice e selettiva individuazione dei guasti tramite protezioni che misurano la corrente omopolare.

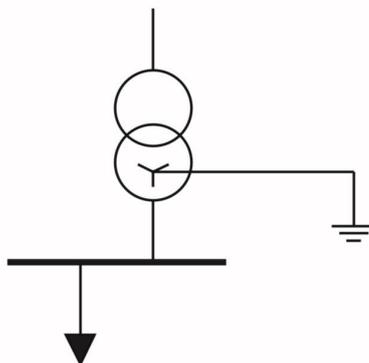


Figura 2.18: Neutro francamente a terra [11]

Con neutro collegato direttamente a terra, si ha:

- Corrente omopolare di valore elevato. Pertanto, l'individuazione dei guasti tramite misura della corrente è sempre certa e di tipo selettivo.
- Rischio di elevate tensioni di passo e contatto;

- Possibili danni a corpi metallici inseriti nel terreno (condutture metalliche);
- Possibili disturbi alle comunicazioni.

2.7.4 Neutro a terra tramite resistenza

La messa a terra del neutro tramite resistenza, tipicamente utilizzata sul centro-stella del generatore, consente di avere una corrente certa in caso di guasto e conseguentemente poter realizzare una protezione selettiva della rete. A seconda del valore della resistenza che si installa si ottengono valori più o meno elevati della corrente di guasto.

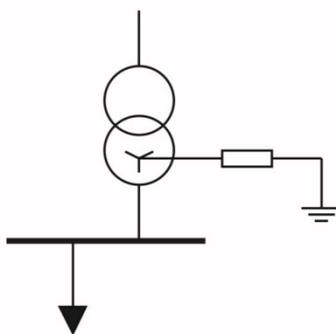


Figura 2.19: Neutro a terra tramite resistenza [11]

Con neutro a terra tramite resistenza si ha:

- Le correnti di guasto dipendono dal valore di resistenza adottato;
- Le correnti omopolari nelle fasi sane sono piccole;
- La corrente omopolare nella linea guasta viene ridotta a meno di 1000 A, ma viene mantenuta a livelli tali da poter far intervenire un relè omopolare di corrente;
- La resistenza deve poter sopportare termicamente il passaggio di corrente.

2.8 Classificazione dei sistemi di distribuzione

I sistemi elettrici sono classificati in base allo stato del neutro del secondario del trasformatore di distribuzione e allo stato delle masse rispetto alla terra. La norma italiana CEI 64-8/3 classifica i sistemi elettrici tramite un codice formato dalla combinazione di due lettere. La prima lettera indica la situazione del sistema di alimentazione verso terra:

- T: collegamento diretto a terra del neutro;
- I: isolamento da terra del neutro.

La seconda lettera indica la situazione delle masse dell'impianto elettrico rispetto a terra:

- T: masse collegate direttamente a terra;
- N: masse collegate al neutro.

Eventuali lettere successive indicano la disposizione dei conduttori di neutro e di protezione:

- S funzioni di neutro e protezione svolte da conduttori separati;
- C funzioni di neutro e protezione svolte da un unico conduttore (conduttore PEN). [12]

2.8.1 Sistema TT

Nel sistema TT il neutro e le masse sono collegati a due impianti di terra elettricamente indipendenti e la corrente di guasto a terra ritorna quindi al nodo di alimentazione attraverso il terreno. Ci sarà lo sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite un dispositivo differenziale a corrente residua posto a monte dell'installazione ed eventualmente su ogni partenza per migliorare la selettività.

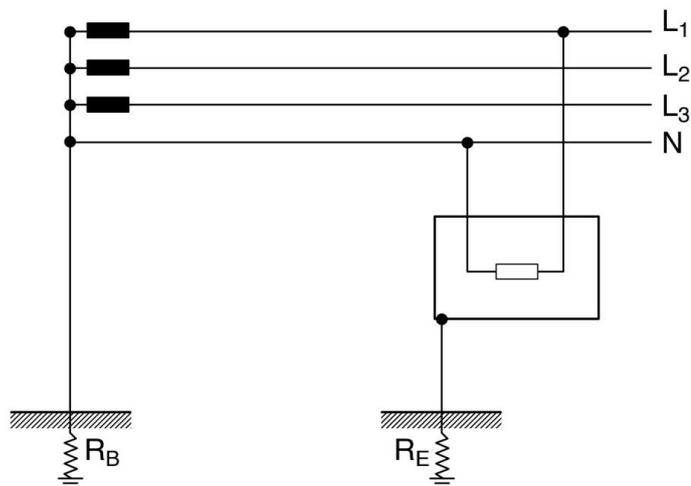


Figura 2.20: Sistema TT [12]

2.8.2 Sistema TN

Nel sistema TN il neutro è connesso direttamente a terra mentre le masse sono connesse allo stesso impianto di terra del neutro. Si distingue in tre tipi a seconda che i conduttori di neutro e di protezione siano separati o meno:

- TN-C: le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un unico conduttore definito PEN.

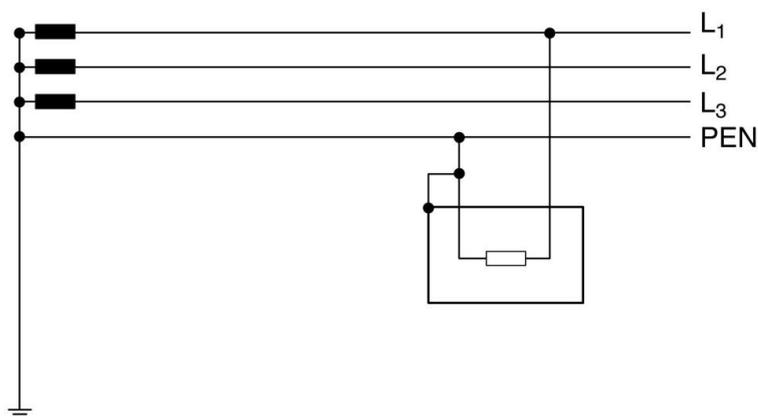


Figura 2.21: Sistema TN-C [12]

Il sistema TN-C consente di risparmiare sull'installazione ma aumenta il rischio d'incendio in caso di forti correnti di guasto.

- TN-S: il conduttore di neutro N e di protezione PE sono separati.

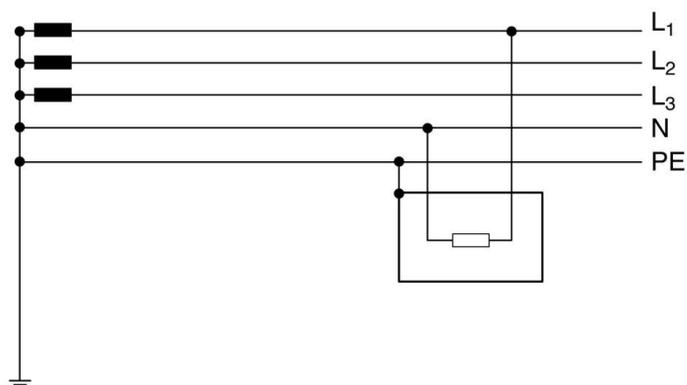


Figura 2.22: Sistema TN-S [12]

- TN-C-S: le funzioni di neutro e di protezione sono in parte combinate in un solo conduttore PEN ed in parte separate PE + N.

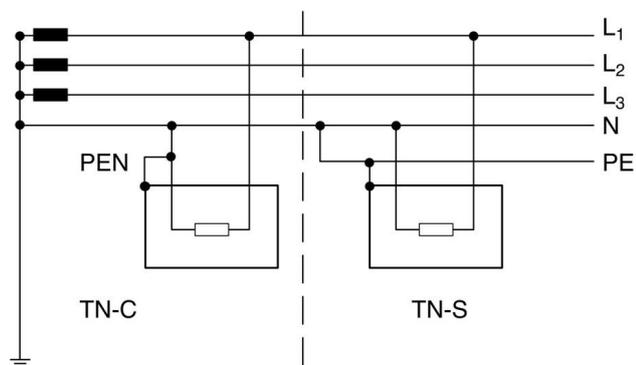


Figura 2.23: Sistema TN-C-S [12]

2.8.3 Sistema IT

Il sistema elettrico IT ha neutro isolato da terra o collegato a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato. Tutte le masse, singolarmente o in gruppo, sono connesse ad un impianto di terra indipendente.

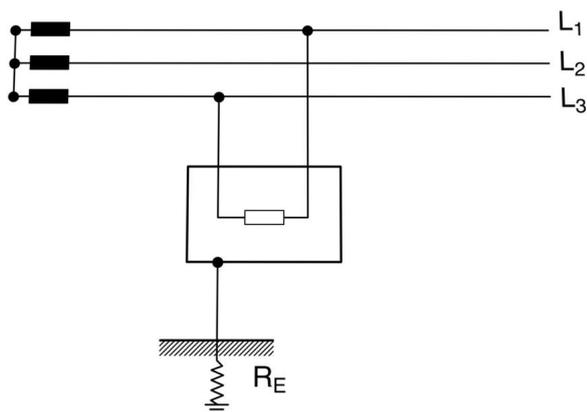


Figura 2.24: Sistema IT [12]

Con un sistema IT lo sgancio non è obbligatorio al primo guasto, ma è obbligatorio al secondo guasto tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o tramite dispositivo differenziale.

Capitolo 3

Quadro normativo

La Legge n.186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”, è costituita da 2 articoli:

- Art.1: tutti i materiali, le apparecchiature, i macchinari, le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici devono essere realizzati e costruiti a regola d'arte;
- Art.2: i materiali, le apparecchiature, i macchinari, le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici realizzati secondo le norme del Comitato Elettrotecnico Italiano si considerano costruiti a regola d'arte.

L'art. 2 evidenzia l'intenzione del legislatore di fornire un riferimento preciso, individuandolo nelle norme CEI. Viene lasciata al progettista la libertà e la conseguente responsabilità di soluzioni alternative, che soddisfino comunque i fondamentali requisiti di sicurezza, realizzando quindi apparecchiature e impianti a regola d'arte anche al di fuori della Normativa CEI, ma in tal caso bisogna dimostrare la rispondenza alla regola.

Perciò, in qualsiasi ambito tecnico ed in particolare nel settore elettrico bisogna rispettare, per realizzare impianti “a regola d’arte”, delle normative di sicurezza che sono articolate in due tipologie di riferimento: le norme giuridiche e le norme tecniche.

3.1 Norme giuridiche

Le norme giuridiche sono tutte le norme dalle quali nascono le regole di comportamento dei soggetti che si trovano nell'ambito della sovranità dello Stato. Di particolare importanza sono le fonti primarie dell'ordinamento giuridico ovvero:

- le leggi ordinarie, emanate dal Parlamento;
- i decreti-legge (DL), emanati dal Governo;
- i decreti del Presidente della Repubblica (DPR).

3.1.1 Obblighi del datore di lavoro e requisiti di sicurezza

Il D.Lgs. 81 2008 “Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro” è l'attuale è l'unica legge sulla Sicurezza [13].

Gli art. 18 del D.Lgs. 81/2008 affermano che il datore di lavoro e i dirigenti che organizzano e dirigono le stesse attività secondo le attribuzioni e competenze ad essi conferite, devono:

- Valutare i rischi e programmare la prevenzione ed elaborare un apposito documento per la sicurezza, comunemente definito “Piano della Sicurezza”;
- Organizzare la prevenzione e la protezione in azienda mediante l'istituzione di un Servizio di Prevenzione e Protezione;
- Effettuare riunioni periodiche di prevenzione;
- Organizzare la prevenzione incendi, il Pronto Soccorso e la “Gestione delle Emergenze”;
- Nominare il medico competente per la sorveglianza sanitaria;
- Provvedere alla formazione ed informazione dei lavoratori;
- Consultare i Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza.

Capitolo 3 – Quadro normativo

L'art. 80 del D.Lgs. 81/2008 afferma che:
“Il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché i lavoratori siano salvaguardati da tutti i rischi di natura elettrica connessi all'impiego dei materiali, delle apparecchiature e degli impianti elettrici messi a loro disposizione e, in particolare, da quelli derivanti da:

- a) Contatti elettrici diretti;
- b) Contatti elettrici indiretti;
- c) Innesco e propagazione di incendi e di ustioni dovuti a sovratemperature pericolose, archi elettrici e radiazioni;
- d) Innesco di esplosioni;
- e) Fulminazione diretta ed indiretta;
- f) Sovratensioni;
- g) Altre condizioni di guasto ragionevolmente prevedibili.”

Al fine di garantire la sicurezza, il D.Lgs. 81/2008 obbliga il datore di lavoro ad eseguire una specifica valutazione del rischio elettrico tenendo in considerazione:

- a) Le condizioni e le caratteristiche specifiche del lavoro, ivi comprese eventuali interferenze;
- b) I rischi presenti nel luogo di lavoro;
- c) Tutte le condizioni di esercizi prevedibili.

L'art. 117 del D.Lgs. 81/2008 specifica le precauzioni da rispettare quando occorre effettuare lavori in prossimità di linee elettriche o di impianti elettrici con parti attive non protette:

- Mettere fuori tensione ed in sicurezza le parti attive per tutta la durata dei lavori;
- Posizionare ostacoli rigidi che impediscano l'avvicinamento alle parti attive;
- Tenere a distanza di sicurezza persone, macchine operatrici, apparecchi di sollevamento, ponteggi ed ogni altra attrezzatura.

Capitolo 3 – Quadro normativo

La distanza di sicurezza deve essere tale che non possano avvenire contatti diretti o scariche pericolose per le persone tenendo conto del tipo di lavoro, delle attrezzature usate e delle tensioni presenti e comunque la distanza di sicurezza non deve essere inferiore ai limiti stabiliti dalle pertinenti norme tecniche. L'allegato XXIX del D.Lgs. 81/2008 indica le distanze minime per i vari livelli di tensione per lavori in prossimità delle linee elettriche: "Non possono essere eseguiti lavori in prossimità di linee elettriche aeree sotto tensione a distanza minore di metri 1 per le linee di contatto e di alimentazione ad alta tensione fino a 25 kV e a metri 3 per le linee primarie fino a 220 kV. Lavori in prossimità di linee ed apparecchiature elettriche aeree sotto tensione: è vietato eseguire lavori in prossimità di linee ed apparecchiature elettriche ad alta tensione, di linee di contatto e relativi alimentatori, in tutti i casi in cui, nel corso delle operazioni da svolgere, sia possibile avvicinarsi, sia pure accidentalmente, a parti in tensione con parti del corpo, attrezzi e materiali, a distanza inferiore a quella di sicurezza stabilita in m. 1,00 per le linee a tensione fino a 25 kV e in m 3,00 per le linee a tensione superiore a 25 kV e fino a 220 kV. In tali casi i lavori possono essere eseguiti solo dopo aver provveduto alla disalimentazione e messa a terra in tutte le linee ed apparecchiature che non consentano il rispetto della citata distanza, seguendo le modalità indicate dalle norme di sicurezza per l'esercizio delle linee elettriche dell'Azienda autonoma delle Ferrovie dello Stato."

3.2 Norme tecniche

Le norme giuridiche non entrano nel merito di requisiti tecnici di dettaglio, trattati invece dalle norme tecniche che garantiscono un livello minimo di sicurezza per realizzare un impianto a “regola d’arte”, intesa come la costruzione e l’esercizio condotti con perizia, diligenza e prudenza che all’atto pratico significa l’obbligo di applicare tutte le prescrizioni di sicurezza vigenti.

L’Ente normatore nazionale per il settore elettrico ed elettronico è il CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). Esso coordina e svolge le seguenti attività [14]:

- Elaborare, pubblicare, promuovere e diffondere le norme tecniche nel settore elettrotecnico, elettronico e delle telecomunicazioni per materiali, apparecchi, macchine, impianti, processi e loro programmi, stabilendo i relativi requisiti di qualità e sicurezza;
- Stabilire criteri, metodi di prova e limiti finalizzati al raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza, affidabilità e qualità dei prodotti o dei processi, nonché elaborare regole e procedure per prove e controlli di rispondenza alle norme tecniche;
- Provvedere alla simbologia, alla nomenclatura, alla terminologia e all'unificazione nei settori di competenza;
- Promuovere e favorire l'attività di certificazione.

Le Norme CEI costituiscono quindi uno strumento univoco e ben codificato per soddisfare le prescrizioni di natura obbligatoria previste dalla legislazione nazionale ed europea e l’osservanza delle norme CEI diviene in pratica un obbligo per il progettista e l’installatore che, in questa maniera, non hanno difficoltà a dimostrare il rispetto di un impianto realizzato a regola d’arte.

Le norme CEI principali, presi in considerazione nel presente elaborato, sono:

- Norma CEI EN 61936-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- Norma 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”;
- Norma CEI 0-21: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norma CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- Norma CEI EN 60255: norma di prodotto sui relè di protezione.

3.2.1 Norma CEI EN 61936-1

La norma CEI EN 61936 fornisce prescrizioni per la progettazione e la costruzione di impianti elettrici con tensione nominale superiore a 1 kV in c.a. e frequenza nominale fino a 60 Hz.

Gli impianti elettrici presi in considerazione con la presente norma sono:

- Cabine;
- Impianti elettrici su montanti, pali e tralicci;
- L’impianto elettrico di una fabbrica, di uno stabilimento industriale o di altri ambienti industriali, agricoli, commerciali o pubblici;
- Installazione elettrica su piattaforme offshore.

Tale norma non viene invece applicata a:

- Linee aeree e sotterranee tra impianti separati;
- Ferrovie elettrificate;
- Apparecchiature ed impianti in miniera;
- Impianti con lampade fluorescenti;

Capitolo 3 – Quadro normativo

- Apparecchiature elettrostatiche;
- Sale prova;
- Apparecchiature mediche.

Nella presente norma vengono trattati i dispositivi di protezione e di controllo che devono provvedere al corretto e sicuro funzionamento delle apparecchiature. I dispositivi automatici, progettati per offrire selettività e rapidità di esercizio, devono assicurare la protezione contro sovraccarichi.

Si devono installare protezioni contro i seguenti effetti:

- Sovracorrente, cortocircuito e guasto a terra;
- Sovraccarico ed effetto termico;
- Sovratensione;
- Tensione bassa;
- Frequenza bassa.

Si devono studiare i coordinamenti delle protezioni in accordo tra utilizzatore e fornitore allo scopo di tarare i dispositivi di protezione. Inoltre, devono essere fatti diversi controlli e prove per verificare la conformità dell'impianto elettrico, distinguendo 3 principali metodi per la verifica:

- Ispezione visiva;
- Prove funzionali;
- Misure.

Le attività più rappresentative solitamente eseguite sono:

- Verifica delle caratteristiche delle apparecchiature per date condizioni di esercizio;
- Verifica delle distanze minime tra parti attive e tra parti attive e terra;
- Prove a frequenza industriale per apparecchi di manovra;
- Prova di tensione per i cavi;

- Ispezioni visive e/o prove funzionali per apparecchiature elettriche e parti di impianto;
- Prove funzionali e/o misure di protezione, monitoraggio, misura e controllo dei dispositivi;
- Ispezione delle marcature, segnali di sicurezza e dispositivi di sicurezza;
- Verifica dell'impianto di terra.

Infine, la presente norma definisce la distanza minima di sezionamento da rispettare, requisito fondamentale, ma non sufficiente, per un impianto elettrico per essere mantenuto.

3.2.2 Norma CEI 0-16

L'obiettivo di tale norma è quello di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.

Gli Utenti connessi alla rete di distribuzione AT e MT possono essere distinti in:

- Impianti di produzione;
- Impianti di utilizzazione connessi alle reti di distribuzione;
- Reti interne di utenza;
- Reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione.

Dei requisiti fondamentali in un sistema di protezione sono il tempo di eliminazione del guasto e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare, con requisiti diversi in AT o MT.

Le reti AT sono esercite con neutro francamente a terra e schemi di tipo magliato o parzialmente magliato e di conseguenza per l'eliminazione selettiva dei guasti monofasi e polifasi vengono utilizzate delle protezioni di tipo distanziometrico o più raramente si adottano protezioni di massima corrente a più soglie. Le prestazioni

tipiche delle protezioni distanziometriche sono tali da assicurare l'eliminazione dei guasti in 1° gradino, con un tempo 100 ms, oppure in 2° gradino con tempo tipico pari a 350 ms per le reti a 150 kV-132 kV. La rete AT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura automatica rapida e lenta. Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente e lo scatto in secondo gradino delle protezioni distanziometriche di rete.

Le reti MT sono esercite con schemi di tipo radiale. L'esercizio della rete è esercito con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza (neutro compensato, bobina di Petersen) o da semplice resistenza o a neutro isolato. L'esercizio con neutro compensato risulta vantaggioso in termini di contenimento delle correnti di guasto a terra, di auto-estinzione dei guasti monofasi, di individuazione del guasto monofase con minimo disservizio per l'utenza e di minori sollecitazioni degli isolamenti.

La scelta del sistema di protezione deve essere effettuata seguendo le indicazioni del Distributore, tenendo conto anche di ulteriori aspetti:

- Assetto delle protezioni in Cabina Primaria;
- Caratteristiche dell'impianto di rete presso l'utenza, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente;
- Caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

Per gli impianti connessi in MT, gli impianti d'utenza per la connessione consistono in cavo di collegamento e dispositivo generale (DG). Al dispositivo generale è associato un sistema di protezione. Il sistema di protezione dell'utente e della rete devono essere opportunamente coordinati e devono contribuire ad individuare gli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio. Il distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli utenti e di conseguenza l'utente deve installare un

sistema di protezione, che generalmente comprende relè di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra, per evitare che guasti interni all'impianto dell'utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore.

Il sistema di protezione associato al Dispositivo Generale è composto da:

- Trasformatori/trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasformatori/trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- Relè di protezione con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore.

Come descritto precedentemente l'esercizio della rete di media tensione in Italia avviene, prevalentemente, con neutro a terra tramite impedenza ma viene anche utilizzato il neutro isolato. Nel caso di esercizio a neutro compensato è necessario che le protezioni per i guasti a terra di cui è dotato l'impianto dell'utente siano sempre in grado di funzionare correttamente, a prescindere dallo stato del neutro. Ciò in quanto, durante l'esercizio di una rete a neutro compensato, il neutro può occasionalmente trovarsi isolato.

Il Sistema di Protezione Generale deve comprendere un o più relè che realizzino:

- Protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito, di cui la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido;
- Protezione di massima corrente omopolare a due soglie, di cui la prima soglia dedicata alla rilevazione di guasti monofase a terra, la seconda per la rilevazione di guasto doppio monofase a terra. Per le regolazioni minime è importante considerare la distinzione tra le reti a neutro isolato e quelle a neutro compensato;

- Protezione direzionale di terra a due soglie (la prima soglia dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro compensato e la seconda rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro isolato) e massima corrente omopolare a una soglia.

3.2.3 Norma CEI 0-21

La Norma CEI 0-21 ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata fino a 1 kV ed inoltre, definisce per gli Utenti attivi:

- L'avviamento, l'esercizio ed il distacco dell'impianto di produzione;
- Evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del distributore;
- Definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del produttore.

Gli utenti della rete vengono distinti in:

- Utenti attivi: utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo con la rete. A questa categoria non appartengono gli utenti che installano UPS.
- Utenti passivi: tutti gli Utenti non ricadenti nella definizione precedente, anche inclusi impianti per l'alimentazione di veicoli elettrici impianti per l'alimentazione di impianti di illuminazione pubblica, impianti temporanei/provvisori [15].

Il Dispositivo Generale (DG) separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del Distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione:

- Non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'Utente;
- Deve aprirsi per guasti sull'impianto dell'Utente.

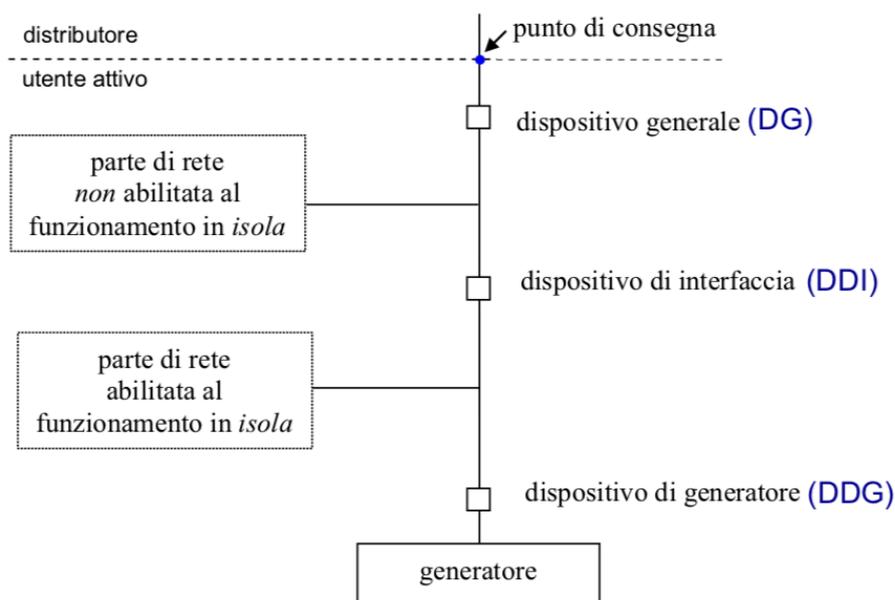


Figura 3.1: Schema generale dispositivi di protezione [15]

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione e ha lo scopo di evitare che:

- In caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- In caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relè di frequenza e di tensione. Devono essere previste le seguenti protezioni:

- Massima e minima tensione (codice ANSI 59);
- Massima tensione unipolare lato MT (codice ANSI 59Uo);
- Massima e minima frequenza con sblocco voltmetrico (codice ANSI 81);

Capitolo 3 – Quadro normativo

- Massima e minima frequenza ritardata.

Il Dispositivo di Generatore (DDG) separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- L'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie;
- La protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- L'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
- L'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore.

Le protezioni degli impianti di produzione, che agiscono sul DDG, hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità delle apparecchiature presenti in impianto. Le eventuali protezioni del generatore devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza definiti delle Norme al fine di evitare la separazione dalla rete dei generatori in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti.

3.2.4 Norma CEI 64-8

Per ottenere il risultato della sicurezza negli ambienti di vita e di lavoro, la norma prevede tre strumenti di prevenzione:

- Una corretta progettazione degli impianti effettuati da professionisti iscritti negli albi professionali per certe tipologie di impianti ritenuti più complesso e rischiosi;
- Una realizzazione dell'installazione effettuata secondo la regola d'arte ed accompagnata da una dichiarazione di conformità rilasciata dall'impresa installatrice;
- Le verifiche sull'applicazione della Legge e le sanzioni per chi non opera correttamente.

Con la dichiarazione di conformità l'installatore attesta di aver realizzato l'impianto in modo conforme alla regola d'arte avendo:

- Rispettato il progetto, se l'impianto è oltre i limiti indicati;
- Seguito la normativa CEI vigente;
- Installato componenti e materiali costruiti pure a regola d'arte;
- Controllato l'impianto ottenuto, ai fini della sicurezza e funzionalità.

Tale norma descrive le prescrizioni destinate ad assicurare la sicurezza delle persone e dei beni contro i pericoli che possono essere di 2 tipi:

- Le correnti pericolose per il corpo umano;
- Le temperature troppo elevate tali da provocare ustioni e incendi.

Gli impianti devono perciò garantire la protezione contro:

- Effetti termici;
- Contatti diretti;
- Contatti indiretti;
- Sovracorrenti.

Capitolo 3 – Quadro normativo

Per ogni impianto elettrico è fondamentale la verifica periodica che viene fatta, secondo la Norma CEI 64-8, per garantire:

- La sicurezza delle persone e degli animali domestici contro i contatti elettrici e le ustioni;
- La protezione contro i danni alle cose dall'incendio e dal calore che si produce da guasti nell'impianto;
- La conferma che l'impianto non è danneggiato o deteriorato in modo da ridurre la sicurezza;
- L'identificazione dei difetti dell'impianto e lo scostamento dai requisiti di questa norma, che possono dar luogo a pericolo.

Tale norma prevede inoltre che la caduta di tensione, in qualsiasi punto dell'impianto utilizzatore e col relativo carico di progetto, non superi il 4% della tensione nominale. Possono però essere ammesse cadute di tensione più elevate per i motori durante l'avviamento, o per altri componenti elettrici che richiedano assorbimenti di corrente più elevati, con la condizione che venga assicurata una variazione di tensione che rispetti i limiti indicati dalle Norme CEI. Negli impianti di illuminazione a bassissima tensione la caduta di tensione, fra il trasformatore e l'apparecchio di illuminazione più lontano, non deve superare il 5% della tensione nominale dell'impianto.

La frequenza della verifica periodica di un impianto deve essere determinata considerando il tipo di impianto e componenti, il suo uso e funzionamento, la frequenza e la qualità della manutenzione. L'intervallo di tempo può essere stabilito da prescrizioni di carattere legislativo e può essere di alcuni anni o possono essere richiesti tempi più brevi quando esiste un maggiore rischio, come nel caso di posti di lavoro o luoghi in cui esistano rischi di degrado, di incendio o di esplosione, luoghi ai quali abbia accesso il pubblico, cantieri e impianti di sicurezza. Per gli edifici residenziali possono essere considerati adeguati intervalli di tempo maggiori.

3.2.5 Norma CEI 11-27

La norma CEI 11-27 fornisce le prescrizioni di sicurezza per attività sugli impianti elettrici e vengono applicate alle procedure di esercizio, di lavoro e di manutenzione. Tale norma tratta impianti eserciti a qualunque livello di tensione, dalla BT alla AT e deve essere applicata in tutti i lavori in cui è presente rischio elettrico.

Le tipologie di verifiche da considerare possono essere distinte in:

- Verifiche iniziali, ai sensi delle norme CEI, a carico dell'impresa installatrice, da quest'ultima eseguite direttamente o tramite tecnici aventi adeguate competenze;
- Verifiche periodiche, ai sensi delle norme CEI, a carico del Datore di Lavoro, eseguite da tecnici aventi adeguata competenza;
- Verifiche periodiche a carico del Datore di Lavoro, eseguite da ASL, ARPA o ORGANISMI D'ISPEZIONE PRIVATI;
- Verifiche straordinarie a carico del Datore di Lavoro, eseguite da ASL, ARPA o ORGANISMI D'ISPEZIONE PRIVATI;
- Verifiche a campione a carico del Datore di Lavoro;
- Verifiche di controllo a carico dell'ente che vigila sul rispetto delle leggi vigenti in materia di sicurezza nei luoghi di lavoro, eseguite dal personale dell'ASL, ISPETTORATO DEL LAVORO, NAS [16].

Il personale addetto ai lavori elettrici può essere distinto in:

- PES: persona esperta in possesso di specifica istruzione ed esperienza tali da consentire di evitare i pericoli che l'elettricità può creare;
- PAV: persona avvertita, adeguatamente istruita da persone esperte per metterla in grado di evitare i pericoli che l'elettricità può creare;
- PEC: persona comune non esperta e non avvertita nel campo delle attività elettrica.

Le zone di lavoro sono di 3 tipi come classificati in seguito:

Capitolo 3 – Quadro normativo

- Zona di lavoro sotto tensione D_l : spazio intorno alle parti attive nel quale non è assicurato il livello di isolamento atto a prevenire il pericolo elettrico;
- Zona prossima D_v : spazio esterno alla zona di lavoro sotto tensione;
- Zona di lavoro non elettrico DA9: spazio esterno alla zona prossima.

E tale norma distingue il lavoro elettrico e il lavoro non elettrico:

- Lavoro non elettrico: lavoro svolto a distanza minore di DA9 e maggiore di DV da parti attive accessibili di linee e di impianti elettrici;
- Lavoro elettrico: lavoro svolto a distanza minore o uguale a DV da parti attive accessibili di linee e di impianti elettrici o lavori fuori tensione sugli stessi;
- Lavoro sotto tensione: tutti i lavori in cui bisogna entrare in contatto con le parti attive in tensione o bisogna raggiungere l'interno della zona di lavoro sotto tensione con parti del suo corpo o con attrezzi, con equipaggiamenti o con dispositivi che da lui vengono maneggiati;
- Lavoro in prossimità di parti attive: tutte le attività lavorative in cui un lavoratore entra nella zona prossima con parti del proprio corpo, con un attrezzo o con qualsiasi altro oggetto senza invadere la zona di lavoro sotto tensione.[17]

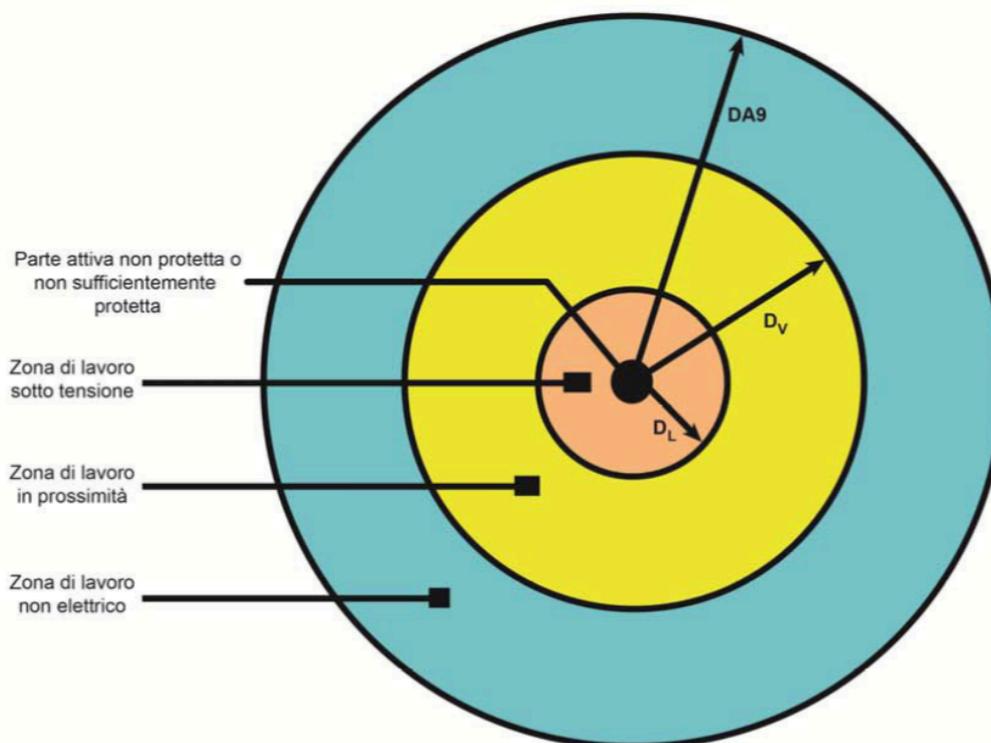


Figura 3.2: Distanze in aria e definizione delle zone [17]

3.2.6 Obblighi di manutenzione

L'obbligo di eseguire la manutenzione e la verifica degli impianti elettrici nei luoghi di lavoro è sancito dall'articolo 86 del D.Lgs. 81/08 e discende, indirettamente, anche dall'articolo 2087 del Codice Civile (salvaguardia dell'integrità fisica dei lavoratori); inoltre, è previsto espressamente all'articolo 8 del DM 37/08, relativamente agli impianti soggetti a progettazione e certificazione.

Per tali obblighi di Legge, l'utente e il distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione, che devono essere opportunamente mantenuti e verificati periodicamente:

- Ogni anno verificando la funzionalità dei circuiti di allarme apertura automatica degli interruttori;

Capitolo 3 – Quadro normativo

- Ogni 5 anni verificando, mediante complesso prova relè, tutte le funzionalità delle protezioni, incluso il tempo di apertura degli interruttori (la periodicità di verifica scende a due anni nel caso di protezioni per sistemi di III° categoria e per protezioni ad elettronica non digitale).

La verifica delle protezioni elettriche viene eseguita, generalmente, mediante *complessi prova relè automatici* in grado di simulare le grandezze di guasto e verificare:

- Gli avviamenti
- I tempi di generazione degli allarmi e scatti
- L'attivazione delle uscite logiche
- L'attivazione dei relè esecutori.



Figura 3.3: Complesso prova relè automatico

Capitolo 4

Sistema di protezione degli impianti

I sistemi di protezione sono tra i componenti elettrici dell'impianto che hanno subito la maggiore evoluzione negli ultimi anni, passando dalla tecnologia elettromeccanica, a quella statica (elettronica analogica) ed a quella odierna digitale a microprocessore. I primi relè di protezione erano dei dispositivi elettromagnetici, basati su bobine funzionanti su parti in movimento per fornire il rilevamento di condizioni operative anormali come la sovracorrente, la sovratensione, la sovralfrequenza e la sottofrequenza. I dispositivi di protezione (di seguito denominati, per semplicità, "relè") elettromeccanici si sono evoluti in relè elettronici la cui efficienza e i tempi di commutazione sono stati determinanti per il miglioramento dell'efficienza dei sistemi di supervisione e controllo. I relè statici sono dei componenti in grado di svolgere la loro funzione senza la presenza di componenti meccaniche, ma, agendo mediante la sola presenza di componenti ad elettronica discreta o digitale. Ulteriori vantaggi dei relè statici sono la grande sensibilità, grande precisione, basso autoconsumo, ampia gamma di regolazione e dimensioni assai limitate, per contro i relè sono sensibili ai disturbi per cui devono essere adeguatamente protetti con accorgimenti che ne aumentano il costo. La tecnologia digitale a microprocessore è quella ormai comunemente utilizzata: le grandezze elettriche vengono convertite in formato digitale ed elaborate attraverso un microprocessore programmato dall'utente con le opportune soglie di intervento. I relè digitali a microprocessore si basano sul campionamento dei segnali analogici di ingresso, che successivamente vengono trattati attraverso opportune filtrazioni ed algoritmi. Consentono inoltre numerose funzioni di controllo del sistema elettrico, compresa la sorveglianza remota tramite protocolli di comunicazione standardizzati, la registrazione cronologica degli eventi, funzioni di autodiagnostica.

In relazione alle diverse tecnologie, l'esperienza aziendale ha messo in luce i seguenti fatti:

- La tecnologia elettromeccanica (esempio: relè di massima corrente ISM21 della ditta Brown-Boveri, in figura) gode di estrema robustezza, a discapito di bassissimi livelli di precisione nelle soglie di intervento; in particolare, in questo tipo di protezioni la soglia di intervento va ricercata manualmente mediante delle regolazioni meccaniche, che, inevitabilmente, risentono della sensibilità dell'operatore; questa tecnologia, negli impianti del Distributore, è ormai completamente abbandonata;



Figura 4.1: Relè di massima corrente ISM21

- La tecnologia ad elettronica discreta (esempio, relè della serie Data Control), a fronte di una maggior precisione sia sulle soglie elettriche che su quelle temporali, risente fortemente dell'usura, nel tempo, di certi componenti discreti, come i condensatori elettrolitici; inoltre, offre generalmente una possibilità di regolazione molto limitata, a gradini fissi sia di tensione/corrente che di tempo; anche tale tecnologia è in via di abbandono;



Figura 4.2: Relè elettromeccanico Data Control

- La tecnologia digitale, a discapito di una maggior complessità di gestione e di un elevato tasso di guasto alla prima messa in servizio, offre elevate precisioni ed elevati livelli di discretizzazione delle soglie elettriche e temporali, ben adattandosi ai più elevati livelli di selettività richiesti dal coordinamento di protezioni in cascata. Offre la possibilità, assai vantaggiosa, di gestire la multifunzionalità (più codici Ansi gestiti dallo stesso apparato). È la tecnologia attualmente utilizzata negli impianti del Distributore.

I sistemi di protezione sono previsti per prevenire o limitare i danni alle macchine e alle apparecchiature e per assicurare la sicurezza delle persone. Inoltre, il coordinamento delle protezioni elettriche, argomento principale dell'elaborato, consente di limitare la disalimentazione ai soli elementi guasti. Le caratteristiche del sistema di protezione di una rete elettrica sono:

- **Sensibilità:** è la capacità di un relè di rilevare variazioni, anche piccole, nelle condizioni di funzionamento. In alcuni casi deve essere limitata per evitare interventi inopportuni delle protezioni;
- **Sicurezza di funzionamento:** fondamentale per qualsiasi tipo di protezione in quanto essa è chiamata ad intervenire nei momenti in cui il servizio

funziona in modo irregolare. Per questo l'energia necessaria al funzionamento dei relè è fornita da una fonte indipendente, solitamente delle batterie, che ne consente l'intervento anche in caso di mancata tensione in rete;

- **Selettività:** deve intervenire solo quando è necessario, garantendo la massima continuità d'esercizio con il minimo distacco della rete;
- **Tempestività d'intervento:** capacità della protezione di intervenire nel momento opportuno. Infatti, vi sono casi in cui la protezione deve intervenire con un certo ritardo per evitare interruzioni indesiderate del servizio e altri casi in cui viene richiesto un rapidissimo intervento tale da evitare che il guasto si estenda;
- **Rapporto di ricaduta:** rapporto tra valore di rilascio della grandezza misurata e valore di soglia di eccitazione; il valore limite è l'unità; se, ad esempio, un relè di massima corrente ha la soglia impostata a 2 A e si diseccita quando la corrente scende al disotto di 1,6 A, il rapporto di ricaduta è pari 80%.

4.1 Guasti sulle reti di distribuzione

I guasti possono essere di diverso tipo e riguardano generalmente scostamenti significativi dei valori della frequenza, delle correnti (sovracorrenti) o delle tensioni (sovratensioni), rispetto ai valori che garantiscono il corretto funzionamento del sistema. I guasti possono essere classificati in funzione della loro durata, della loro localizzazione e della possibilità di eliminazione. In relazione alla durata ed alla possibilità di eliminazione, si definiscono:

- **Autoestinguenti:** tali guasti si auto-estinguono prima dell'intervento della protezione; tipicamente, sono i guasti che avvengono in aria nelle reti a neutro compensato e non compromettono in modo significativo la qualità degli isolamenti solidi; osservazioni oscillografiche hanno mostrato che si estinguono al passaggio per lo zero della corrente di guasto, entro 4-5 cicli;

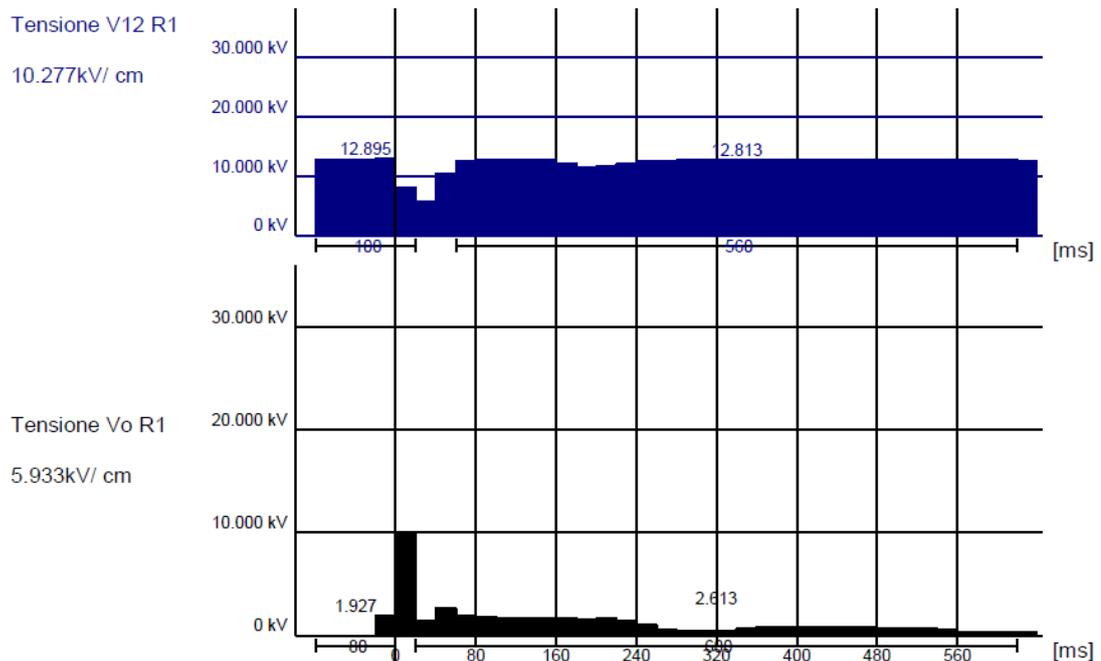


Figura 4.3: Guasto autoestinguente a neutro isolato (Ireti - 3 Febbraio 2021)

- **Transitori:** sono guasti tipici delle linee aeree; è necessario l'intervento della protezione per eliminare il guasto, ma, il fenomeno che ha causato il guasto è stato talmente rapido (fulminazione, contatto accidentale tra i conduttori) che si ripristina prima della richiusura rapida dell'interruttore; le registrazioni effettuate in Ireti hanno permesso di identificare guasti transitori anche nelle cabine MT isolate in aria, in occasione di doppi guasti a terra (tempo di eliminazione pari a 100 ms);
- **Semi-permanenti:** anche questa tipologia di guasto è tipica delle linee aeree; in questo caso, la causa del guasto permane per più tempo, ad esempio, fino alla completa bruciatura (esempio: contatto di corpo estraneo tra le fasi o tra fase e terra); in tal caso, l'eliminazione del guasto non avviene nel tempo della richiusura rapida ma nel tempo della richiusura lenta; l'analisi del protocollo di servizio di Ireti mostra che, nelle reti in cavo, questo tipo di guasto è quantitativamente trascurabile.

Capitolo 4 – Protezioni Elettriche

- **Permanenti:** avvengono negli isolanti solidi, tipicamente nei giunti e nei terminali dei cavi, oppure causati da danneggiamenti (esempio: scavi per posa sottoservizi); la loro eliminazione richiede la messa in sicurezza della linea e la riparazione della tratta guasta.

Le analisi sui dati forniti da Ireti mostrano che l'incidenza dei guasti transitori che interessano le reti MT è assai significativa, attestandosi intorno al 35 % dei guasti totali; tali guasti, non sempre identificabili, potrebbero trovare spiegazione, ad esempio, nella presenza di depositi inquinanti sulle superfici degli isolatori delle cabine isolate in aria poste all'interno di locali particolarmente umidi, tali da provocare scariche superficiali quando, per effetto di un guasto a terra, la tensione delle fasi sane assume il valore della concatenata;

Sezioni 22 kV		Ripartizione guasti MT		
Periodo	Stato del neutro	Guasti totali	Permanenti	Transitori
2017	NI	100,00%	68,94%	31,06%
2017	NC	100,00%	77,68%	22,32%
2018	NI	100,00%	61,69%	38,31%
2018	NC	100,00%	64,85%	35,15%
2019	NI	100,00%	64,74%	35,26%
2019	NC	100,00%	58,09%	41,91%
2020	NI	100,00%	60,19%	39,81%
2020	NC	100,00%	60,43%	39,57%

Figura 4.4: Incidenza guasti transitori

4.1.1 Fenomeni transitori

I transitori si dividono in 2 categorie:

- Transitori impulsivi: definiti come eventi di picco elevati che aumentano i livelli della tensione e/o della corrente in senso positivo o negativo. Inoltre, possono essere suddivisi in categorie più dettagliate in base alla velocità alla quale si verificano, rapida, media e lenta;

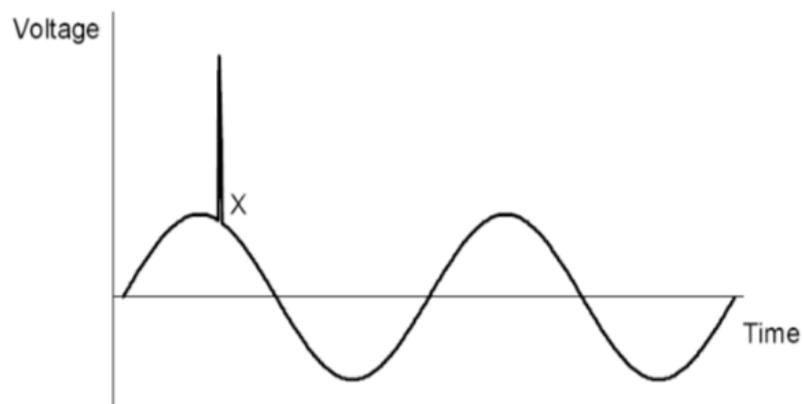


Figura 4.5: Transitorio impulsivo [18]

- Transitori oscillatori: improvvisa variazione di tipo bipolare, a frequenza diversa da quella di esercizio del sistema, del valore della tensione o della corrente, o di entrambi.

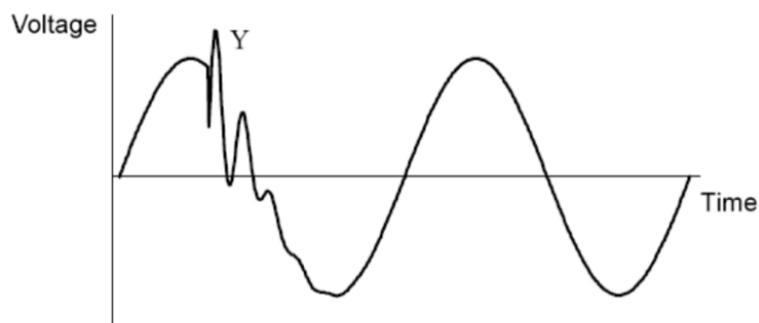


Figura 4.6: Transitorio oscillatorio [18]

Nella figura seguente è visibile un guasto transitorio rilevato nel corso delle misurazioni effettuate in Ireti con oscillografico digitale a velocità di campionamento di 12,8 kHz.

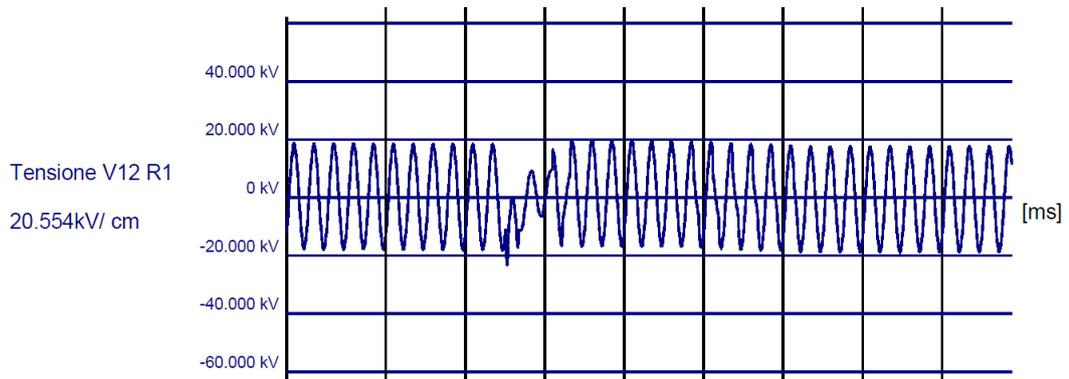


Figura 4.7: Guasto transitorio

4.1.2 Buchi di tensione

Un buco di tensione è una riduzione della tensione a una determinata frequenza che può durare da 0,5 cicli a un minuto. Generalmente, i buchi di tensione possono essere causati da guasti di rete, come guasti alle apparecchiature dovuti a cause interne come la rottura dell'isolamento, cause esterne, come fulmini, alberi o animali oppure spesso dovuti all'inserzione di carichi con un'elevata potenza di accensione.

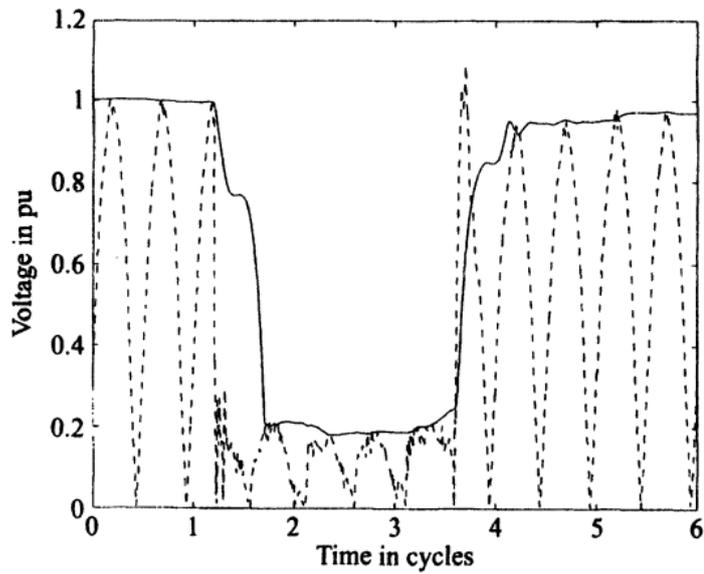


Figura 4.8: Forma d'onda Voltage Sags [18]

4.1.3 Interruzioni

Si parla d'interruzione quando il valore della tensione applicata sul carico diminuisce fino a raggiungere un valore inferiore al 1% del loro valore nominale. Tali eventi vengono distinti in base alla durata, misurata dall'istante in cui l'ampiezza tensione è inferiore al 1% di quella nominale. La durata dipende anche dal tempo di ripristino dell'alimentazione, che a sua volta dipende dal tipo di dispositivo di protezione.

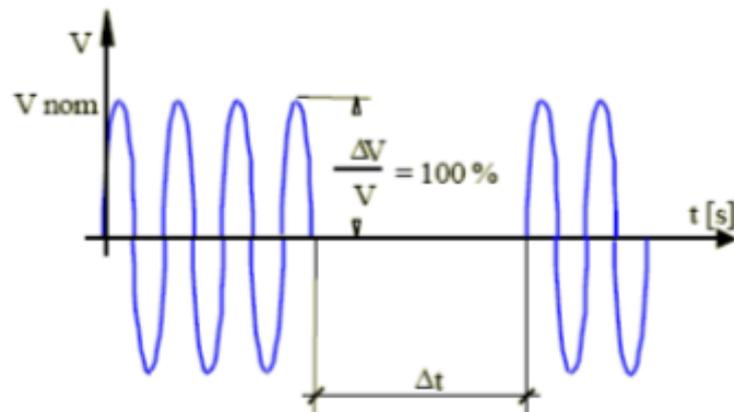


Figura 4.9: Interruzione di tensione

La norma CEI EN 50160 “Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica”, classifica le interruzioni nel seguente modo:

- Programmata, quando gli utenti vengono avvertiti dell’interruzione dell’alimentazione;
- Accidentale, causata da guasti transitori o permanenti e suddivisi in:
 - Interruzione lunga, per durate maggiori ai 3 minuti;
 - Interruzione breve, per durate fino ai 3 minuti.

La regolamentazione delle interruzioni ed i relativi aspetti economici sono definiti da ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che classifica, tra l’altro, le interruzioni in funzione della causa:

- Causa di forza maggiore, dovuti a eventi eccezionali, come per esempio furti, o ordini di apertura delle linee per spegnimento di incendi o per motivi di sicurezza impartiti da Terna;
- Cause esterne: guasti provocati da utenti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi.

Inoltre, l’Autorità stabilisce che l’impresa distributrice deve classificare le interruzioni in base alla sezione di rete elettrica da cui ha origine l’interruzione:

- Interruzioni con origine “sistema elettrico”, come per esempio le interruzioni conseguenti agli ordini impartiti da Terna;
- Interruzioni originate sulle reti di trasmissione nazionale;
- Interruzioni originate sulle reti di altre imprese distributrici interconnesse;
- Interruzioni originate sulla rete AT dell’impresa distributrice;
- Interruzioni originate sulla rete MT dell’impresa distributrice;
- Interruzioni originate sulla rete BT dell’impresa distributrice [19];

Le cause che provocano l’interruzione di tensione possono essere di diversi tipi, come ad esempio fulmini, alberi, animali, guasti alle apparecchiature, aperture intempestive degli interruttori. Un’interruzione può provocare diversi inconvenienti e/o danni come per esempio la perdita di dati sensibili. Esistono diverse soluzioni per evitare le interruzioni e un esempio sono i gruppi di continuità (UPS).

4.1.4 Sovratensioni

Le sovratensioni possono essere classificate in due categorie, in funzione della loro origine:

- Sovratensione di origine interna;
- Sovratensione di origine esterna.

Le sovratensioni di origine interna possono manifestarsi con forma d'onda sinusoidale a frequenza industriale, oppure possono essere transitorie legate a situazioni di guasto

o di manovre, con forme d'onda sinusoidale a frequenza superiore a quella di rete. Le sovratensioni interne possono essere dovute a:

- Guasto franco a terra: quando si verifica, la tensione verso terra della fase con guasto si annulla mentre quella delle due fasi sane si incrementa di un fattore $\sqrt{3}$;
- Manovre: sono fenomeni che si verificano all'apertura e alla chiusura degli interruttori poiché, in questi istanti, si verifica una brusca variazione dello stato di regime del sistema elettrico che si manifesta sotto forma di oscillazioni di tensione la cui frequenza ed ampiezza dipendono dall'impedenza caratteristica della rete. Numerose esperienze condotte sugli impianti permettono di affermare che nel 50% delle manovre si originano delle sovratensioni la cui ampiezza, nella maggior parte dei casi, è contenuta entro le 3 volte la tensione di esercizio; solo raramente, grazie agli effetti dissipativi della rete, si arriva a 5-6 volte la tensione di esercizio;
- Diminuzione del carico: la diminuzione improvvisa del carico provoca un aumento della tensione a causa della riduzione della caduta di tensione sulla linea;

Particolarmente temibili sono le sovratensioni dovute ad archi intermittenti, che si verificano principalmente nei sistemi a neutro isolato. Si può dimostrare che, definite C_0 le capacità verso terra e C_1 le capacità tra le fasi, si possono avere, i seguenti fattori di sovratensione:

- Sulle fasi guaste:
$$V_{Gmax} = 2 + 4 \frac{C_0}{C_1}$$

- Sulle fasi sane:
$$V_{Smax} = \frac{3}{2} + 6 \frac{C_0}{C_1}$$

- Sul centro stella:
$$V_{0max} = 1 + 4 \frac{C_0}{C_1}$$

Registrazioni effettuate in Ireti mettono in evidenza l'elevata incidenza di tali sovratensioni, come evidenziato nel seguente oscillogramma:

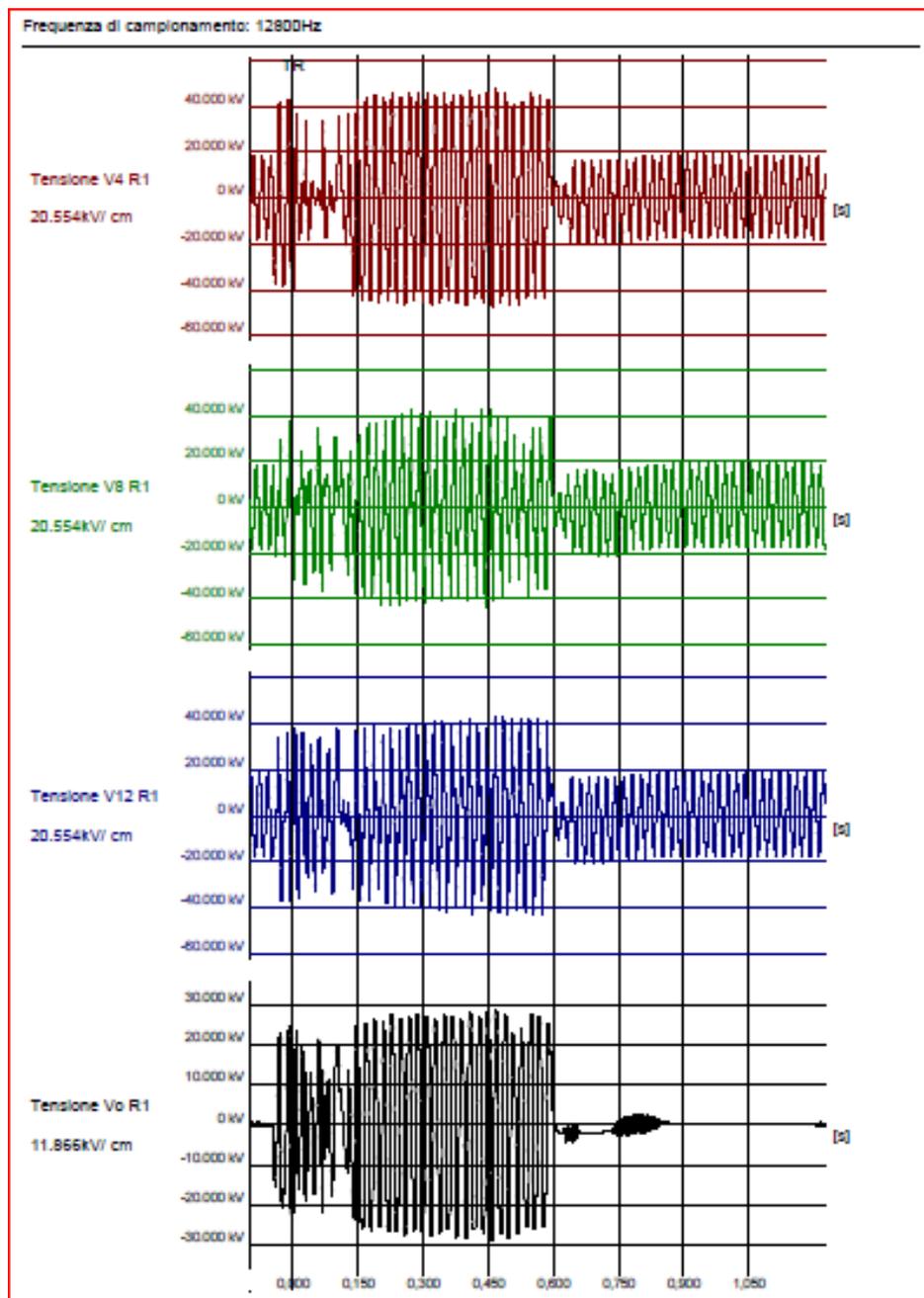


Figura 4.10: Sovratensioni per archi intermittenti

Le sovratensioni esterne sono dovute a fenomeni di origine esterna dell'impianto e possono essere suddivisi in:

- A fronte lento: dovute, per esempio, alla presenza di nubi cariche elettricamente in prossimità delle linee elettriche;

- A fronte ripido: sono generalmente dovute a fenomeni di origine atmosferica, ad esempio i fulmini.

4.1.5 Sovracorrenti

Normativamente, ogni circuito elettrico deve essere protetto contro le sovracorrenti, perciò vengono installati negli impianti degli interruttori o fusibili, che consentono di disalimentare rapidamente e selettivamente il circuito.

Indipendentemente dal sistema elettrico, la norma CEI 11-17 sulle linee in cavo, adotta le seguenti definizioni in relazione alle correnti che fluiscono nei circuiti:

- **Portata in regime permanente:** massimo valore della corrente che, in regime permanente e in condizioni specificate, il conduttore può trasmettere senza che la sua temperatura superi un valore specificato;
- **Sovracorrente:** corrente di valore superiore alla portata in regime permanente;
- **Corrente di sovraccarico:** sovracorrente che si verifica in un circuito elettricamente sano;
- **Corrente di cortocircuito:** sovracorrente che si verifica in seguito ad un guasto di impedenza trascurabile fra due punti fra i quali esiste tensione in condizioni ordinarie di esercizio.

4.1.5.1 Sovraccarichi

Il sovraccarico è tipico di un circuito elettricamente sano, percorso da una corrente superiore, generalmente fino a un massimo di 6/8 volte, rispetto corrente alla nominale del sistema. Degli esempi tipici in cui si verificano dei sovraccarichi sono la corrente di spunto di un motore elettrico, l'inserzione di un trasformatore, il funzionamento di un cavo con corrente superiore alla propria portata o l'impiego in regime continuativo di un dispositivo progettato per svolgere un servizio di durata limitata. Generalmente hanno un effetto prevalentemente termico e, se sono di durata limitata e poco frequenti, non provocano conseguenze pericolose, altrimenti, possono causare il deterioramento dell'isolante, degenerare in cortocircuiti o causare un incendio. Per gli impianti in

bassa tensione (fino a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua), le caratteristiche di funzionamento di un dispositivo di protezione contro i sovraccarichi devono rispondere alle seguenti due condizioni della norma CEI 64-8 in cui il cavo deve avere una portata maggiore o al limite uguale alla corrente d'impiego del circuito e il dispositivo di protezione non deve consentire il permanere di correnti superiori alla portata del cavo:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_f \leq 1.45 I_z$

dove:

- I_n : corrente nominale dell'interruttore;
- I_b : corrente di impiego;
- I_z : portata effettiva del cavo;
- I_f : Corrente convenzionale di funzionamento che rappresenta il minimo valore di sovracorrente che fa intervenire certamente l'interruttore entro il tempo convenzionale.

4.1.5.2 Cortocircuiti

Il cortocircuito consiste in una condizione anormale di funzionamento provocata da un collegamento indesiderato tra i conduttori del sistema oppure tra conduttori e terra. Possono essere ad impedenza trascurabile (guasto 'franco' o 'metallico'), per esempio, quando i conduttori si trovano direttamente a contatto, o viceversa, con impedenza di guasto. Inoltre, possono avere carattere simmetrico, nel caso di cortocircuito trifase, e dissimmetrico nel caso di guasto monofase a terra, bifase con o senza contatto a terra.

Le principali conseguenze dei cortocircuiti possono essere le seguenti:

- Rapida sopraelevazione di temperatura dei conduttori per effetto Joule proporzionale al quadrato dell'intensità di corrente ed alla durata del cortocircuito. Se non viene contenuta entro i limiti di tollerabilità può causare il danneggiamento degli isolanti nei componenti, la deformazione dei

- conduttori con degrado delle caratteristiche meccaniche e l'incollamento dei contatti dei sezionatori;
- Ingenti forze elettromeccaniche, attrattive o repulsive, proporzionali al quadrato della corrente di picco massima raggiunta che possono causare la deformazione dei conduttori, lo schiacciamento e la deformazione degli isolanti nelle macchine da cui possono seguire cortocircuiti in altri punti e la rottura di isolatori e strutture di supporto;
 - Danni nel punto di guasto per effetto dell'arco elettrico che molto spesso si manifesta nel punto dove ha ceduto l'isolamento che possono causare la fusione o l'erosione dei componenti;
 - Forte riduzione della tensione in una parte della rete e conseguente disturbo a molti utenti dipendente dalla durata del cortocircuito.
 - Comparsa di tensioni di passo e di contatto in prossimità dei dispersori di terra delle stazioni, proporzionali alle correnti disperse nel terreno in concomitanza con i cortocircuiti a terra.
 - Introduzione di forze elettromotrici nei circuiti di telecomunicazione situati parallelamente alle linee di energia ed a piccola distanza, durante i cortocircuiti che causano la circolazione di componenti omopolari
 - Qualora la corrente omopolare possa richiudersi attraverso guaine metalliche dei cavi o attraverso tubazioni o altre strutture metalliche sotterranee vi è il rischio che, in punti di elevata resistenza ohmica, possa verificarsi, per effetto del riscaldamento o dell'arco elettrico, la fusione del metallo, la perforazione delle tubazioni o l'incendio.

Il fenomeno del cortocircuito, indipendentemente dalla frequenza con cui si manifesta, risulta molto gravoso per gli elementi del circuito e per l'utenza, quindi, è necessario installare dispositivi capaci di interrompere lo stato di cortocircuito in un tempo molto breve; inoltre si devono dimensionare i componenti degli impianti in modo che le inevitabili sollecitazioni termiche ed elettrodinamiche siano sopportate senza danno per la durata e l'intensità massime dei cortocircuiti previste. [20]

Per la protezione contro il cortocircuito, la normativa prevede:

- La corrente nominale della protezione non sia inferiore alla corrente d'impiego del cavo:

$$I_n \geq I_b$$

- Il potere d'interruzione della protezione non sia inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto d'installazione:

$$P.I. \geq I_{cc}$$

- L'energia passante della protezione non superi l'energia sopportabile dal cavo:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Nel caso di linee dotate di DRA (dispositivi di richiusura), il tempo “t” da considerare nella formula deve tenere in considerazione anche i tempi di attesa della richiusura rapida e la durata della richiusura rapida; questo in relazione alla breve durata dei fenomeni e dell'adiabaticità degli effetti termici di breve durata.

La scelta delle protezioni contro i sovraccarichi ed i cortocircuiti dipende dalle caratteristiche della linea, come definite in fase di progettazione; si ritiene opportuno, pertanto, dare un breve accenno ai principali criteri di progettazione delle linee, con particolare riferimento alla scelta delle sezioni del conduttore.

4.1.5.3 Metodo per il calcolo della portata delle linee aeree

Il dimensionamento dal punto di vista della portata in corrente delle linee aeree, si può effettuare tramite il metodo di Shucker e Flyck. Quando il conduttore di una linea aerea è percorso da corrente è soggetto, per effetto Joule, a dilatazioni termiche con conseguente ed indesiderata diminuzione del franco da terra. Inoltre, è soggetto ai seguenti scambi termici:

- Acquisizione di energia termica per irraggiamento solare (P_s);
- Dissipazione di energia per convezione (P_c);

- Dissipazione di energia per conduzione (P_r).

Affinché non si verifichino pericolosi aumenti di freccia, deve esistere un bilancio termico in cui la sommatoria di tutti gli effetti dissipativi sia nulla.

Questa condizione si esprime con la seguente disequazione:

$$I \leq \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s}{R_{ac}}}$$

Dove:

- P_c : potenza dissipata dal conduttore per convezione in W/km;

La potenza dissipata dal conduttore è rappresentata dalla seguente formula:

$$P_c = \frac{316 * \pi * (T_c - T_a) * \sqrt{p * v * D}}{T_m^{0,123}}$$

- T_c : temperatura assoluta del conduttore in K;
- T_a : temperatura assoluta dell'ambiente in K;
- p : pressione atmosferica in atm;
- v : velocità del vento in km/h;
- D : diametro del conduttore;
- T_m : temperatura media in K;

$$T_m = \frac{T_c + T_a}{2}$$

- P_r : potenza dissipata dal conduttore per conduzione in W/km:

$$P_r = 179 * e * D * \left[\frac{T_c^4}{100} - \frac{T_a^4}{100} \right]$$

- P_s : potenza ricevuta dal conduttore per irraggiamento in W/km:

$$P_s = K * D * a$$

- K : coefficiente dipendente dalla posizione geografica;
- a : coefficiente di assorbimento della superficie del conduttore cilindrico di lunghezza unitaria;

- R_{ac} : resistenza del conduttore alla sovratemperatura $T_c - 20^\circ C$ in Ω/km ;

$$R_{ac} = R_{ac20^\circ C} * [1 + \alpha(T_{max} - 20)]$$

- T_{max} : temperatura massima ammissibile dal conduttore in $^\circ C$.

4.1.5.4 Portata delle linee in cavo AT ed MT

Per la progettazione di sistemi in cavo AT [20] entrano in gioco vari criteri ed è il progettista della linea elettrica attraverso dei calcoli ingegneristici a valutarne la portata attraverso:

- Criterio di scelta costruttiva;
- Progetto termico;
- Progetto elettrico;
- Metodi di connessione degli schermi metallici.

Il progettista deve tenere in considerazione la natura geologica del terreno e valutare la sua capacità di dissipazione dell'energia termica sviluppata per effetto Joule; pertanto, la portata dei cavi appartenenti a sistemi di III categoria non può essere determinata esclusivamente in funzione delle sue caratteristiche, ma, dipende sostanzialmente dal tipo di posa e da eventuali *strozzature termiche* che il cavo deve sopportare lungo il suo percorso (esempio: inglobamento del cavo in cassonetto di calcestruzzo in prossimità di attraversamenti stradali soggetti a carichi eccezionali).

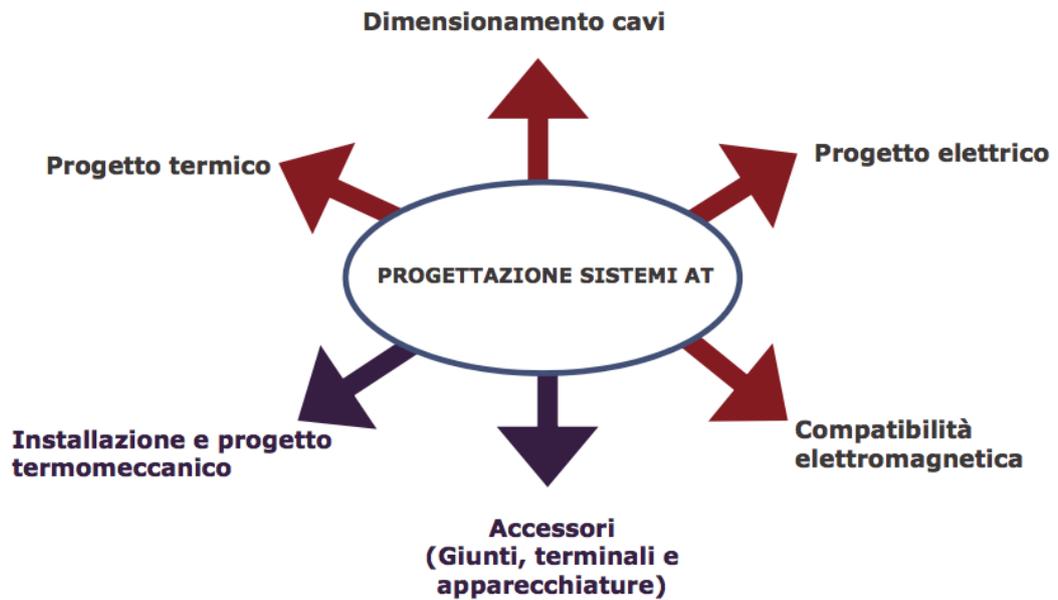


Figura 4.11: Progettazione dei sistemi in cavo AT [20]

Per quanto riguarda i cavi MT, invece, è possibile effettuare in via preliminare il calcolo della portata perché i costruttori definiscono, a catalogo, la portata al limite termico nelle diverse condizioni di posa e forniscono, inoltre, opportuni *coefficienti di correzione* da applicare in relazione a diversi fattori, quali:

- Temperatura dell'ambiente;
- Tipo di posa (interrata, in canaletta);
- Parallelismi con altri elettrodotti;
- Posa in fascio con altri cavi (parallelismi).

Un cavo MT utilizzato negli impianti utilizzatori è caratterizzato da:

- Tipo di conduttore, solitamente in rame o in alluminio;
- La formazione dei conduttori (numero e sezioni delle anime);
- Il tipo di isolante;
- Lo schermo realizzato mediante fili in rame per cavi unipolari o nastri di rame per cavi tripolari. Per fornire una protezione anche contro i contatti diretti lo schermo, secondo la norma CEI 11-17, deve essere collegato a terra ad entrambe le estremità;
- L'armatura;

- La guaina di protezione esterna.

La portata di un cavo, considerata come la massima corrente che il conduttore può portare in regime permanente e in condizioni di posa specificate senza che sia superata la massima temperatura sopportabile dall'isolante, è definita dal costruttore del cavo e dipende da:

- Il tipo di isolante;
- Le perdite nel conduttore, nell'isolante (dielettrico) e nella guaina;
- La temperatura ambiente;
- Il tipo di posa (in aria, in tubo, nel terreno);
- La modalità di posa (orizzontale, verticale, numero di conduttori adiacenti).

Il tempo minimo necessario a raggiungere la temperatura massima ammissibile in un conduttore, viene determinato con l'equazione di bilancio energetico dell'energia prodotta ed immagazzinata dal conduttore stesso percorso da corrente, considerando il processo adiabatico.

$$t = \left(\frac{mc}{Ri^2} \right) \Delta\theta$$

Dove:

- R = resistenza del conduttore [W];
- i = corrente [A];
- t = durata della sovracorrente [s];
- $\Delta\theta$ = massimo salto di temperatura ammesso, partendo dalla massima temperatura di regime [°C];
- m = massa del conduttore [kg];
- c = calore specifico del materiale conduttore.

Riportando su un grafico la funzione $t=f(i)$ si ottiene, per ciascuna tipologia di cavo, la curva di danneggiamento dei più comuni cavi usati sulla rete MT.

Il coordinamento delle protezioni di massima corrente è finalizzato ad evitare che, nelle condizioni più sfavorevoli, non venga mai oltrepassata la curva di danneggiamento del cavo da proteggere.

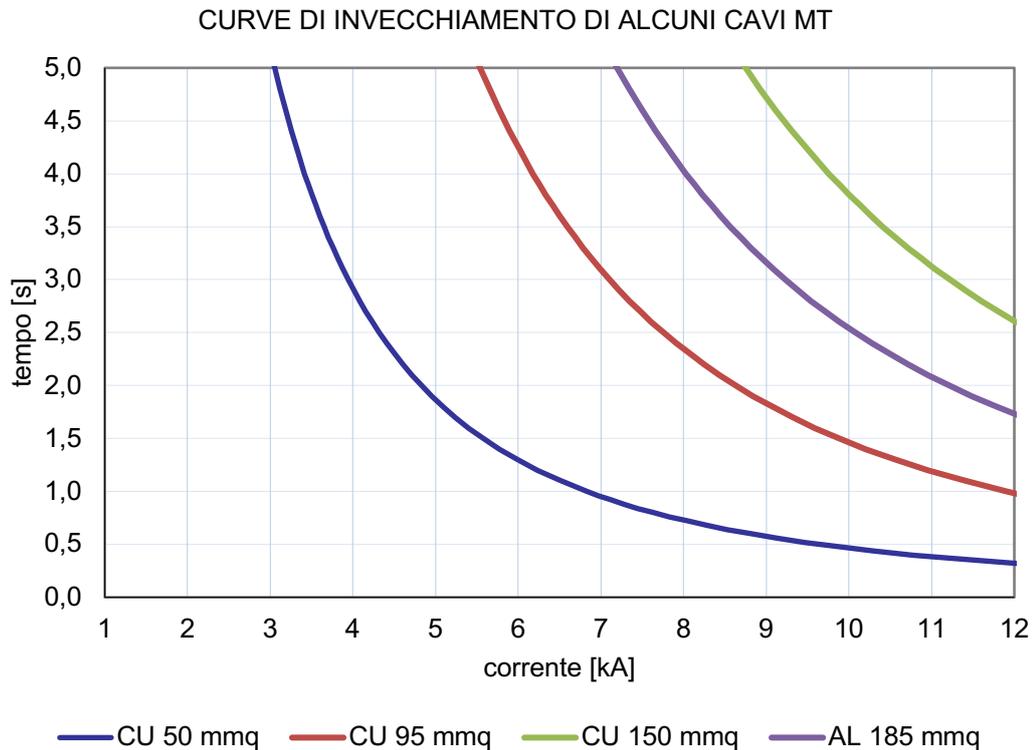


Figura 4.12: Curve di invecchiamento cavi MT

4.2 Protezione degli impianti elettrici

I sistemi elettrici possono essere soggetti a condizioni di funzionamento anomale alle quali bisogna far fronte con opportuni provvedimenti tendenti da un lato a evitarle e dall'altro a limitarne gli effetti. Il verificarsi di un guasto in un impianto elettrico potrebbe causare conseguenze molto gravi se mancassero opportuni sistemi di protezione. Potrebbero verificarsi, per esempio, delle sovracorrenti con effetti termici ed elettrodinamici anche inammissibili, sovratensioni intollerabili per gli isolamenti utilizzati, l'incendio delle apparecchiature.

Bisogna perciò intervenire in modo tempestivo per evitare conseguenza sulla regolarità e continuità del servizio. Diversi tipi di relè vengono utilizzati per la protezione degli impianti elettrici e le classificazioni possono essere di diversi tipi.

Le protezioni possono essere classificate in:

- Protezioni meccaniche;

- Protezioni termiche;
- Protezioni elettriche.

Una tipica protezione meccanica è il relè Buchholz, utilizzato per rilevare e segnalare anomalie che si verificano durante il funzionamento del trasformatore. Il relè di Buchholz rileva:

- Presenza di bolle d'aria dovute a errato riempimento iniziale;
- Formazione di gas dovuta a decomposizione dell'olio isolante e degrado degli isolanti solidi;
- Abbassamento del livello di olio dovuto a perdite dalla cassa;
- Flusso d'olio dalla cassa al conservatore dovuto scarica interna.

Fanno parte delle protezioni termiche i relè di temperatura dei trasformatori. Tali protezioni rivestono una fondamentale importanza per la salvaguardia del macchinario, in quanto, una sovratemperatura può portare al rapido deterioramento degli isolanti ed al cedimento del dielettrico del trasformatore. Per il controllo della temperatura, i trasformatori in resina vengono generalmente equipaggiati con termoresistori, collegati a loro volta ad unità di gestione e controllo, che segnalano o sganciano direttamente il trasformatore al superamento delle soglie definite. Per i trasformatori in olio invece la misurazione in temperatura viene gestita utilizzando diversi tipi di termosonde.

Le protezioni elettriche delle reti di distribuzione sono di diversa tipologia ed applicazione ed una prima classificazione può essere fatta:

- In base della zona protetta:
 - Protezioni di macchina (salvamotori, differenziali, massima tensione);
 - Protezioni di zona (differenziali o a impedenza);
 - Protezioni di linea (massime correnti, a impedenza, direzionali);
 - Protezioni di sbarra (minima tensione, differenziali);
- In base alla selettività:
 - Protezioni selettive (massima corrente, a impedenza);
 - Protezioni non selettive (minima tensione, di frequenza);

- In base alle specifiche di utilizzo:
 - Protezioni di ricalzo (fusibili, massima corrente, min/max tensione);
 - Protezioni di interfaccia (protezioni di minima tensione, minima/massima frequenza, massima corrente);
 - Protezioni per la realizzazione di automatismi (verificatori di sincronismo);
- In base alla funzione svolta:
 - Protezione di allarme (minima tensione sbarre);
 - Protezione di allarme e scatto (tutte le protezioni di linea);
 - Protezione di allarme e blocco (max. corrente variatore sotto carico);
 - Protezione di allarme, scatto e blocco (differenziali TR e Sbarra);
- In base al tipo di inserzione:
 - Relè diretti montati a bordo interruttore e alimentati direttamente dalla corrente primaria;
 - Relè ad inserzione indiretta senza alimentazione ausiliaria;
 - Relè ad inserzione indiretta con alimentazione ausiliaria.

Un'ulteriore classificazione dei relè tiene conto del tempo in cui essi devono intervenire:

- Relè a tempo indipendente, nei quali i tempi di funzionamento possono essere considerati indipendente dalla grandezza caratteristica e possono essere a loro volta suddivisi in relè ad intervento rapido e relè ad intervento ritardato in cui il ritardo viene realizzato attraverso dei dispositivi di temporizzazione;
- Relè a tempo dipendente, che possono essere definiti a tempo diretto quando il tempo di funzionamento è tanto più grande quanto più grande è il valore assunto dalla grandezza caratteristica o viceversa a tempo inverso quando il tempo di funzionamento è tanto più piccolo quanto più grande è il valore assunto dalla grandezza caratteristica.

Al fine di rendere univoca l'identificazione dei relè di protezione, a ciascuna tipologia di dispositivo è associato un codice alfanumerico secondo lo

Standard ANSI / IEEE C37.2 (Standard per i numeri di funzione del dispositivo del sistema di alimentazione elettrica, acronimi e designazioni dei contatti):

- **21** Relè a distanza; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per l'identificazione dei guasti sulle linee AT con neutro francamente a terra;
- **27** Relè minima tensione; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per le seguenti funzioni:
 - Minima tensione sbarra MT;
 - Minima tensione servizi ausiliari BT;
- **50-51** Relè di sovracorrente istantaneo/ritardato; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per le seguenti funzioni:
 - 51-C Massima corrente per blocco variatore sotto carico;
 - 51-1 Soglia di sovraccarico linea o trasformatore;
 - 51-2 Prima soglia di cortocircuito linea o trasformatore;
 - 51-3 Seconda soglia di cortocircuito linea;
- **59** Relè di sovratensione; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per le seguenti funzioni:
 - 59-1 Prima soglia di massima tensione sbarre MT;
 - 59-2 Seconda soglia di massima tensione sbarre MT;
 - 59-Uo Massima tensione omopolare sbarre MT;
- **67Ns** Relè di guasto a terra; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per le seguenti funzioni:
 - 67-1 Direzionale di terra a neutro compensato;
 - 67-2 Direzionale di terra a neutro isolato;
 - 67-3; 67-2b Doppio guasto a terra;
 - 67-4 Guasto intermittente;
 - 67-5 Guasto evolutivo;
- **79** Richiusura automatica;
- **81** Dispositivo di frequenza; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per assolvere la funzione di “alleggeritore automatico di carico”;
- **87** Relè di protezione differenziale; utilizzato, in ambito distribuzione elettrica, per le seguenti funzioni:

- 87L Differenziale per linee AT in cavo;
- 87T Differenziale trasformatore;
- 87S Differenziale sbarre AT;
- **27S** Minima tensione cc, utilizzata sui sistemi ausiliari a 110 Vcc.

Per quanto sopra esposto, si osserva che determinate protezioni richiedono un segnale di corrente derivato dal trasformatore amperometrico, altre protezioni richiedono un segnale di tensione derivato dal trasformatore voltmetrico o, viceversa, ci sono protezioni che richiedono ambo le grandezze, derivate da entrambi i riduttori di misura. In linea generale, i trasformatori di misura sono progettati per assolvere funzione di protezione o di misura.

Salvo diversamente prescritto dal Costruttore, le suddette funzioni non sono interscambiabili:

- I secondari destinati alle protezioni elettriche sono maggiormente sovraccaricabili a discapito della loro precisione perché devono riprodurre le componenti al secondario anche in caso di sovratensioni e di sovracorrenti.
- I secondari destinati alle misure, invece, sono caratterizzati da elevata precisione, ma, a condizione che non siano sovraccaricati oltre i limiti indicati dalla normativa.

I TA e dei TV, in relazione alla funzione protettiva, possono essere distinti in:

- **TA di fase**, collegati in serie alla linea; sono destinati alle protezioni che richiedono la misura delle correnti di fase:
 - Massime correnti di fase (sovraccarico o corto circuito) (51);
 - Distanziometriche (21);
 - Differenziali di corrente (87).
- **TV di fase**, collegati in derivazione alla linea; sono destinati alle protezioni che richiedono la misura delle tensioni di fase:
 - relè di massima tensione di fase (59);
 - relè di minima tensione di fase (27);
 - relè di massima tensione omopolare (59N);

- distanziometriche (21).
- **TA omopolare**, costituito, generalmente, da un toroide che racchiude tutte le fasi, oppure, da TA di fase con secondario collegato in configurazione Holmgreen. Il segnale di corrente omopolare fornito dal toroide è destinato, tipicamente, alle protezioni che rilevano il guasto a terra:
 - Relè di massima corrente omopolare (51N);
 - Relè direzionale di terra (67N).
- **TV omopolare**, ottenuto mediante il collegamento a triangolo aperto degli avvolgimenti secondari. In condizioni di rete stabile, le 3 tensioni secondarie sono di ugual modulo e sfasate di 120° perciò, la tensione risultante misurata ai capi del triangolo aperto è nulla. In presenza di guasto monofase a terra, ai capi del triangolo si presenterà una tensione omopolare il cui valore dipenderà dai rapporti di trasformazione e dalla resistenza di guasto (nelle applicazioni di Cabina Primaria, con $R_G=0$ la U_0 assumerà il valore di 100 V secondari). Il segnale di tensione omopolare disponibile sul triangolo aperto è destinato alle protezioni di guasto a terra
 - Relè di massima tensione omopolare (59N);
 - Relè direzionale di terra (67N).

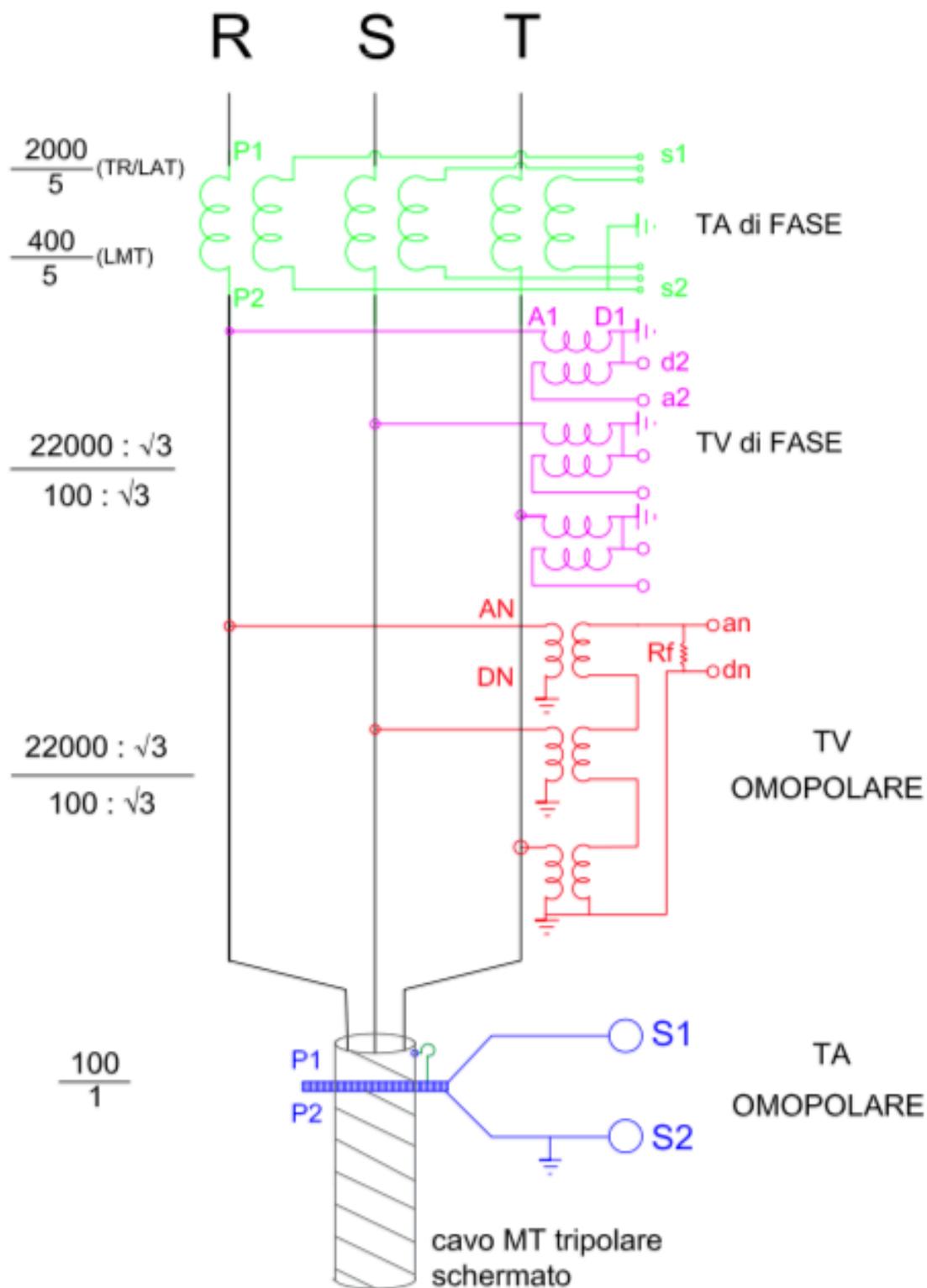


Figura 4.13: Rilevamento delle grandezze elettriche

La corretta scelta dei TA in fase di progettazione dell'impianto rappresenta il primo passo per ottenere un efficace sistema protettivo. L'indagine eseguita su un cospicuo parco macchinario, ha evidenziato che la scelta del Distributore è mediamente orientata, per quanto riguarda la media tensione, sulle seguenti soluzioni:

- TA di fase = 400/5 classe 5P30;
- TA omopolari = 100/1 classe 5P20.

Il TA di fase con classe di sovraccaricabilità pari a 30 garantisce visibilità dei guasti fino a 12 kA, superiore alla corrente di corto circuito a valle di un trasformatore da 63 MVA.

Per quanto riguarda, invece, il TA omopolare, il fattore di sovraccaricabilità pari a 20 garantisce contro il fenomeno della saturazione del TA dovuta alla componente unidirezionale associata ai guasti a terra a bassa resistenza di guasto a neutro compensato.

La figura sotto mostra un ritardo nell'intervento della protezione a causa della saturazione dei TA.

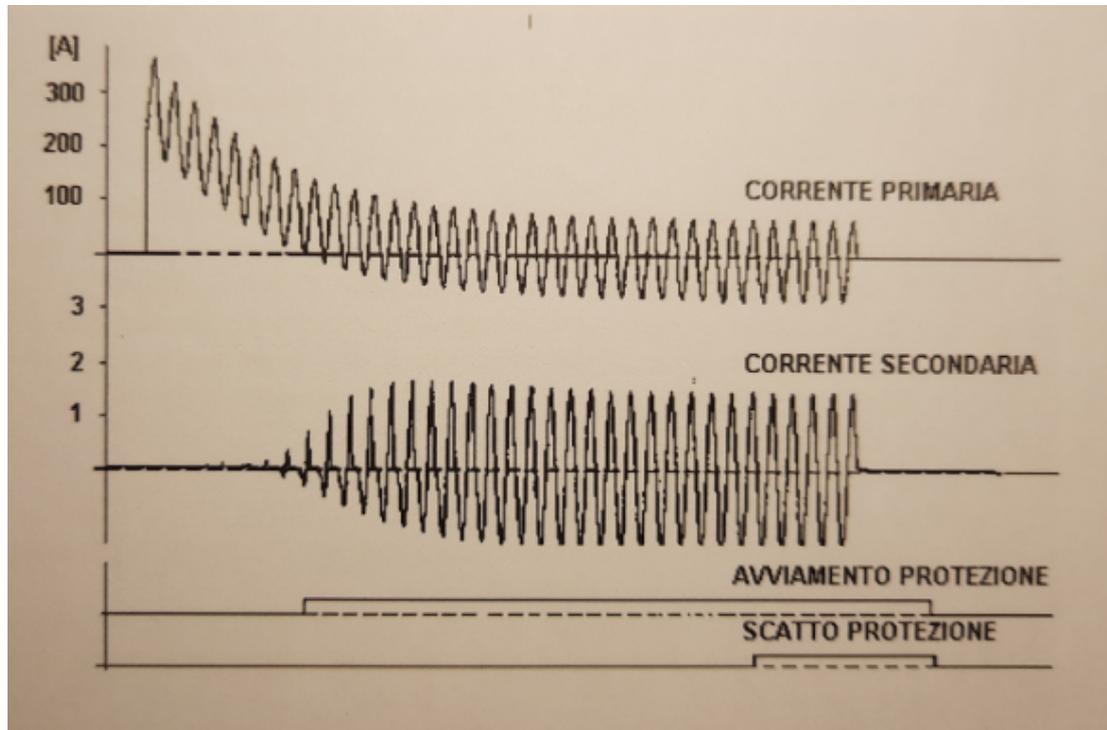


Figura 4.14: Effetto della saturazione dei TA omopolari

4.2.1 Protezione massima corrente 50-51

Negli impianti del Distributore, la protezione di massima corrente è universalmente impiegata per l'estinzione dei guasti che determinano correnti di sovraccarico e di corto circuito, principalmente sulle linee ma anche per guasti all'interno dei trasformatori AT/MT.

In relazione alle caratteristiche di intervento, le protezioni a massima corrente possono essere classificate in 3 tipi:

- Tempo indipendente;
- Tempo dipendente;
- Fusibili.

Negli impianti AT/MT ed MT/BT, dove viene eseguita la trasformazione primaria e secondaria, si utilizzano protezioni a massima corrente a tempo indipendente: il tempo di intervento della protezione non dipende dall'entità del sovraccarico o cortocircuito, la caratteristica d'intervento è a gradino come nella seguente figura:

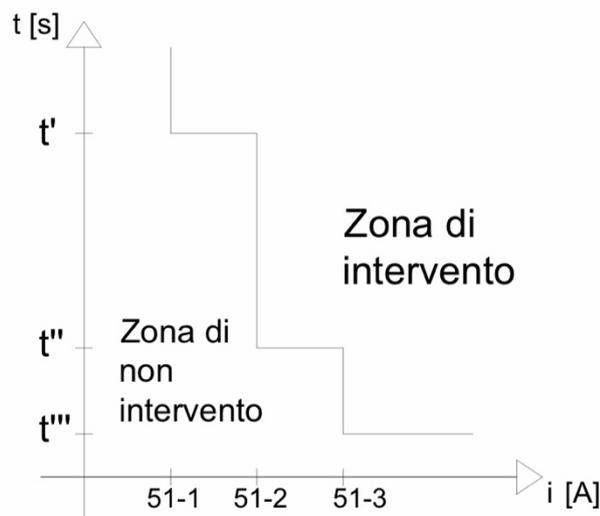


Figura 4.15: Caratteristica d'intervento a tempo indipendente

Differente il caso delle protezioni a tempo dipendente, come il magnetotermico ad uso domestico o per protezione dei motori, dove i sovraccarichi sono variabili e possono essere tollerati per un certo tempo. Si utilizzano perciò delle protezioni di massima

corrente che possono tollerare un sovraccarico per un tempo inversamente proporzionale al sovraccarico. Viene definito il tempo convenzionale:

- 1h se $I_n \leq 63$ A;
- 2h se $I_n > 63$ A;

Vengono inoltre definite le seguenti correnti:

- I_n : valore della corrente nominale;
- I_{nf} : corrente convenzionale di non funzionamento che rappresenta il valore massimo di sovracorrente che non fa intervenire l'interruttore entro il tempo convenzionale;
- I_f : corrente convenzionale di funzionamento che rappresenta il minimo valore di sovracorrente che fa intervenire l'interruttore entro il tempo convenzionale;
- I_{m1} e I_{m2} : correnti di intervento magnetico, valore di sovracorrente di intervento dello sganciatore elettromagnetico [21].

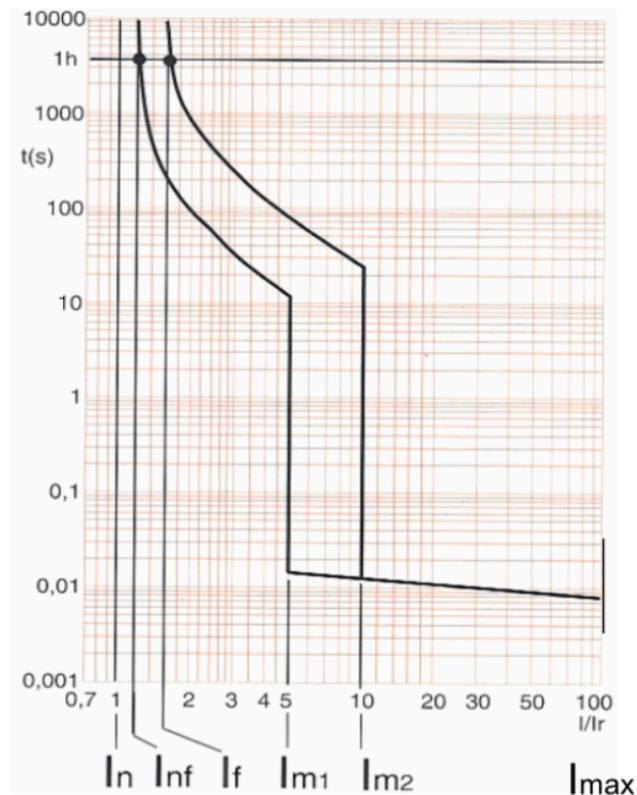


Figura 4.16: Caratteristica di intervento magnetotermico [21]

La protezione a massima corrente deve contemplare almeno 2 soglie, una per proteggere gli impianti dal sovraccarico e una dal cortocircuito. I distributori generalmente utilizzano 3 soglie di corrente, la prima soglia per il sovraccarico definita dal codice ANSI 51-1 e 2 soglie per il cortocircuito, 51-2 e 51-3:

- 51-1: alla prima soglia è demandato il compito di intervenire con ritardo convenuto qualora i valori di corrente rilevati superino quelli nominali della linea o dell'apparecchiatura da proteggere, con opportuni ritardi al fine di essere selettiva rispetto alle condizioni di sovracorrente che possono manifestarsi sull'eventuale rete a valle;
- 51-2: alla seconda soglia è demandato il compito di interrompere correnti più elevate, tipiche dei cortocircuiti in rete;
- 51-3: alla terza soglia è demandato il compito di interrompere correnti molto elevate in un tempo zero.

È necessario quindi rilevare le massime correnti da portare al relè che deve intervenire in caso di sovraccarico o cortocircuito. Vengono installati dei trasformatori amperometrici in quanto essendo le correnti in gioco molto elevate è necessario ridurre i valori.

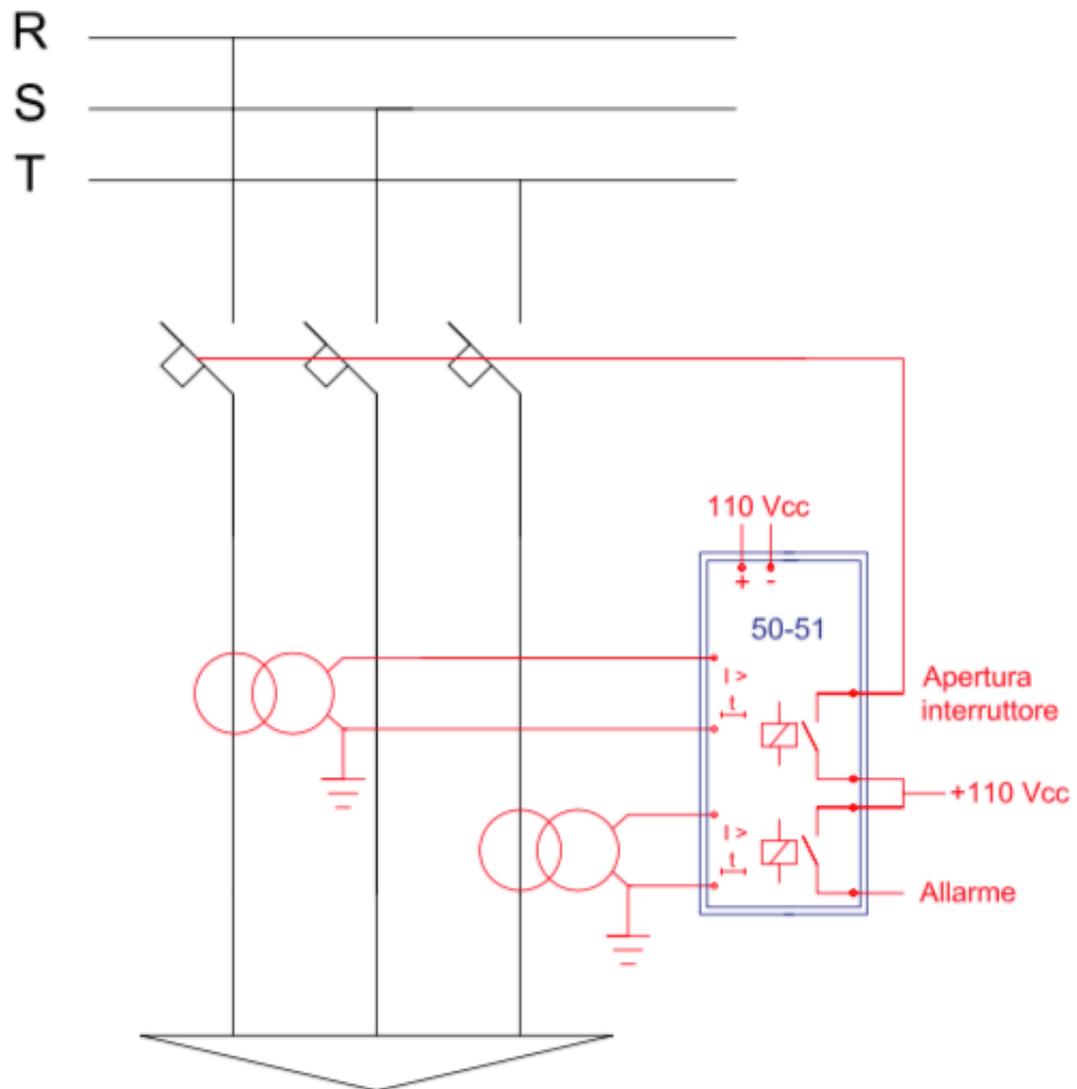


Figura 4.17: Circuito di rilevazione correnti di fase

Sul bus di uscita della protezione, contatti elettrici opportunamente programmati eseguiranno l'apertura del/degli interruttore/i e l'invio di segnalazioni a distanza (telecontrollo) e sul centralino allarmi locale.

Per la rilevazione delle correnti omopolari, la grandezza inviata alla protezione viene rilevata attraverso un toroide omopolare che in uscita fornisce la somma vettoriale delle correnti di fase, pressoché nulla in condizioni normali.

$$\bar{I}_r + \bar{I}_s + \bar{I}_t = 0$$

Viceversa, il toroide omopolare fornirà in uscita una risultante in condizioni di guasto verso terra.

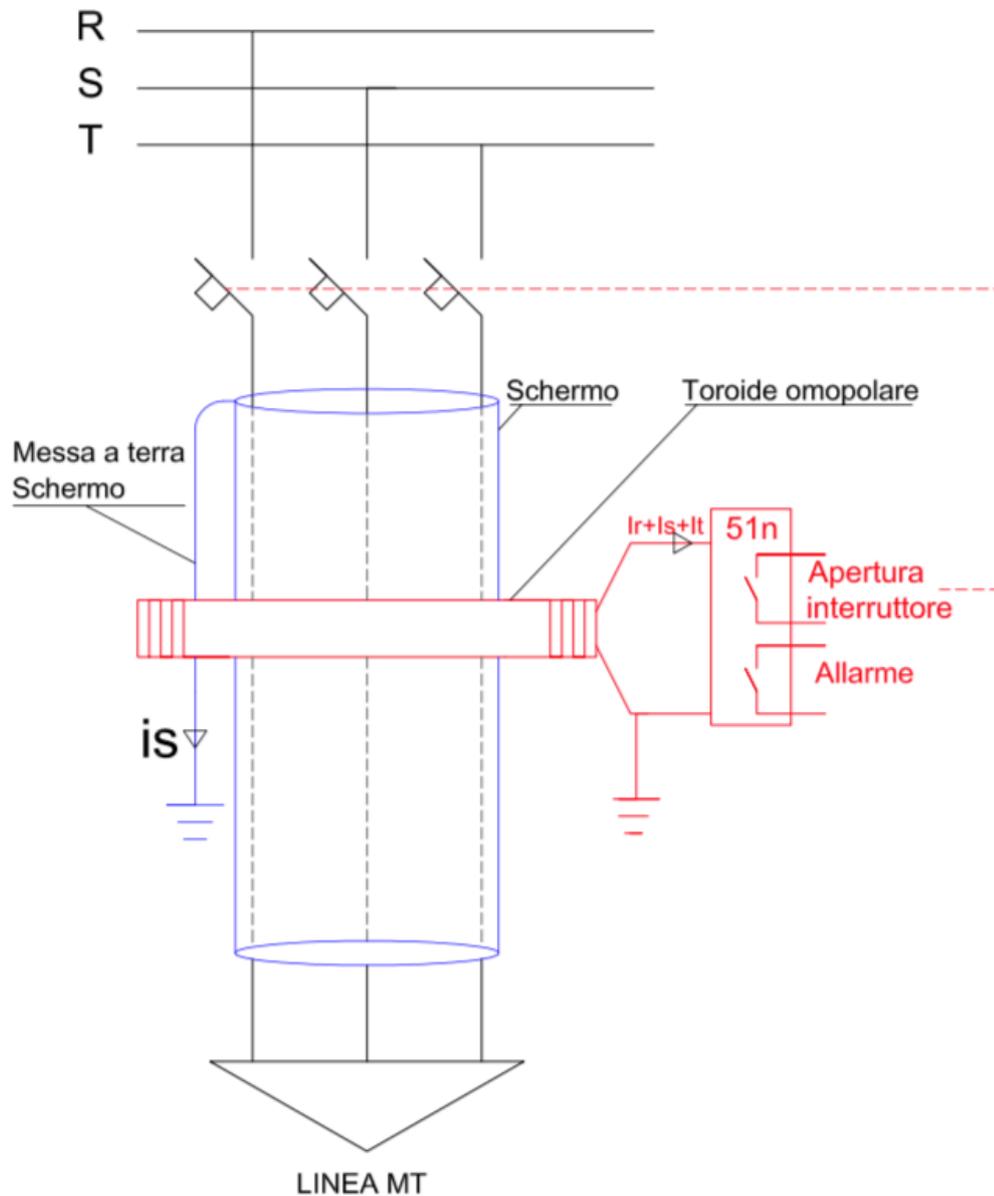


Figura 4.18: Circuito di rilevazione correnti omopolari

Al fine di evitare scatti indesiderati dovuti alle correnti circolanti sugli schermi dei cavi, occorre effettuare l'annullamento delle componenti di schermo mediante opportuno collegamento della messa a terra di schermo (vedi figura).

Con questa configurazione, la protezione assume il codice ANSI 51N; anch'essa, come la 51, ha un doppio contatto in uscita di cui uno per mandare l'allarme al sistema di

telecontrollo e l'altro, collegato all'interruttore della linea, per operarne l'apertura. È una protezione a tempo indipendente, a 2 soglie (allarme e scatto).

4.2.1.1 Fusibile

In alcune situazioni impiantistiche, come, ad esempio, al primario del trasformatore MT/BT, la protezione dalle sovracorrenti è ottenuta mediante fusibili associati ad interruttore di manovra-sezionatore (IMS).

Il fusibile, secondo una determinata caratteristica di intervento, è in grado di interrompere la corrente se viene superata una determinata soglia prefissata. È costituito dall'elemento fusibile, la cui scelta condiziona le caratteristiche di funzionamento e di usura, da un corpo ceramico, in vetro o porcellana, che deve sopportare stress meccanici e termici e dai contatti che collegano il fusibile al supporto fisso nel circuito. Questi tre elementi definiscono la cosiddetta "cartuccia", a sua volta riempita con sabbia estinguente a base quarzo, che riduce e raffredda l'arco fino alla sua estinzione. La cartuccia è equipaggiata, inoltre, con un percussore che provvede allo sgancio dell'IMS in modo da provvedere alla disalimentazione di tutte e tre fasi. I fusibili vengono classificati dalla norma CEI EN 60269-1 (ex CEI 32-1): a seconda del campo di interruzione e della categoria d'uso, attraverso due lettere:

- Prima lettera, campo di interruzione e distinguiamo:
 - **g** generale (a campo pieno);
 - **a** campo ridotto.
- Seconda lettera, categoria d'uso:
 - **G** generico;
 - **M** per uso combinato con motori;
 - **N** Nord-Americano;
 - **D** Nord-Americano ritardato.

Le grandezze di specifica dei fusibili sono:

- Tensione nominale;

Capitolo 4 – Protezioni Elettriche

- Corrente nominale, corrente che il fusibile può condurre senza intervenire;
- Potere di interruzione nominale, che rappresenta il valore massimo di corrente di cortocircuito che è in grado di interrompere;
- Tipologia di fusibile;
- Corrente di sicuro intervento e di sicuro non intervento entro il tempo convenzionale;
- Velocità d'intervento che classifica i fusibili in ultrarapidi, rapidi, semiritardati, ritardati e super-ritardati.

La scelta del fusibile, quale elemento protettivo, è condizionata dal fatto che, a seguito della fusione, è necessario provvedere alla sostituzione, con conseguenti lunghi tempi di ripristino; il suo uso in ambito Distribuzione, pertanto, è limitato alla protezione primaria dei trasformatori MT/BT ed alla protezione dei circuiti di protezione in corrente continua.

Per i fusibili di uso generale (tipo gG), valgono le seguenti condizioni, con tempi convenzionali di intervento variabili da 1 a 4 ore, in relazione alla corrente nominale:

$$I_f = 1.6 I_n$$
$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Dove:

- I_z rappresenta la portata effettiva del cavo;
- I_f = corrente di fusione;
- I_n = corrente nominale.

La caratteristica di intervento del fusibile tipo **gG** è rappresentata nella figura seguente:

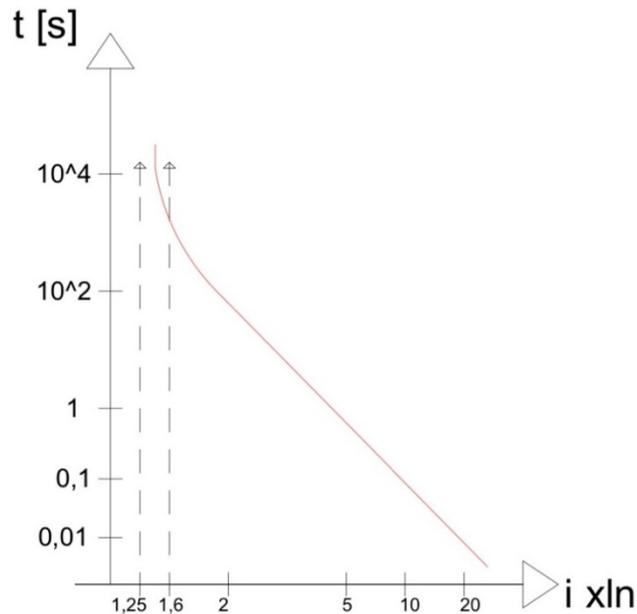


Figura 4.19: Caratteristica di intervento fusibile gG

4.2.2 Protezione contro i guasti a terra

La protezione contro i guasti a terra, come illustrato in 2.7, richiede relè diversi in relazione al tipo di collegamento del neutro.

Per le reti con neutro a terra tramite bassa impedenza, la protezione contro il guasto a terra può essere efficacemente ottenuta tramite protezioni di massima corrente.

Per reti nelle quali, invece, il neutro è isolato o a terra tramite impedenza, la selezione del guasto a terra può essere fatta mediante protezioni che sfruttano le correnti e tensioni omopolari:

- Tensione omopolare (I_0) → relè di massima tensione omopolare $59U_0$;
- Corrente omopolare (U_0) → relè di massima corrente omopolare $51N$;
- $\vec{I}_0 + \vec{V}_0$ → relè direzionale di terra 67N (l'uso del grassetto indica che si tratta di grandezze vettoriali);

Tra queste, la protezione di guasto a terra per eccellenza è sicuramente la direzionale di terra, in quanto, garantisce il miglior livello di selettività della tratta guasta.

4.2.2.1 Protezione Direzionale di Terra

Una rete sana è caratterizzata da due equazioni che definiscono la corrente e la tensione omopolare:

$$\overline{i_{c1}} + \overline{i_{c2}} + \overline{i_{c3}} = 0$$

$$\overline{v_1} + \overline{v_2} + \overline{v_3} = 0$$

Dove, le ‘ i_c ’ sono le correnti che fluiscono dalle fasi verso terra attraverso le capacità trasversali dei cavi e le ‘ v ’ sono le tensioni fase-terra del sistema alimentato dallo stesso trasformatore AT/MT.

Tali equazioni mettono in evidenza il fatto che, in condizioni normali della Rete, la sommatoria vettoriale delle tre correnti che fluiscono attraverso la reattanza capacitiva di dispersione verso terra di ciascuna fase è uguale nulla e la sommatoria vettoriale delle tre tensioni fase-terra è pure nulla, a meno di risultanti di entità trascurabile dovute a piccole, ma inevitabili, difformità costruttive dei conduttori trifase.

Quando avviene un guasto verso terra, la capacità verso terra della fase guasta viene cortocircuitata dalla resistenza di guasto, pertanto, la tensione ai suoi capi si riduce fino ad annullarsi quando la resistenza di guasto è nulla. Ciò avviene su tutta la rete MT alimentata dallo stesso trasformatore AT/MT, mentre, non interessa la rete BT a valle.

Si ha, pertanto, sul sistema MT, uno squilibrio delle tensioni fase-terra dovuto al contatto di una delle fasi a terra. Tale squilibrio determina la comparsa di componenti omopolari di tensione e corrente che possono essere utilizzate da relè di tipo varmetrico (per reti a neutro isolato) o wattmetrico (per reti a neutro compensato), per discriminare i guasti a terra.

In particolare, la corrente omopolare assume valori in modulo e fase assai diversi sulla linea guasta rispetto alle linee sane; tale proprietà è utilizzata dal relè direzionale di terra per discriminare la direzione del guasto “in avanti” o “di spalle”.

Capitolo 4 – Protezioni Elettriche

Equipaggiando ciascuna linea MT con una protezione direzionale, quindi, si ha l'intervento della sola protezione della linea guasta, mentre, tutte le altre rimangono a riposo.

La corrente di guasto a terra dipende dal tipo di cavo e dal tipo di linea aerea, ma, quando non è richiesta elevata precisione, è possibile ricorrere a formule empiriche che permettono di calcolare la *corrente presunta di guasto monofase a terra*, facendo una distinzione tra linea in cavo e linea aerea:

$$I_{g_cavo} = 0,2 \times kV \times km$$

$$I_{g_aerea} = 0,03 \times kV \times km$$

Le componenti volt-amperometriche utilizzate dalle protezioni direzionali di terra a neutro isolato sono prelevate attraverso opportuni riduttori di misura, come descritto ai capitoli precedenti:

- Per le correnti omopolari: toroidi omopolari o TA di fase collegati in Holmgreen, con rapporto di trasformazione tipico 100/1;
- Per le tensioni omopolari, dal secondario dei TV di fase collegati in configurazione “a triangolo aperto”.

La caratteristica di intervento della protezione direzionale di terra è dunque, un grafico $V_o=f(I_o)$ come quello rappresentato in figura.

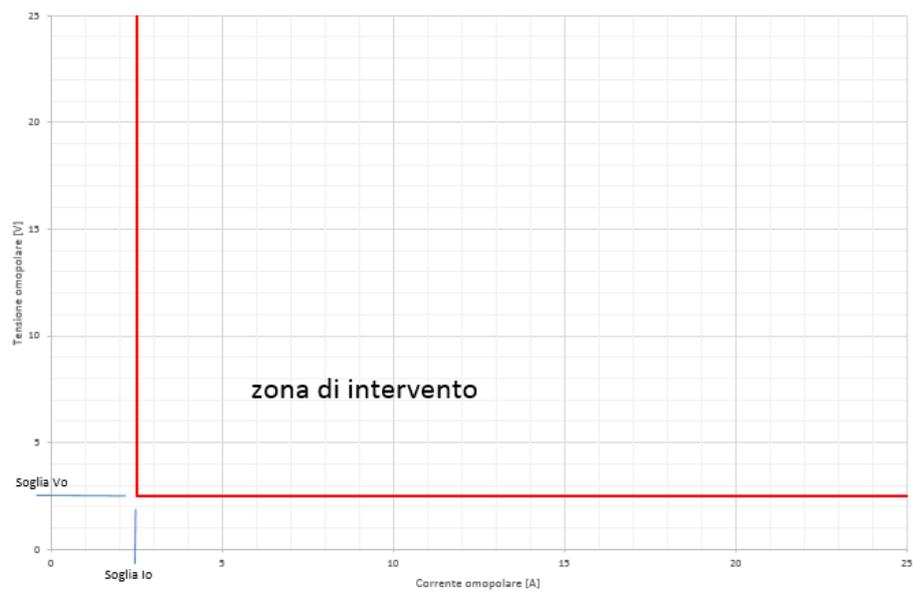


Figura 4.20: Caratteristica d'intervento del Direzionale di Terra

4.2.2.1.1 Protezione direzionale di terra a neutro isolato – 67-2

La corrente di guasto nel caso di neutro isolato può essere valutata considerando il seguente circuito equivalente alla sequenza omopolare:

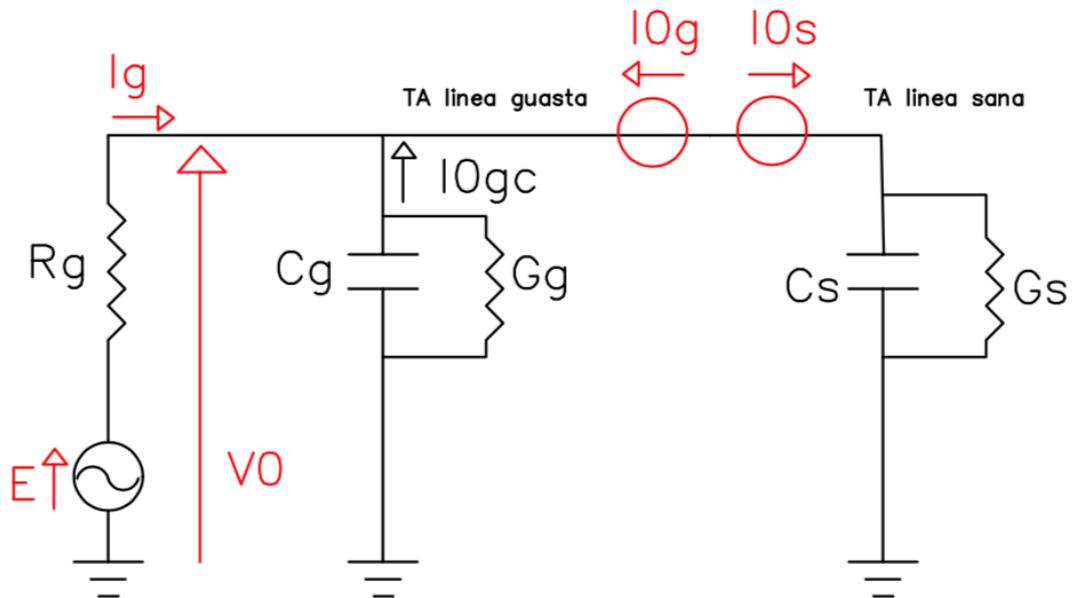
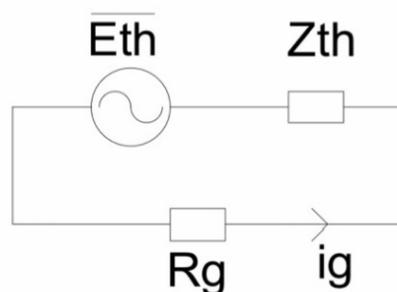


Figura 4.21: Circuito sequenza omopolare a NI per guasto monofase a terra

La R_g rappresenta la resistenza di guasto, E la tensione di fase presente sulle sbarre prima del guasto, C_g è la capacità omopolare della linea soggetta a guasto e C_s la capacità omopolare della rete sana. G_g e G_s rappresentano, invece, le conduttanze di dispersione dei cavi, il cui effetto è del tutto trascurabile.

Analogamente, nei confronti del guasto a terra, sono trascurabili le impedenze di linea R_L e X_L .

Applicando il teorema di Thevenin ricaviamo il seguente circuito semplificato da cui è possibile ricavare la corrente di guasto:



La forza elettromotrice del generatore di Thevenin visto tra i punti che alimenta il guasto coincide con la tensione di fase:

$$\overline{Eth} = \overline{e_1}$$

L'impedenza equivalente corrisponde alla seguente espressione:

$$\overline{Zth} = -j\frac{X_c}{3}$$

Da cui è possibile ricavare la corrente nel punto di guasto:

$$ig = \frac{\overline{Eth}}{\overline{Zth} + Rg} = \frac{\overline{e_1}}{Rg - j\frac{X_c}{3}} = \frac{\overline{e_1}}{Rg - j\frac{1}{3\omega C_0}} = \frac{j3\omega C_0 \overline{e_1}}{1 + j3\omega C_0 Rg}$$

La tensione sulla resistenza di guasto risulta invece essere pari a:

$$\overline{V_g} = \frac{Rg}{Rg - j\frac{X_c}{3}} \overline{E_3} = \frac{1}{1 - j\frac{X_c}{3Rg}} \overline{E_3}$$

Assumendo $\overline{E_3} = jE$ la tensione ai capi della resistenza di guasto può essere espressa come somma della parte reale e parte immaginaria:

$$\overline{V_g} = V_{gRe} + V_{gIm}$$

Ovvero:

$$\overline{V_g} = \frac{-Rg\frac{X_c}{3}}{Rg^2 + \frac{X_c^2}{9}} E + j\frac{Rg^2}{Rg^2 + \frac{X_c^2}{9}} E$$

La tensione V_g al variare della resistenza di guasto da infinito a zero, si muove su una semicirconferenza:

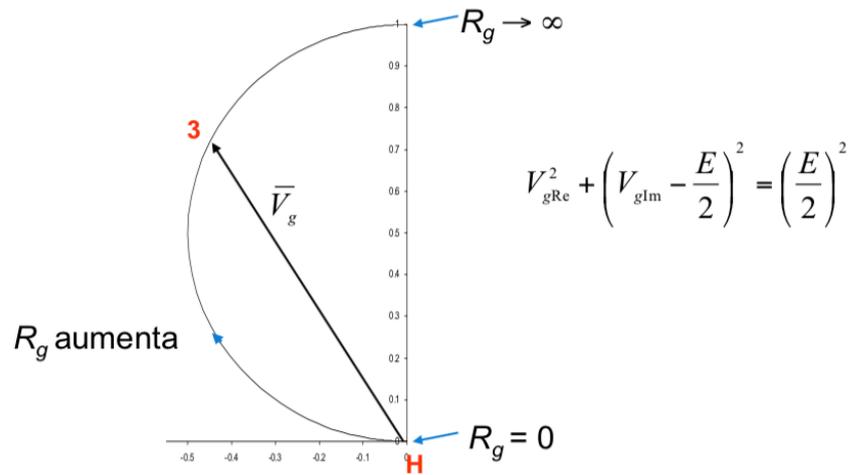


Figura 4.22: Luogo dei punti tensione di guasto [22]

Per quanto sopra esposto, si può affermare che quando si ha un guasto monofase a terra con resistenza di guasto nulla, la tensione delle fasi sane passa al valore della concatenata; si osserva che, per una delle due fasi sane il massimo valore a cui è sottoposto l'isolamento del cavo, per un certo valore della resistenza di guasto, è lievemente superiore alla concatenata. Con riferimento alla figura seguente, ciò avviene quando la tensione della fase sana si trova nell'area di intersezione tra semicerchio H e arco di cerchio di raggio pari a $\sqrt{3}E$.

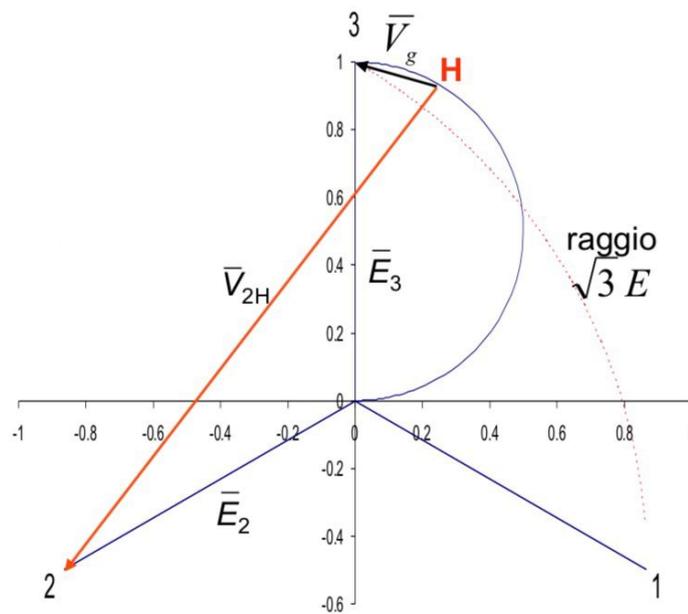


Figura 4.23: Massima tensione della fase sana [22]

Ipotizzando quindi un guasto con una delle tre fasi che viene a diretto contatto con il terreno, viene bypassata la capacità verso terra della fase guasta e quindi viene a mancare la componente capacitiva di corrente della fase guasta, venendo meno una delle 2 equazioni che regola una rete sana:

$$\overline{i}_{c1} + \overline{i}_{c2} + \overline{i}_{c3} = 0$$

Tale equazione non risulta più vera, ma la somma tra le due componenti capacitiva di corrente delle fasi sane, $\overline{i}_{c1} + \overline{i}_{c2}$, darà una risultante. Quindi le fasi sane di tutte le linee erogano le correnti capacitive che si richiudono nel punto di guasto. Così come rappresentato in figura, i toroidi posti sulle linee sane IOs vedono soltanto correnti uscenti, mentre il toroide posto sulla linea guasta IOg vedrà una corrente risultante entrante.

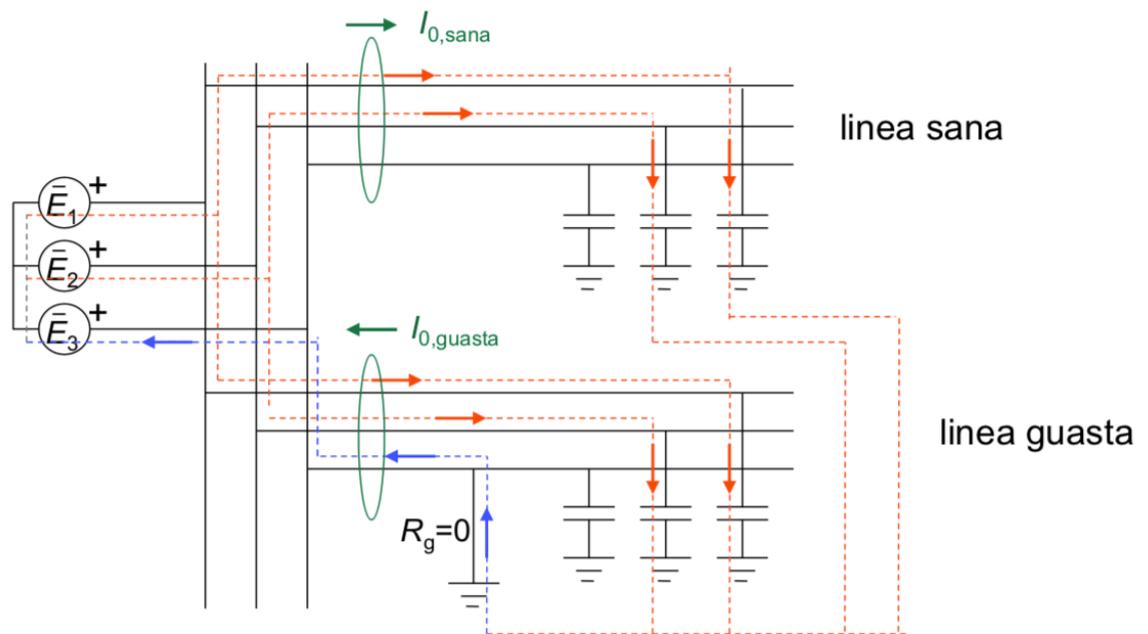


Figura 4.24: Guasto monofase a neutro isolato [22]

La seconda equazione che governa una rete sana è rappresentata dalla tensione omopolare:

$$\overline{v}_1 + \overline{v}_2 + \overline{v}_3 = 0$$

Ma essendo la fase T entrata in contatto con il terreno, la tensione $\overline{v}_3 = 0$, quindi il centro stella delle 3 tensioni stellate, si sposta verso il vertice del vettore \overline{E}_3 . Di

conseguenza, le tensioni \bar{v}_1 e \bar{v}_2 passano dal valore stellato al valore concatenato con uno sfasamento reciproco di 60° .

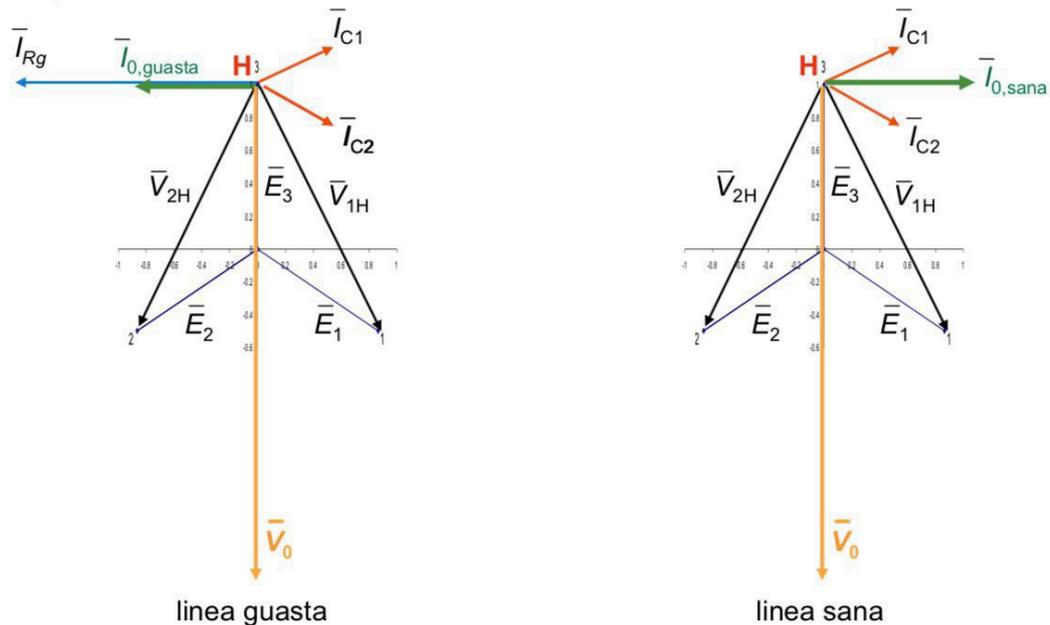


Figura 4.25: Diagramma tensione-correnti neutro isolato [22]

Si osserva che la tensione presente ai capi del triangolo aperto è tre volte la tensione secondaria dei TV.

I fenomeni connessi ad un guasto a neutro isolato risultano quindi essere:

- Comparsa di una corrente omopolare entrante nel toroide del cavo guasto;
- Comparsa di una tensione omopolare tra centro stella;
- Angolo di sfasamento tra corrente e tensione omopolare pari a 90° .

Per quanto sopra esposto, il metodo più efficace per discriminare i guasti a terra sulle linee MT consiste nell'equipaggiare ciascuna linea con una protezione direzionale di terra alla quale saranno forniti i seguenti segnali:

- Tensione omopolare della rete MT, che ricordiamo, è uguale su tutta la rete alimentata dallo stesso trasformatore;
- Corrente omopolare della propria linea.

In caso di guasto:

- I direzionali delle linee sane vedranno la propria corrente omopolare sfasata in anticipo di 90° rispetto alla tensione omopolare (guasto di spalle), quindi rimarranno a riposo;
- Il direzionale della linea guasta vedrà la propria corrente omopolare sfasata in ritardo di 90° rispetto alla tensione omopolare (guasto in avanti), quindi interverrà aprendo il proprio interruttore.

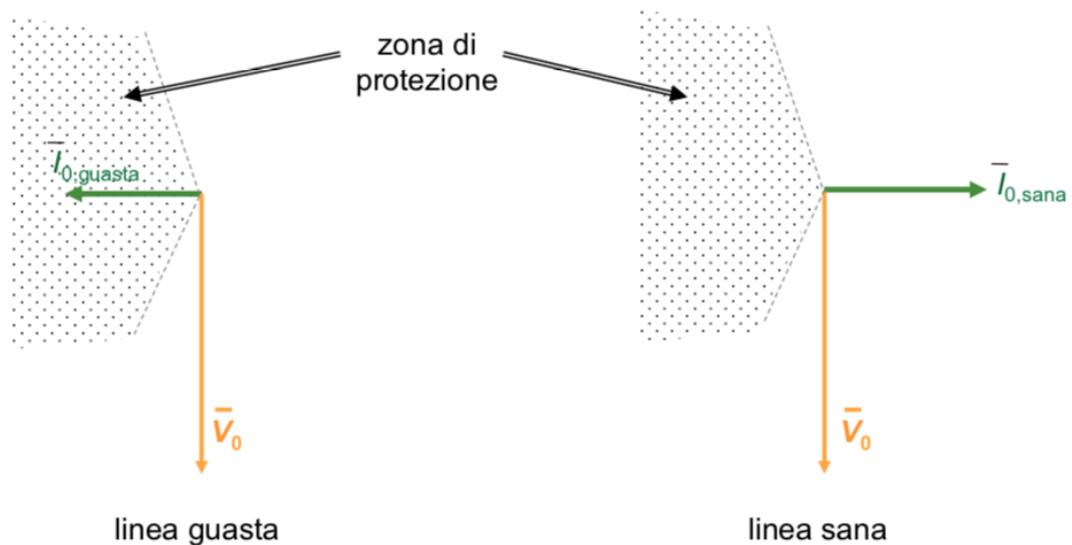


Figura 4.26: Caratteristica di protezione neutro isolato [22]

In relazione all'esercizio delle protezioni direzionali di terra, per quanto sopra esposto, risultano evidenti i seguenti fatti:

- Poiché l'intervento delle protezioni direzionali dipende dall'angolo di sfasamento tra tensione e corrente omopolare, è indispensabile che venga effettuata una corretta "inserzione", cioè, che le correnti e le tensioni vengano inviate alla protezione con il giusto verso angolare. In caso di inversione accidentale dei collegamenti, infatti, si avrebbe il mancato intervento della protezione per guasti sulla propria linea e l'intervento intempestivo per i guasti sulle linee adiacenti;
- La protezione misura una componente varmetrica data dalla tensione omopolare e dalle correnti capacitive provenienti dalle fasi sane dei cavi sani; pertanto, il suo funzionamento è garantito solo in presenza di almeno due linee

derivate dalla sbarra MT, delle quali, quella sana deve avere una lunghezza tale da garantire un contributo in corrente capacitiva superiore alla soglia di intervento della protezione.

4.2.2.1.2 Protezione direzionale di terra a neutro compensato - 67-1

La corrente di guasto nel caso di neutro compensato può essere valutata considerando il seguente circuito equivalente:

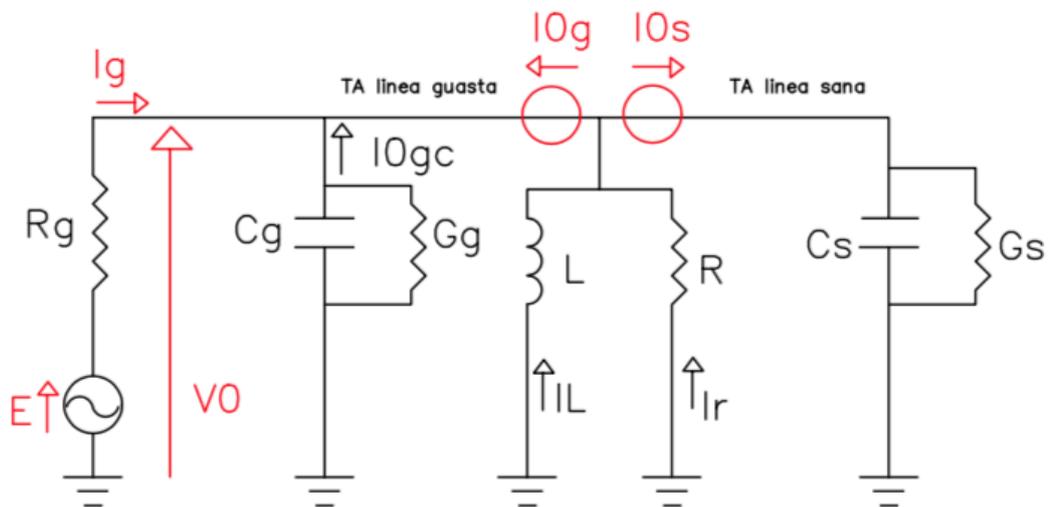
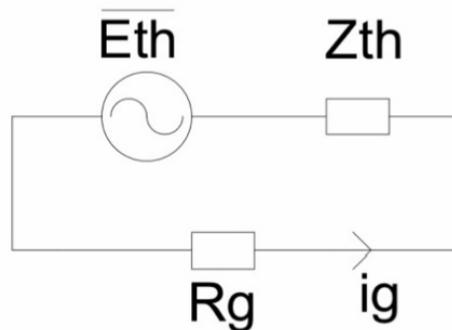


Figura 4.27: Circuito sequenza omopolare a NC per guasto monofase a terra

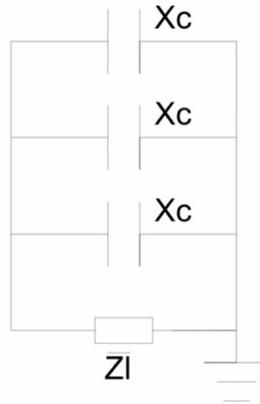
Applicando il teorema di Thevenin è possibile ricavare la corrente di guasto:



La forza elettromotrice del generatore di Thevenin visto tra i punti che alimenta il guasto coincide con la tensione di fase:

$$\overline{Eth} = \overline{e_1}$$

Il calcolo dell'impedenza equivalente di Thevenin si ricava dal seguente circuito:



$$\overline{Z_{th}} = \frac{-j \frac{X_c}{3} \overline{Z}_l}{\overline{Z}_l - j \frac{X_c}{3}} = \frac{1}{3\omega C_0} \times \overline{Z}_l$$

La corrente di guasto nel caso di neutro compensato risulta essere uguale a:

$$\begin{aligned} i_g &= \frac{\overline{Eth}}{\overline{Z}_{th} + R_g} = \frac{\overline{e_1}}{R_g + \frac{-j \frac{X_c}{3} \overline{Z}_l}{\overline{Z}_l - j \frac{X_c}{3}}} = \frac{\overline{e_1} \left(\overline{Z}_l - j \frac{1}{3\omega C_0} \right)}{-j \frac{\overline{Z}_l}{3\omega C_0} + \overline{Z}_l R_g - j \frac{R_g}{3\omega C_0}} \\ &= \frac{\overline{e_1} \overline{Z}_l}{-j \frac{\overline{Z}_l}{3\omega C_0} + \overline{Z}_l R_g - j \frac{R_g}{3\omega C_0}} + \frac{-j \frac{1}{3\omega C_0} \overline{e_1}}{-j \frac{\overline{Z}_l}{3\omega C_0} + \overline{Z}_l R_g - j \frac{R_g}{3\omega C_0}} \\ &= \frac{\overline{e_1} \overline{Z}_l}{\overline{Z}_l R_g - j \frac{1}{3\omega C_0} (\overline{Z}_l + R_g)} + \frac{\overline{e_1}}{R_g + \overline{Z}_l (1 + j3\omega C_0 R_g)} \end{aligned}$$

Dividendo e moltiplicando il primo addendo per $-j \frac{1}{3\omega C_0}$ si ottiene:

$$i_g = \frac{j3\omega C_0 \overline{Z}_l \overline{e_1}}{\overline{Z}_l + R_g + j3\omega C_0 R_g \overline{Z}_l} + \frac{\overline{e_1}}{R_g + \overline{Z}_l (1 + j3\omega C_0 R_g)} = \frac{(1 + j3\omega C_0 \overline{Z}_l) \overline{e_1}}{R_g + \overline{Z}_l (1 + j3\omega C_0 R_g)}$$

A differenza del caso a neutro isolato, viene collegata un'induttanza tra centro stella e terra che sarà sottoposta alla tensione omopolare che si genera durante il guasto e che eroga verso terra una corrente induttiva \bar{I}_N . Tale corrente induttiva, così come le correnti capacitive erogate dalle linee sane verso terra, rientrano nel punto di guasto. La corrente induttiva è in opposizione di fase rispetto la corrente risultante capacitiva e accordando opportunamente l'induttanza, in risonanza con la capacità della rete, otterrei una corrente induttiva esattamente uguale alla corrente capacitiva e le due correnti si annullerebbero.

In tal modo, si otterrebbe un risultato indesiderato: l'assenza di componenti amperometriche di guasto, quindi la mancata funzionalità del relè di protezione. Perciò quello che viene fatto è una sotto-compensazione della componente induttiva (generalmente pari al 5%), in modo da annullare quasi completamente la corrente di guasto ma non annullarla completamente.

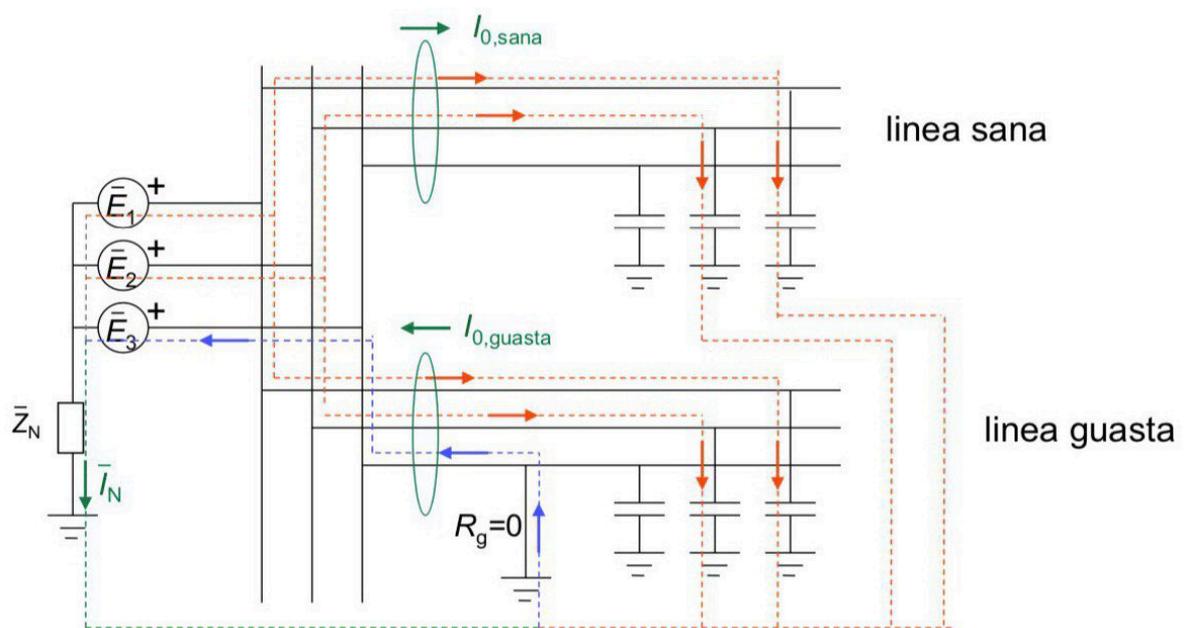


Figura 4.28: Guasto monofase a terra neutro compensato [22]

Al fine di rendere sicuro l'intervento della protezione anche in situazioni prossime alla risonanza (annullamento della corrente di guasto a terra), in parallelo all'induttanza è prevista l'inserzione di una o più resistenze parallelo: tali resistenze, la cui inserzione è automatizzata in funzione della corrente corrispondente all'effettiva estensione della

rete, determinano la circolazione di una corrente attiva di valore prefissato; per quanto esposto, la protezione di guasto a terra a neutro compensato assume una caratteristica di tipo wattmetrico.

Il grafico sottoindicato rappresenta la corrente attiva erogata da una bobina di Petersen con range di corrente nominale 150-600 A; la brusca variazione di corrente attiva, al valore di $I_G=350$ A, è dovuta all'inserzione della seconda resistenza parallelo, con funzione di "rinforzo" della corrente attiva.

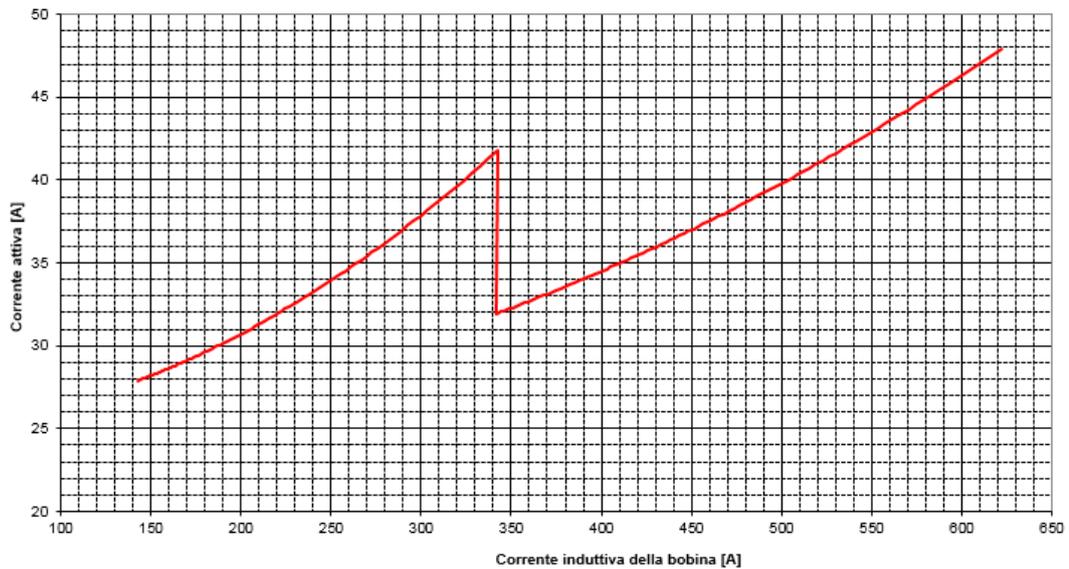


Figura 4.29: Corrente attiva erogata dalla bobina di Petersen

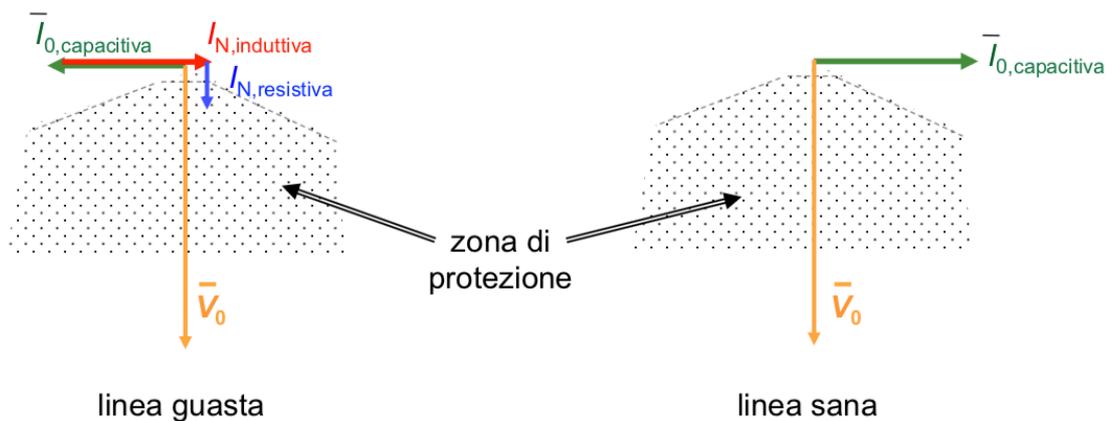


Figura 4.30: Caratteristica di protezione neutro compensato [22]

A differenza del neutro isolato, la presenza della componente attiva garantisce il funzionamento della protezione direzionale di terra anche in assenza di linee sane.

4.2.3 Protezione di massima e minima tensione – 59 e 27

L'obiettivo delle protezioni di massima tensione e/o minima tensione è quello di controllare le singole tensioni di fase, stellate o concatenate, a due soglie di intervento (allarme e scatto). È possibile combinare la protezione di massima tensione con quella di minima tensione ottenendo così il mantenimento della tensione all'interno di un intervallo.

I TV di fase vengono collegati in derivazione, ottenendo quindi un collegamento tra fase e terra misurando la tensione stellata. Le tre tensioni stellate alimenteranno le protezioni 59 e 27, massima e minima tensione.

Nella figura seguente, è illustrata la modalità di collegamento dei TV di fase; per chiarezza espositiva, si omettono le protezioni poste sul primario e secondario, costituite, generalmente da fusibili (sul primario) e magnetotermico (sul secondario), entrambi dotati di circuito di segnalazione a distanza di "protezione intervenuta".

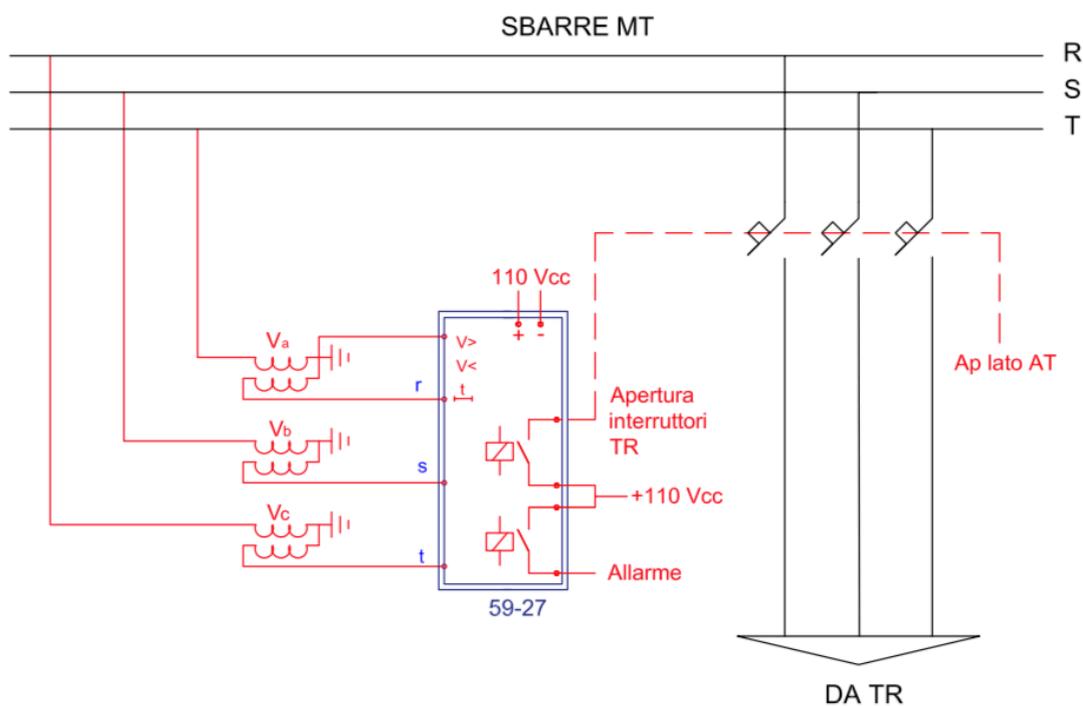


Figura 4.31: Collegamento TV di fase

In uscita ci saranno dei contatti, normalmente aperti, uno per mandare l'allarme al sistema di telecontrollo e l'altro, collegato all'interruttore della linea, provocherà l'apertura dell'interruttore.

Tale protezione può essere utilizzata anche per rilevare il guasto a terra nei casi in cui non sia importante introdurre un criterio di direzionalità; è in caso, ad esempio, dei guasti a terra di sbarra, per i quali è necessario disalimentare tutte le utenze alimentate dal trasformatore. Tale configurazione è ottenuta prendendo il riferimento di tensione omopolare dai TV disposti in uscita dell'avvolgimento secondario del trasformatore, in configurazione a triangolo aperto.

4.2.3.1 Rilevazione tensione omopolare

La tensione omopolare, come accennato nei capitoli precedenti, viene misurata attraverso una configurazione definita a triangolo aperto. La tensione omopolare è la tensione che si stabilisce tra il centro stella del trasformatore e la messa a terra, ma può anche essere vista come la somma vettoriale delle 3 tensioni stellate:

$$U_0 = \bar{v}_1 + \bar{v}_2 + \bar{v}_3$$

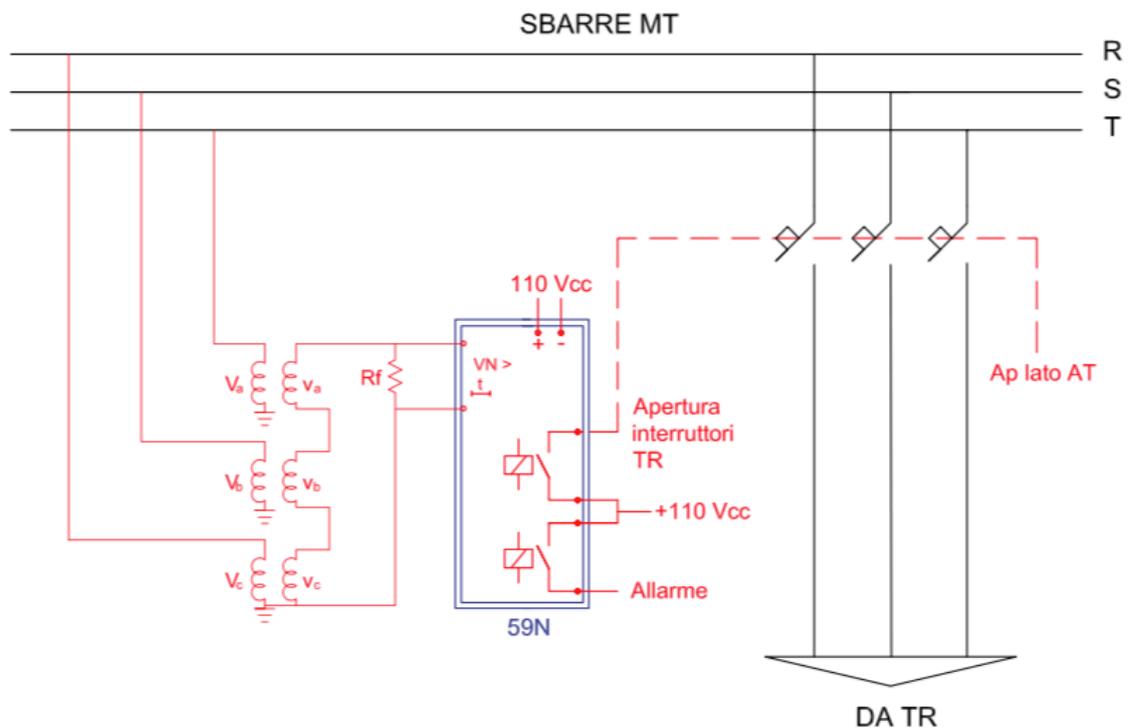


Figura 4.32: Collegamento TV omopolari

Viene collegato perciò il primario dei 3 TV tra fase e terra, i secondari collegati in serie volendo ottenere in uscita la somma delle 3 tensioni. Tale configurazione viene definita a triangolo aperto in quanto le tensioni sono sfasate di 120° e disponendo i vettori uno in coda all'altro otteniamo un triangolo, con l'inizio del primo e la fine del terzo vettore quasi a contatto.

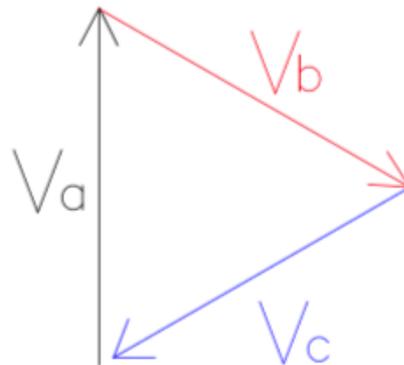


Figura 4.33: Tensione omopolare in assenza di guasto

Nel caso di collegamento invertito di una fase secondaria, la tensione omopolare è presente anche in assenza di guasto: al triangolo aperto si presenterà una tensione pari al doppio della tensione secondaria del TV, pari a 66 V.

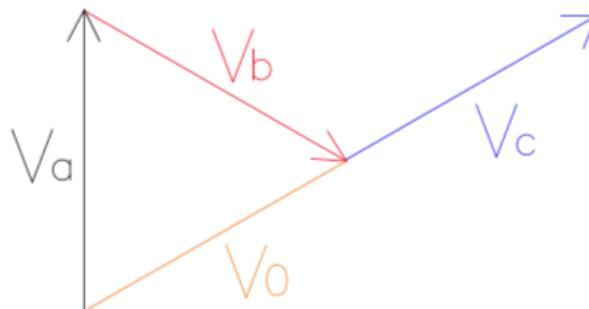


Figura 4.34: Collegamento invertito di una fase

Mentre, accertato il corretto collegamento, in caso di guasto della fase R, la tensione V_a si annulla, mentre le tensioni delle fasi sane assumono un valore corrispondente alla tensione concatenata: al secondario del triangolo aperto, perciò, si presenterà una tensione pari a tre volte la tensione secondaria del TV, pari a 100 V.

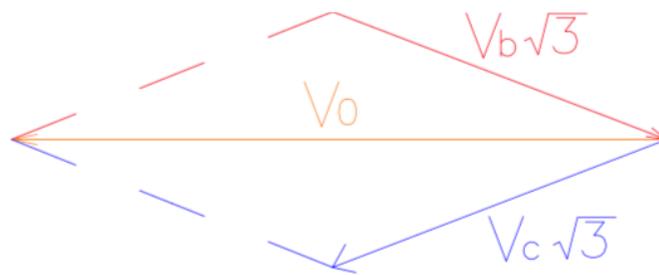


Figura 4.35: Guasto monofase a terra

4.2.4 Protezioni differenziali

La protezione differenziale può essere utilizzata efficacemente per le sbarre in alta tensione e le linee, e, in generale, in tutte le situazioni in cui è necessario verificare l'assenza di dispersioni verso terra in sistemi con neutro collegato direttamente a terra. Anche in questo caso, quindi, la condizione da rispettare è che la somma delle correnti entranti sulla sbarra deve essere uguale alla somma delle correnti uscenti, a meno di una soglia preimpostata.

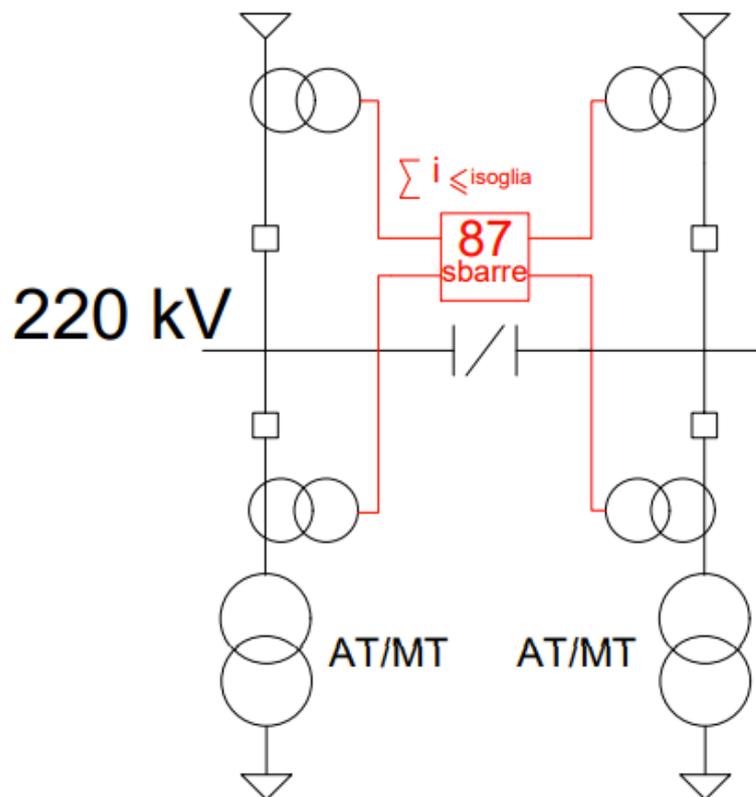


Figura 4.36: Protezione differenziale di sbarra

La protezione differenziale di sbarra protegge contro tutti i guasti, monofase o polifase, che avvengono tra i trasformatori amperometrici posti a monte e a valle della sbarra. Queste protezioni lavorano a tempo istantaneo in quanto l'interesse è di estinguere il guasto nel più breve tempo possibile, in quanto generalmente risultano essere dei guasti persistenti e non auto-ripristinanti.

4.2.5 Protezioni distanziometriche – 21

La rete di trasmissione in alta tensione è esercita, in assetto magliato, con conseguenti vantaggi e svantaggi:

- Il vantaggio è, essenzialmente, in termini di continuità del servizio elettrico;
- Lo svantaggio risiede nelle elevate correnti di cortocircuito rispetto all'assetto radiale, in quanto, in assetto magliato il contributo della corrente di cortocircuito proviene da entrambi i rami che alimentano il guasto e di conseguenza tutte le apparecchiature devono essere idonee a una corrente di cortocircuito più elevata.

Le linee AT vengono protette attraverso una doppia protezione che, in base alle caratteristiche della linea stessa, potrebbero essere:

- Doppia protezione distanziometrica, nel caso delle linee aeree lunghe;
- Protezione distanziometrica (21) abbinata a protezione differenziale cavo (87L) nel caso di linee corte in cavo (ambito urbano).

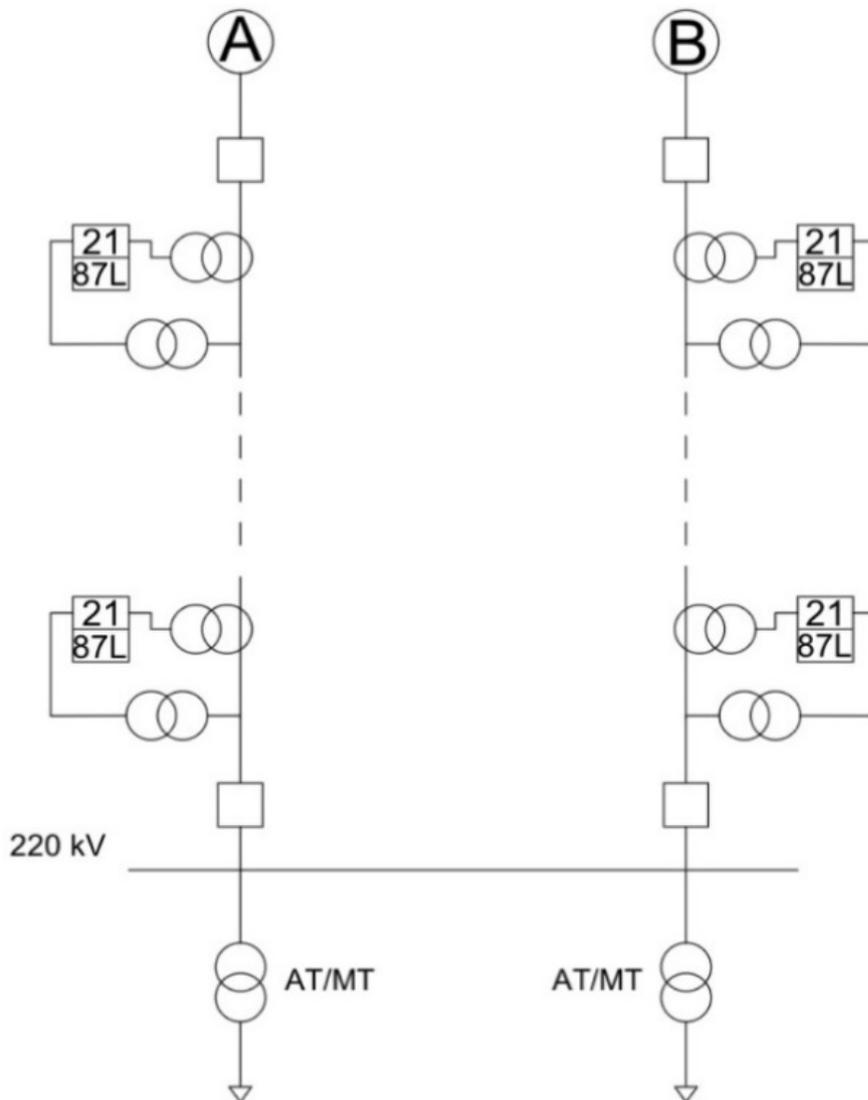


Figura 4.37: Protezioni distanziometriche

Le grandezze in ingresso alla protezione distanziometrica sono la tensione di linea e la corrente di linea, ridotte opportunamente attraverso dei TV e TA. La protezione distanziometrica calcola al suo interno l'impedenza in modulo e fase:

$$Z = \frac{V}{I}$$

Infatti, la protezione distanziometrica è anche definita come *protezione a minima impedenza*.

Il principio di funzionamento è il seguente: quando sulla rete si verificano guasti, polifase o a terra, variano la tensione e la corrente e di conseguenza varia l'impedenza

vista dal punto di alimentazione della linea; quando tale impedenza scende al di sotto di certe soglie preimpostate, la protezione provoca l'apertura dell'interruttore di linea con tempi prefissati e dipendenti dalla distanza del guasto.

La protezione deve essere configurata con una serie di dati che le permettano di operare correttamente; tra questi dati di configurazione, i più importanti sono l'impedenza alla sequenza diretta, inversa e omopolare e la lunghezza della linea, essenziali per calcolare l'impedenza caratteristica di linea.

Al suo interno sono programmate diverse soglie di impedenza, definite **gradini**, proporzionali alla distanza del guasto. L'intervento in primo gradino avviene quando l'impedenza calcolata è tale per cui il guasto sicuramente è avvenuto nella tratta compresa tra i 2 interruttori della linea; in tal caso la protezione opera l'apertura senza ritardo intenzionale. Un'impedenza più elevata indica che il guasto è oltre gli interruttori; in questo caso, la protezione interverrà su gradini superiori, con ritardi intenzionali crescenti: in tal modo si realizza una selettività cronometrica tra le protezioni poste lungo una direttrice in alta tensione, in modo che la protezione che interviene per prima, è sempre quella più vicina al guasto.

Un cortocircuito è caratterizzato da una rapida diminuzione dell'impedenza misurata dalla protezione, fino ad entrare nella zona d'intervento della protezione stessa. I TA e i TV misurano una corrente ed una tensione di guasto sfasate tra loro di un certo angolo, corrispondente a un carico induttivo, quindi, il punto di funzionamento della rete di trasmissione a valle del punto di misura, in un qualunque istante del guasto, può essere rappresentato nel primo quadrante, con resistenze e reattanze positive. Nella realtà, come rappresentato nella figura seguente, la caratteristica d'intervento della protezione è più ampia, offrendo la possibilità di riconoscere anche i guasti che si collocano negli altri quadranti.

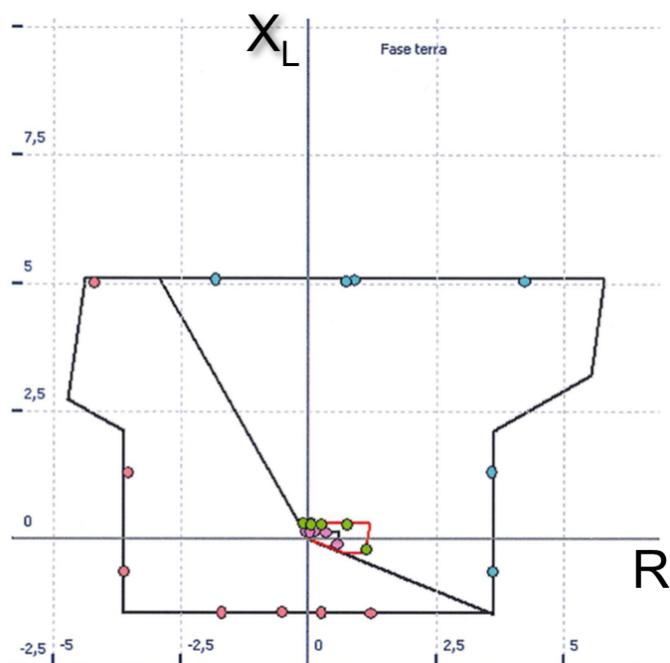


Figura 4.38: Caratteristiche d'intervento protezione distanziometrica

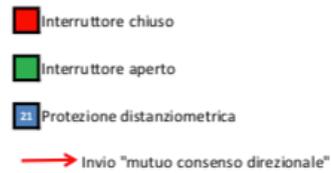
Il grafico precedente rappresenta il risultato della taratura di una protezione distanziometrica effettuata in Ireti, ottenuto dall'interpolazione di tutti i punti di scatto della protezione simulate manualmente attraverso complesso prova relè che simula le grandezze volt-amperometriche della linea.

Grazie alla valutazione dell'angolo di sfasamento tra tensione e corrente, quindi, la distanziometrica, analogamente ai direzionali di terra, è in grado di valutare la direzione “avanti” o “di spalle” del guasto, intervenendo selettivamente solo quando il guasto si trova a valle del punto di osservazione.

Il disegno seguente raffigura due Stazioni AT, in ciascuna delle quali, vi sono due stalli linea protetti con distanziometrica; la freccia abbinata a ciascun relè identifica la direzione verso cui è orientata la protezione.



Figura 4.39: Normale esercizio protezioni distanziometriche



Esempio 1: un guasto tra B e C viene “visto” in primo gradino dalle distanziometriche poste in B e C, mentre, viene visto “di spalle” da A e da D; il risultato è che:

- B e C aprono in primo gradino (tempo “base”);
- A e D non intervengono.



Figura 4.40: Guasto lungo linea

I carichi continuano ad essere normalmente alimentati, in quanto, l’assetto della è magliato.

Esempio 2: un guasto oltre l’interruttore D viene visto in primo gradino da D ed in secondo gradino da B, mentre è visto di spalle da A e C; risultato è che:

- D apre in primo gradino;
- Se D fallisce, B apre in secondo gradino (disalimentazione stazione B);
- A e C non intervengono.



Figura 4.41: Guasto linea adiacente

4.2.6 Protezione di frequenza - 81

Le variazioni di frequenza sono generalmente associate a fenomeni su ampia scala quindi sull'intera rete di trasmissione. La produzione dell'energia elettrica avviene in gran parte tramite generatori sincroni, i quali variano la frequenza della tensione d'uscita in funzione del numero di giri. Generazione e carico devono essere bilanciati istante per istante al fine di mantenere regolata la frequenza di rete al valore nominale che in condizioni normali, ovvero in assenza di disturbi, è di 50 Hz con tolleranza di $\pm 0,05$ Hz. In un sistema elettrico ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. Una variazione della potenza assorbita di carico comporta uno squilibrio tra la coppia meccanica applicata dai motore primi, solitamente turbine, all'asse dei generatori sincroni e la coppia elettromagnetica frenante sviluppata dai generatori stessi. Se quindi si verifica una diminuzione della potenza assorbita dai carichi, ci sarà una prevalenza della coppia meccanica motrice rispetto a quella elettromagnetica frenante. Questo squilibrio determina un'accelerazione delle macchine sincrone, oppure una decelerazione se il carico assorbe più potenza e quindi la coppia elettromagnetica è superiore a quella meccanica ciò si traduce in una variazione della velocità dei generatori. Quando si verificano perciò dei black-out estesi o dei black-out di linee con carichi significativi, le macchine in generazione si ritrovano costrette a sopperire all'improvvisa mancanza di energia ma a causa dell'inerzia meccanica dei generatori sincroni questa compensazione di energia non avviene in tempo reale, per cui i generatori sottoposti a questa improvvisa richiesta di carico supplementare non riuscendo a soddisfarla tendono a diminuire i propri giri e di conseguenza essendo la frequenza dipendente dalla velocità delle macchine sincrone, si produce una variazione di frequenza sulla rete.

Vengono perciò utilizzati i relè di frequenza nelle cabine primarie che misurano:

- La tensione, che può essere prelevata sia in BT, in MT o in AT;
- La frequenza;
- Le variazioni di frequenza.

Misurando la variazione di frequenza si è in grado di distinguere una variazione lenta, che comporta un blackout esteso, da una variazione repentina interpretata come un'anomalia del sistema di protezioni, da cui dipenderà il piano di alleggerimento del carico. Il piano di alleggerimento del carico è un piano di difesa del servizio elettrico nazionale che ha istituito l'autorità per l'energia elettrica e il gas e che consiste nell'installazione degli impianti dei distributori di dispositivi che si chiamano equilibratori automatici di carico (EAC). Il piano di alleggerimento del carico ha l'obiettivo di arrestare la discesa della frequenza prima che questa raggiunga valori ritenuti non accettabili per il corretto funzionamento degli impianti di generazione. In particolare, il valore di 47.5 Hz è considerato una soglia minima al di sotto della quale, dopo un ritardo di qualche secondo, i gruppi termoelettrici possono distaccarsi dal resto della rete. L'attuazione del piano di alleggerimento necessita di una struttura complessa che include l'installazione ed il mantenimento in esercizio degli EAC installati principalmente nelle cabine primarie delle reti di distribuzione, ma anche nelle stazioni della rete di trasmissione, il cui obiettivo è distaccare il carico gradualmente al diminuire della frequenza, in modo da cercare di creare le condizioni per il raggiungimento di un nuovo equilibrio tra produzione e fabbisogno.

Il Distributore indica, sulla base delle caratteristiche dei propri utenti, quali sono le linee che possono essere sottese ai dispositivi di alleggerimento.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale fornisce i valori di taratura degli apparati equilibratori affinché questi intervengano alla violazione di soglie di frequenza. Combinando opportunamente le soglie sono stati individuati un certo numero di gradini di alleggerimento, variabili a seconda dell'area di rete considerata, ad ognuno dei quali è stato complessivamente asservito un carico variabile dal 3 al 7% del fabbisogno dell'area. Inoltre:

- La distribuzione del carico alleggerito nelle varie soglie è stata realizzata in modo da garantire la massima selettività ed omogeneità;
- Il distacco di carico, laddove è possibile, è realizzato nelle reti di distribuzione in media tensione, in modo da perseguire dei distacchi mirati invece che generalizzati;

- Il completamento del distacco di carico deve avvenire al valore di frequenza di 48.0 Hz per la rete continentale e al valore di 47.5 Hz per le reti insulari;
- Le prime soglie sono dedicate al carico delle pompe dei grandi impianti idroelettrici che esauriscono l'attuazione del distacco a frequenze non inferiori a 49.2 Hz e derivata di frequenza compresa tra -0.2 e -0.5 Hz/s;
- Le ulteriori soglie sono dedicate al carico industriale e quello diffuso, a partire dalla frequenza di 49.1 Hz, distribuite ad intervalli di 0.1 Hz, e derivata di frequenza compresa tra -0.05 e -0.50 Hz/s;
- La strategia di alleggerimento comprende anche i carichi interrompibili in tempo reale, che non sono sottoposti ad apparati equilibratori, anche se il distacco sarà attuato da altri sistemi di difesa [23].

Un esempio di intervento dell'EAC è rappresentato nella figura successiva.

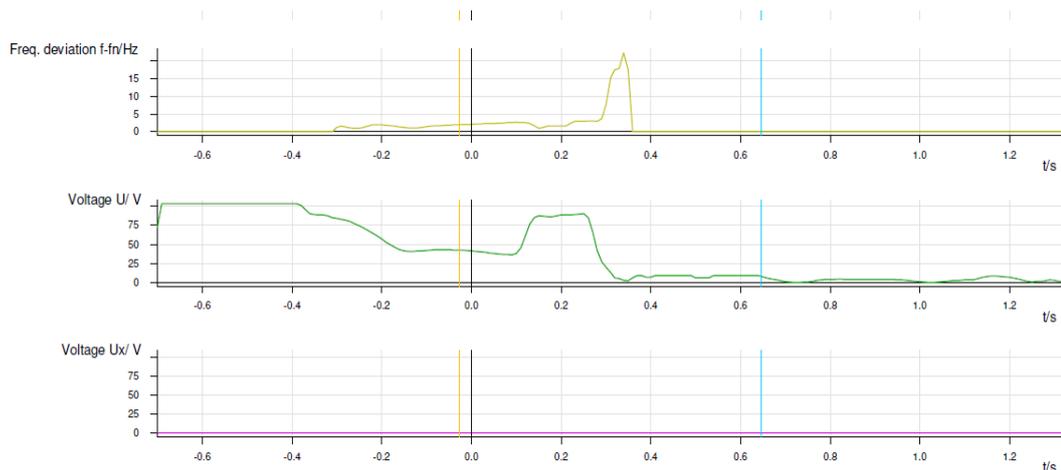


Figura 4.42: Oscillogramma con intervento dell'EAC

Il disservizio ha origine da una brusca diminuzione della tensione AT, a causa di un guasto sulla rete Terna; successivamente, si ha un picco di ripresa della tensione, dovuto al contributo di un generatore sincrono (autoproduttore), il quale, non potendo supportare il carico a causa della sua bassa potenza, rallenta i suoi giri provocando la diminuzione della frequenza, e, quindi, l'intervento dell'alleggeritore di carico.

Capitolo 5

Coordinamento delle protezioni

Il coordinamento delle protezioni si basa sul principio della selettività, che consiste nell'isolare nel più breve tempo possibile la parte di rete interessata al guasto lasciando in tensione la parte di rete sana.

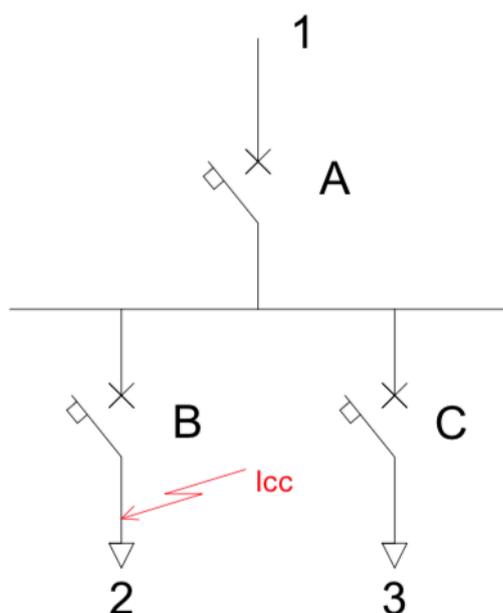


Figura 5.1: Interruttori in serie distribuzione radiale

La selettività è totale se apre solo l'interruttore interessato al guasto per tutti i valori di corrente inferiori o uguali alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore stesso mentre non interviene l'interruttore a monte (A). La selettività viene definita parziale se l'interruttore interessato al guasto (B) interviene per valori di corrente inferiori o uguali alla massima corrente di

Tra due interruttori disposti in serie in una distribuzione radiale, la selettività viene garantita quando per un guasto a valle della linea 2 interviene solo la protezione a monte del guasto e quindi l'interruttore B, in tal modo viene garantito il funzionamento delle linee 1 e 3.

La selettività tra due interruttori in cascata può inoltre essere di due tipi:

- Selettività totale;
- Selettività parziale.

cortocircuito, mentre per valori superiori si ha l'intervento simultaneo dei 2 interruttori A e B.

Esistono diversi tipi di selettività che garantiscono la protezione di una rete elettrica:

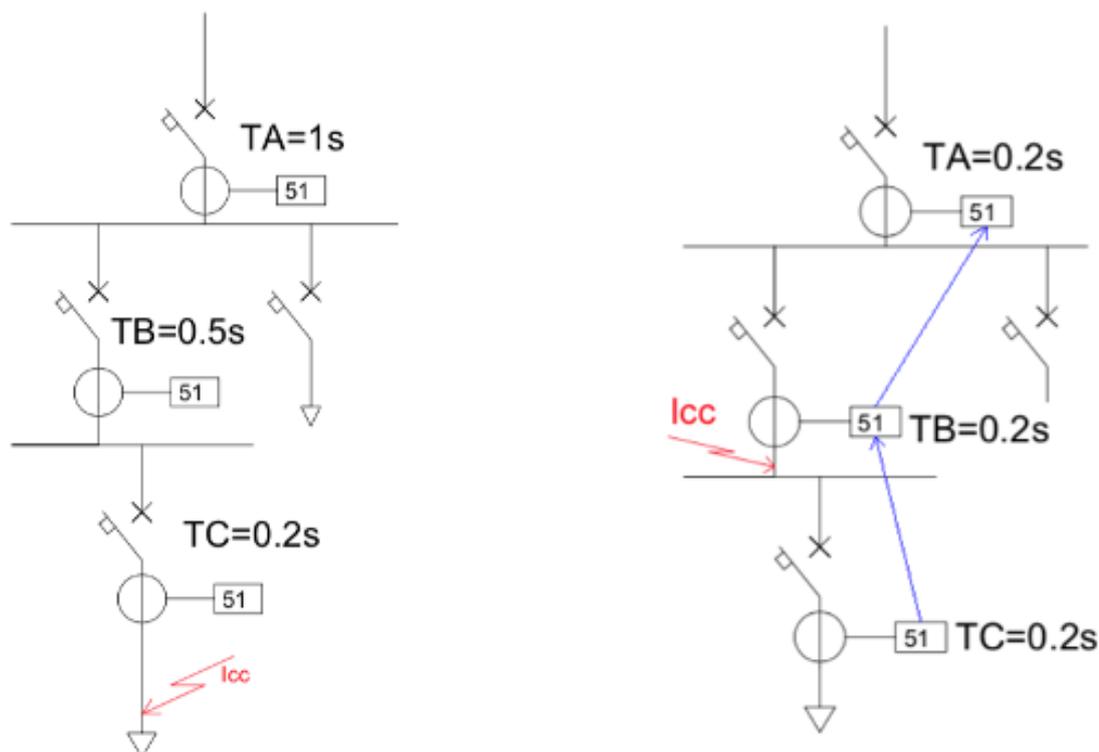


Figura 5.2: Selettività cronometrica e selettività logica

- Selettività cronometrica tra i tempi di intervento: consiste nel temporizzare in modo differente le protezioni di massima corrente posizionate lungo la rete. Questo tipo di selettività assicura una protezione di rincalzo, però, maggiore sarà il numero di protezioni in cascata, maggiore sarà il tempo di eliminazione del guasto nel punto più vicino alla sorgente. In figura 4.2 è rappresentato un esempio di selettività cronometrica, in cui il guasto a valle viene visto da tutte le protezioni, ma la protezione C ha un tempo di intervento più rapido rispetto agli interruttori a monte. La differenza dei tempi di funzionamento tra due protezioni è chiamato *intervallo di selettività* che tiene conto del tempo di interruzione dell'interruttore a valle. L'impostazione dei tempi di intervento delle protezioni è la somma di tre fattori:
 - Tempo minimo che garantisce la selettività;

- Fattore cautelativo, per tenere conto degli errori della protezione e del tempo di ricaduta del relè;
- Tempo di apertura degli organi di manovra.

L'esperienza dimostra che i due fattori aggiuntivi sono considerati aumentando il tempo minimo di almeno il 20-30%;

- Selettività logica: utilizzata quando si vuole un tempo ridotto di eliminazione del guasto in ogni punto dell'impianto. A differenza della selettività cronometrica, il tempo di apertura è indipendente dalla posizione del guasto e dal numero di protezioni in cascata, riducendo al minimo i ritardi intenzionali. Lo scambio d'informazione logica tra le protezioni permette l'eliminazione degli intervalli di selettività riducendo il ritardo di sgancio degli interruttori. Ciascuna protezione attivata dal guasto invia un ordine di blocco logico alla protezione a monte e un comando di apertura dell'interruttore associato se non ha ricevuto un blocco logico dalla protezione a valle. In figura 4.3 si ha un guasto a valle dell'interruttore B, le protezioni A e B sono attivate dalla corrente di guasto e la protezione B manda un comando di blocco logico all'interruttore A e un comando di apertura all'interruttore B;
- Selettività amperometrica: una protezione amperometrica è disposta alla partenza di ciascuna linea e la sua soglia è regolata ad un valore inferiore al valore di cortocircuito minimo provocato da un guasto sulla sezione di impianto controllata e superiore al valore massimo della corrente di guasto al di là della zona sorvegliata. In tal modo le protezioni funzioneranno solo per guasti situati immediatamente a valle della sua posizione di installazione.

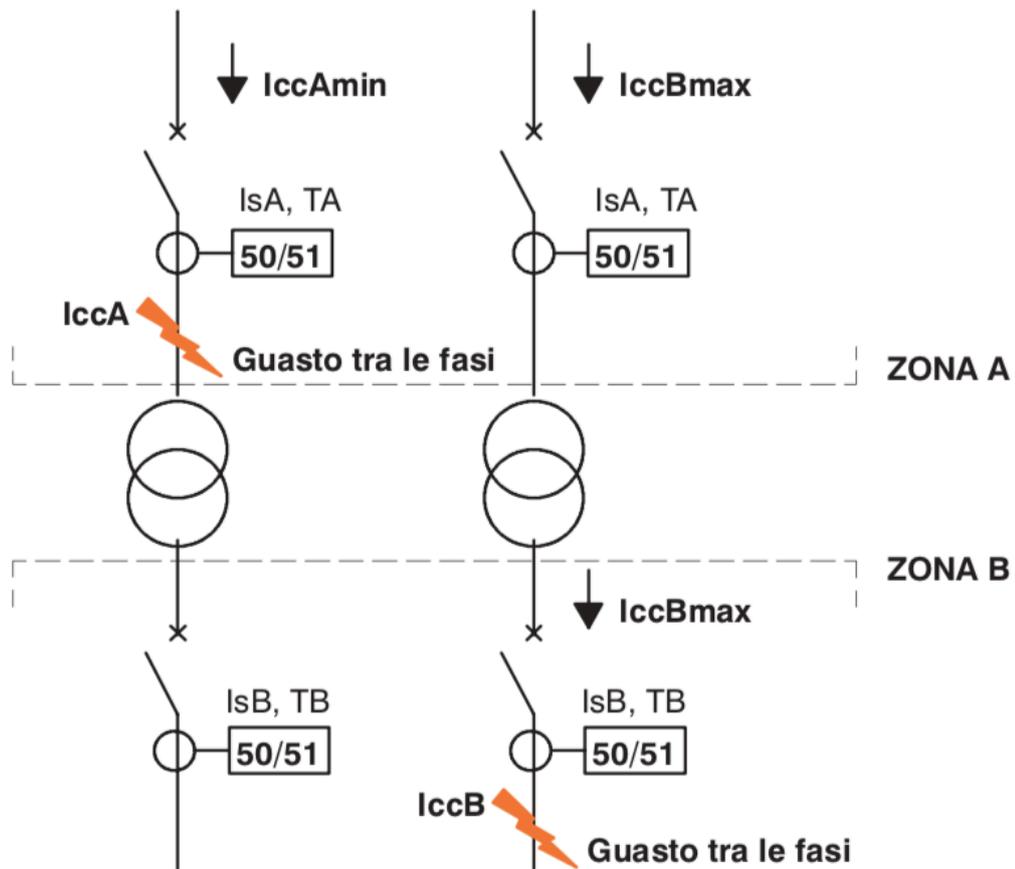


Figura 5.3 Selettività amperometrica [24]

$$I_{CC_{Bmax}} < I_{SA} < I_{CC_{Amin}}$$

La $I_{CC_{Bmax}}$ rappresenta la corrente di cortocircuito massima al secondario, riportata al primario. La soglia della protezione A, I_{SA} , deve essere maggiore della $I_{CC_{Bmax}}$ ovvero il valore massimo di corrente di guasto al di là della zona sorvegliata e minore di $I_{CC_{Amin}}$ valore minimo di cortocircuito della zona sorvegliata.

- Selettività direzionale: per le distribuzioni ad anello vengono utilizzate delle protezioni sensibili al senso di circolazione della corrente di guasto per poterla localizzare ed eliminare in modo selettivo. Il principale vantaggio è assicurare l'eliminazione selettiva del guasto garantendo la continuità di servizio.

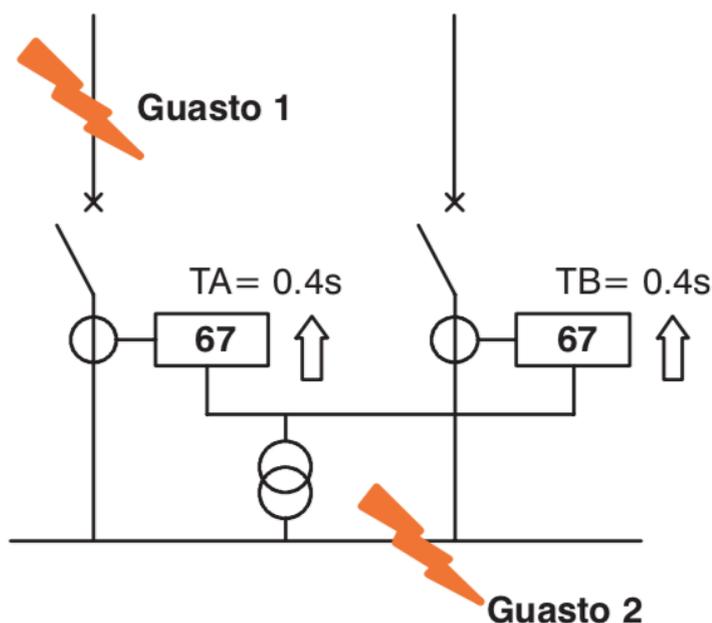


Figura 5.4: Selettività direzionale [24]

Il relè di protezione dovrà disporre oltre alle informazioni di corrente (T_A) anche informazioni di tensione (T_V) necessari a determinare l'angolo di sfasamento e di conseguenza la direzione della corrente [24].

5.1 Coordinamento delle protezioni in cabina secondaria

Definiamo una cabina di distribuzione secondaria realizzata secondo il seguente schema tipico:

- Entra-esci in media tensione, con rilevatore di guasto sulla linea in ingresso;
- Trasformatore 22/0,4 kV, da 400 kVA;
- Quadro di distribuzione in bassa tensione per l'alimentazione delle dorsali BT, protette da magnetotermici;
- Derivazione "Utente MT".

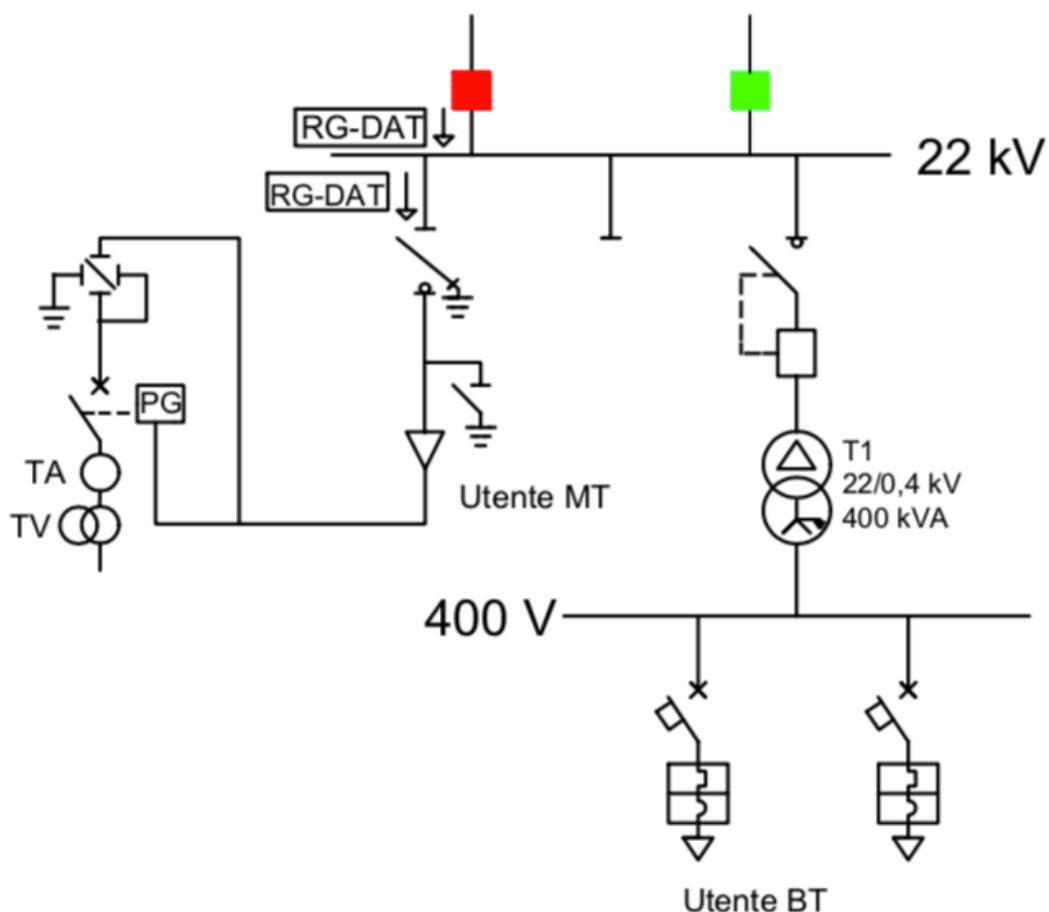


Figura 5.5: Schema cabina secondaria

Le cabine secondarie sono alimentate con tensioni variabili da 6 a 30 kV, ed i trasformatori MT/BT hanno generalmente uno schema di collegamento Dyn11, con centro stella a terra; in tal modo, si garantiscono importanti requisiti di sicurezza, quali:

- Sicurezza delle persone;
- Continuità del servizio;
- Protezione contro i guasti a terra;
- Contenimento delle sovratensioni.

Essendo il centro stella del trasformatore MT/BT collegato a terra, l'impedenza di guasto a terra è bassa, quindi, le correnti di guasto a terra saranno elevate; di conseguenza la protezione più idonea ad estinguere i guasti monofase verso terra è la protezione di massima corrente. Il guasto polifase implica sempre un'impedenza di

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

guasto bassa, per cui, anche in questo caso, la protezione di massima corrente risulta essere efficace.

In definitiva, la protezione dei circuiti BT può essere sempre ottenuta attraverso interruttori magnetotermici, sia nel caso di sovraccarichi che di corto circuiti.

Lo standard utilizzato per il collegamento BT, tra il trasformatore ed il quadro interruttori è rappresentato nella tabella successiva:

Potenza trasformatore	Sezione cavo di collegamento tra trasformatore e cassetta arrivo TR (singola fase + neutro)	Sezione cavo di collegamento tra cassetta arrivo TR e quadri di distribuzione (singola fase + neutro)
kVA	mm ²	mm ²
250 ÷ 400	2x1x240 + 1x240 (Al)	2x1x150 + 1x150 (Al)
630	3x1x240 + 2x1x240 (Al)	2x1x150 + 1x150 (Al)

Tabella 5.1: Sezione dei conduttori relativi al collegamento trasformatore lato BT

Gli interruttori magnetotermici a valle del trasformatore vengono scelti in funzione della sezione della linea in uscita:

Interruttori magnetotermici cabine MT/BT		
Sezione linea BT in partenza [mm ²]	Amperometro (fondo scala)	Calibro interruttore in partenza
50 Cu – 95 Al	250 A	180
80 Cu	250 A	180
95 Cu – 150 Al	250 A	250
80//50 Cu	400 A	350
95//50 Cu	400 A	350
150 Cu – 240 Al	400 A	350
≥ 240 Cu	1000 A	630
≥ 240 Cu	1000 A	800

Tabella 5.2: Calibro interruttori magnetotermici per cabine MT/BT

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

L'interruttore magnetotermico viene dimensionato in funzione del cavo da alimentare, ovvero, in funzione della corrente d'impiego della dorsale BT. L'equipaggio termico è regolabile in soglia tempo-corrente, con tempo d'intervento che può variare da 0 a 12 minuti, mentre l'equipaggio magnetico ha un tempo d'intervento minore dei 15 ms.

La norma CEI EN 60898 definisce le soglie di intervento magnetico con le curve B, C e D che hanno le seguenti caratteristiche:

- Curva di tipo B, soglia di intervento da 3 a 5 volte I_n , per applicazioni con circuiti a basse correnti di spunto e per la protezione di cavi con lunghezza notevole;
- Curva di tipo C, soglia di intervento da 5 a 10 volte I_n , per circuiti ohmico-induttivi con medie correnti di spunto;
- Curva di tipo D, soglia di intervento da 10 a 20 volte I_n , per circuiti con elevate correnti di inserzione.

Il Distributore esegue la taratura in base ai trasformatori MT/BT installati secondo la seguente tabella:

TR MT/BT [kVA]	Carico MAX erogabile [A]	Taratura sovraccarico		Taratura Cortocircuito I
		L	T1 (curva D)	
		L1		
250	361	0,6	18s	2
2x160	462	0,7	18s	2
400	578	0,9	18s	4
2x250	722	1	18s	4
630	910	1	18s	6

Tabella 5.3: Taratura interruttori magnetotermici

A monte del trasformatore l'organo di manovra è l'interruttore di manovra sezionatore (IMS), che può assumere 3 posizioni: *chiuso*, *aperto* e *aperto a terra*. Tale dispositivo, oltre ad avere le caratteristiche dell'interruttore di manovra è in grado di assicurare

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

anche il sezionamento. L'IMS non è un grado di interrompere le correnti di cortocircuito ma è in grado di interrompere solo la corrente nominale, pertanto, la protezione contro le sovracorrenti non può essere ottenuta mediante l'apertura automatica dell'organo di manovra.

In assenza di interruttore, quindi, la protezione più idonea è il fusibile.

La tabella successiva indica le caratteristiche dei fusibili posti a protezione dei trasformatori MT/BT utilizzati sulle reti del Distributore.

Potenza trasformatore kVA	Tensione nominale del fusibile 12 kV			Tensione nominale del fusibile 24 kV		
	Tensione di servizio TR 6 kV	Tensione di servizio TR 10 kV	Tensione di servizio TR 12 kV	Tensione di servizio TR 15 kV	Tensione di servizio TR 20 kV	Tensione di servizio TR 24 kV
50 - 75	16 A	10 A	10 A	6 A	6 A	6 A
100	25 A	16 A	10 A	10 A	10 A	6 A
160	30 A	25 A	25 A	16 A	16 A	10 A
250	50 A	30 A	30 A	25 A	16 A	16 A
315	63 A	40 A	40 A	30 A	25 A	25 A
400	63 A	50 A	40 A	30 A	25 A	25 A
630	100 A	63 A	63 A	50 A	40 A	40 A

Tabella 5.4 Fusibili idonei per la protezione di TR MT/BT

Per trasformatori con installazione in parallelo, sia su primario che su secondario occorre fare riferimento alla seguente tabella:

Potenza TR 1 [kVA]	Potenza TR 2 [kVA]	Fusibili MT 6.3 kV	Fusibili MT 22 kV
160	160	63 A	40 A
250	250	100 A	63 A

Tabella 5.5: Fusibili idonei per trasformatori MT/BT in parallelo

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

I dati dei trasformatori MT/BT di potenza standard, relativi alla tensione e le perdite di corto circuito, le perdite a vuoto, le correnti nominali, le correnti e le impedenze di cortocircuito sono riportate nella tabella successiva.

Potenza [kVA]	Vcc%	Pk [W]	P0 [W]	Ir,1 [A]	Ir,2 [A]	Icc,1 [A]	Icc,2 [kA]	Zcc,1 [mΩ]	Zcc,2 [mΩ]
100	4	1250	145	2,9	144	73	3,6	159,3	64,2
160	4	1700	210	4,6	231	115	5,8	100,4	40,0
250	4	2350	300	7,2	361	180	9,0	64,2	25,6
400	4	3250	430	11,5	577	288	14,4	40,2	16,0
500	4	3900	510	14,2	722	360	18,1	32,1	12,8
630	6	4800	560	18,2	909	455	22,7	25,4	10,2

Tabella 5.6: Tabella trasformatori MT/BT

Al fine di verificare il corretto coordinamento delle protezioni di cabina secondaria, si consideri, ad esempio, un trasformatore MT/BT 22/0,4 kV, da 400 kVA, protetto a monte da un fusibile MT di tipo NNGfe, con corrente nominale pari a 25 A, con corrente minima di fusione pari a 105 A.

i pag. 163		CESI			
Amperaggio Rating Ampérage	Codice Code Code	Corrente min. fusione Min. breaking current Courant minimum fusion	Pot. dissipata Power dissipation Puiss. dissipée	Peso Kg Weight Kg Poids Kg	d ^{mm} d ^{mm} d ^{mm}
2 A	NK24V002	6 A	10,2	2,3	53
4 A	NK24V004	12 A	27,1	2,3	53
6 A	NK24V006	25 A	28,9	2,3	53
10 A	NK24V010	46 A	19,2	2,3	53
16 A	NK24V016	60 A	32,6	2,3	53
20 A	NK24V020	80 A	46,9	2,3	53
25 A	NK24V025	105 A	60,7	2,3	53
32 A	NK24V032	130 A	81,1	2,3	53
40 A	NK24V040	178 A	96,4	2,3	53
50 A	NK24V050	220 A	80,5	3,9	68
63 A	NK24V063	270 A	125,0	3,9	68
80 A	NK24V080	360 A	151,0	3,9	68
100 A	NK24V100	540 A	228,0	5,8	85
125 A	NK24V125	610 A	301,0	5,8	85
• 160 A	NK24V160	900 A	515,0	5,9	88 NEW
• 200 A	NK24V200	1050 A	740,0	5,9	88 NEW

Figura 5.6: Corrente di minima fusione del fusibile

Questo fusibile assolve la sua funzione di protezione del trasformatore contro i corto circuiti e, nel contempo, garantisce la tenuta all'inserzione del trasformatore nelle condizioni più sfavorevoli (circa 10 volte la corrente nominale).

Sul lato BT, ciascuna linea è protetta da interruttori magnetotermici. A queste apparecchiature è affidato il compito di proteggere il trasformatore dai sovraccarichi. Per verificare il coordinamento tra fusibile MT e interruttore magnetotermico BT è necessario riportare i valori di corrente allo stesso livello di tensione, utilizzando il rapporto di trasformazione, e verificare che le curve di intervento dei due dispositivi di protezione non si sovrappongano ma che, anzi, sia mantenuto un margine di sicurezza tra loro.

Si supponga di utilizzare, sulle dorsali BT cavi 3x1x150 mm²Al (fase) + 1x150 Al mm² (neutro). Essendo il cavo da 150 mm² viene utilizzato un interruttore magnetotermico da 250 A. Tale corrente deve essere riportata al primario per verificare il corretto coordinamento della protezione; risulta perciò necessario calcolare il rapporto di trasformazione:

$$Kt = \frac{V1n}{V2} = \frac{22000}{400} = 55$$

La corrente dell'interruttore magnetotermico riportata al primario risulta perciò essere pari a 4,54 A.

In questo caso, si ha ampia selettività tra l'interruttore magnetotermico BT e il fusibile posto a monte del trasformatore.

Sicuramente più interessante è il caso delle sovracorrenti, ove, come si vedrà, non è sempre garantita la protezione di rinalzo del fusibile rispetto ai guasti secondari.

Ipotizziamo, perciò, di avere un guasto a bassa resistenza nella tratta compresa tra secondario trasformatore e quadro BT: la corrente di cortocircuito per un trasformatore di taglia 400 kVA, è pari a 14,4 kA che riportata al primario risulta essere di 288 A;

anche in questo caso la caratteristica del fusibile garantisce la totale selettività ed il fusibile interviene correttamente per un guasto tra il trasformatore e l'interruttore magnetotermico a protezione delle derivazioni BT.

Si supponga, ora, che l'interruttore BT non sia in grado di interrompere un corto circuito sulla propria dorsale; in questo caso il fusibile è chiamato ad intervenire come *protezione di ricalzo*; con guasto distante o molto resistivo, non è sempre garantito l'intervento della protezione di ricalzo. Infatti, aumentando la distanza del punto di guasto dal trasformatore, ci si allontana dalla zona di intervento del fusibile perché la corrente risulta limitata, oltre che dall'impedenza del trasformatore, anche dall'impedenza del cavo BT; di conseguenza, diminuisce la corrente di cortocircuito che, per una certa impedenza della linea, può scendere al di sotto del valore di soglia del fusibile; in queste condizioni, l'energia termica accumulata dal cavo può oltrepassare il limite K^2S^2 .

Per quanto sopra esposto, si può affermare che la protezione di ricalzo operata dai fusibili in contro i guasti in bassa tensione, non sempre è assicurata, dipendendo dalla distanza del guasto e dal valore della resistenza di guasto.

Lo schema di protezione sopra descritto per lo studio del coordinamento non è l'unica configurazione attualmente in uso. Un esempio, ancora in funzione ma in via di abbandono, è la protezione sia a monte del trasformatore che a valle tramite dei fusibili, come rappresentato nella successiva figura.

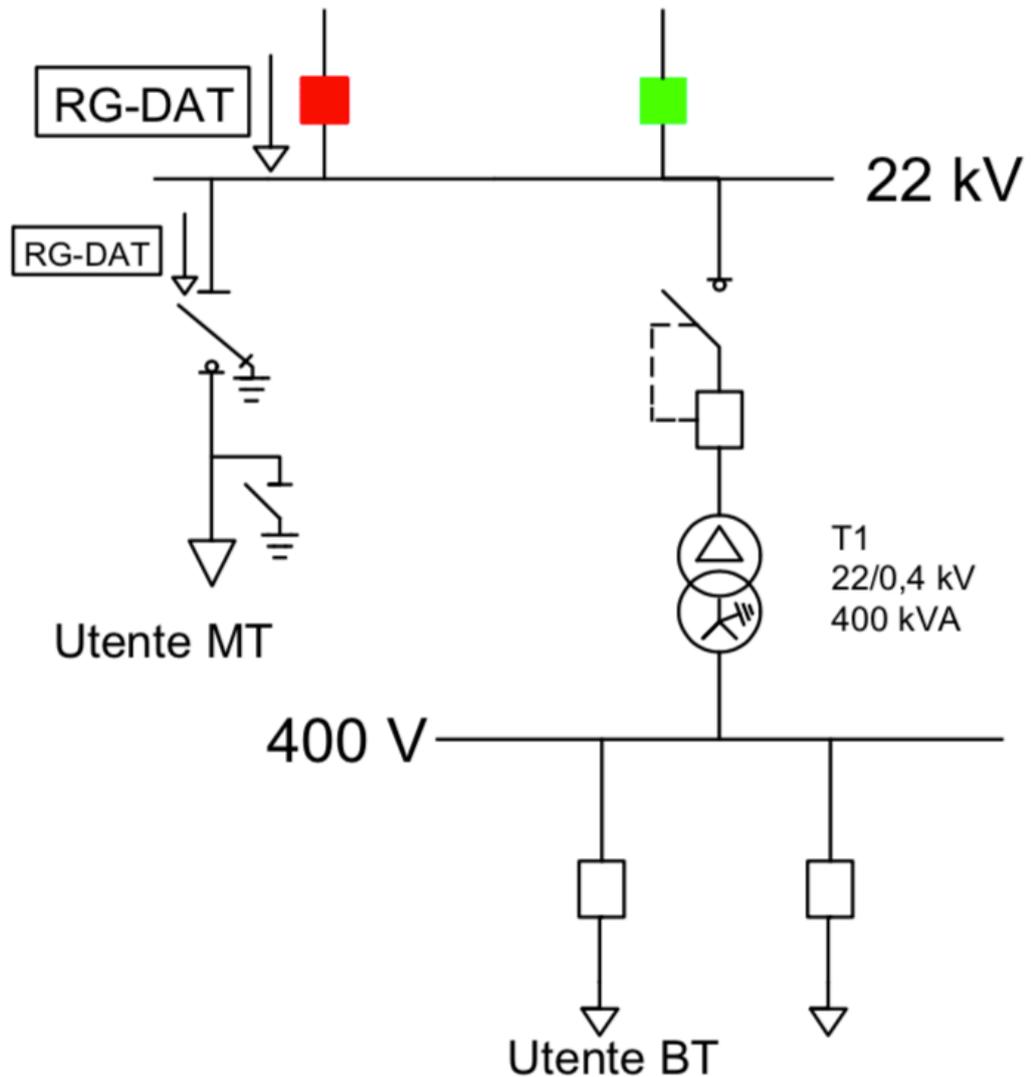


Figura 5.7: Schema di protezione cabina secondaria tramite fusibili

Il problema di tale configurazione è dovuto al fatto che, quando si verifica un cortocircuito, il fusibile che protegge le derivazioni BT interviene su una sola fase, di conseguenza continuando ad alimentare le altre due si creano dei problemi agli utenti trifase. Tale schema risulta perciò essere efficace dal punto di vista della protezione ma inefficace per la selezione del guasto.

Un'ulteriore configurazione efficace e migliorativa è la seguente:

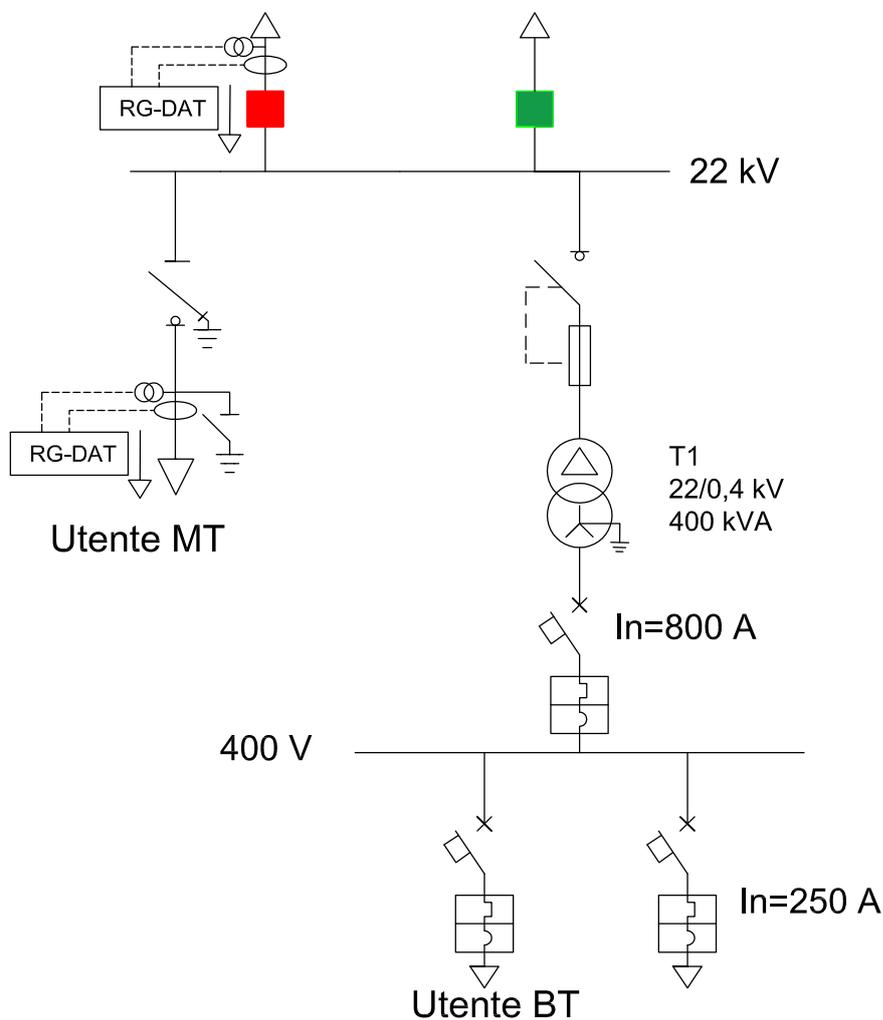


Figura 5.8: Protezione cabina secondaria tramite interruttore magnetotermici

Oltre alla protezione a monte del trasformatore tramite fusibile e le derivazioni BT con interruttore magnetotermico, viene posto tra il trasformatore e la cassetta di derivazione BT un interruttore magnetotermico generale. Questa è una soluzione migliorativa poiché in caso di mancato funzionamento dell'interruttore magnetotermico che protegge una derivazione BT, la protezione di rincalzo è affidata ad un ulteriore magnetotermico BT che, in condizioni limite, scatterà comunque per

sovraccarico. L'interruttore magnetotermico generale inserito può essere opportunamente tarato per intervenire anche per guasti molto resistivi.

Tale soluzione rappresenta l'obiettivo di miglioramento finale del sistema protettivo delle cabine secondarie.

Salvo casi specifici, si esclude invece l'utilizzo di interruttori a monte del trasformatore; tale soluzione, infatti, richiederebbe un SPCC (Sistema di Protezione e Controllo Cabina), con tempi inaccettabili di realizzazione in larga scala ed un impegno economico sproporzionato rispetto al beneficio ottenuto.

5.2 RG-DAT

Gli RGDAT hanno lo scopo di fornire la segnalazione locale e a distanza dei guasti di corto circuito, dei guasti a terra a valle del dispositivo e della mancanza di tensione MT che si presentano in corrispondenza del montante di ingresso della cabina secondaria.

Nel caso di un guasto a terra su una rete esercita a neutro isolato si presentano le seguenti condizioni:

- La V_0 che viene rilevata dalla protezione direzionale di terra del RG-DAT o del Cliente è la stessa che si presenta per tutta la rete. L'errore ammesso dal solo RG-DAT per tale soglia è del + 15% e la risoluzione di tale soglia è di 1% E, ovvero della tensione stellata che per la rete presa in esame, 22 kV, risulta essere pari a 12,07 kV. Pertanto, per avere sicuro intervento di tale dispositivo si dovrebbe optare per una soglia di 2 % E.
- La I_0 che viene rilevata dalla protezione direzionale di terra del RG-DAT o del Cliente a N.I. è sempre maggiore di quella che nella stessa condizione si rileva al toroide della protezione in partenza linea, perché è minore il contributo capacitivo al guasto di questo tratto di linea che va a contrastare la I_g . L'errore ammesso dal solo RG-DAT per tale soglia è del +15% e la risoluzione di tale soglia è di 0,5 A;

- L'angolo tra I_o e V_o è sempre di 90° teorici in ritardo di I_o su V_o .

5.3 Coordinamento delle protezioni di massima corrente

Si analizza, di seguito, il coordinamento delle protezioni di massima corrente di fase, a partire dall'utente MT e risalendo la dorsale elettrica fino ad arrivare al primario del trasformatore di Cabina Primaria.

5.3.1 Protezione massima corrente di fase utenti MT

Per gli utenti in MT bisogna far riferimento alla norma CEI 0-16. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dagli utenti sulla base di quanto comunicato dal Distributore.

I valori di regolazione minimi comunicati dal distributore circa la protezione di massima corrente di fase sono:

- Prima soglia: valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;
- Seconda soglia: valore 250 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- Terza soglia: valore 600 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 120 ms ed elevabile in determinate condizioni fino a 200 ms.

La caratteristica d'intervento è a tempo indipendente, rappresentata nella figura successiva.

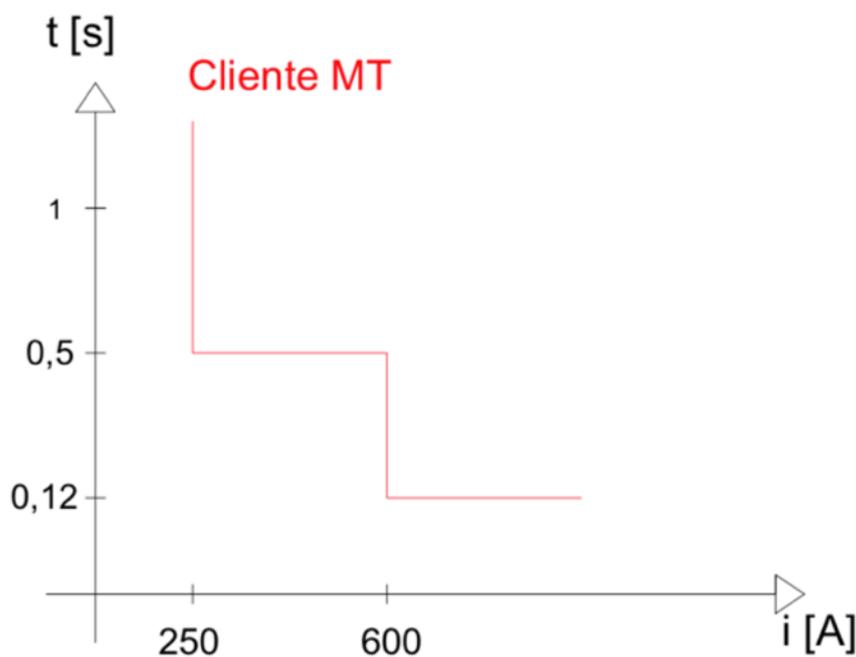


Figura 5.9: Caratteristica d'intervento cliente MT

5.3.2 Protezione massima corrente delle linee MT

Come descritto nel capitolo 2, da ciascuna cabina primaria si hanno mediamente 20 linee MT uscenti suddivise su due sezioni e i cavi MT formano una rete radiale, infatti ciascuna dorsale è contro-alimentabile da una cabina diversa.

Nel normale assetto di esercizio, ciascuna dorsale MT è aperta presso un nodo telecontrollato intermedio; tale assetto viene riconfigurato in caso di guasto, in modo da assicurare la continuità del servizio.

I dispositivi di protezione contro le sovracorrenti dispongono di caratteristica a tempo indipendente e sono previste tre soglie distinte: 51.S1, 51.S2 e 51.S3:

- Soglia 51.S1: tale soglia ha il compito di intervenire con ritardo convenuto qualora i valori di corrente rilevati superino quelli nominali della linea o dell'apparecchiatura da proteggere, con opportuni ritardi al fine di essere selettiva rispetto alle condizioni di sovracorrente che possono manifestarsi sull'eventuale rete a valle. La necessità che porta a ritardare l'intervento della soglia S1 della protezione di massima corrente è dovuta al dover ammettere un

minimo sovraccarico, per permettere per esempio l'avvio dei motori ed evitare scatti intempestivi. Tale soglia deve anche intervenire per gli eventuali cortocircuiti bifase di fondo linea che per linee molto lunghe può essere osservato in partenza della stazione come corrente addirittura minore del sovraccarico ammesso sulla data linea. Ne deriva che tale soglia deve essere pari alla portata della linea, aumentata di una percentuale tale da garantire lievi sovraccarichi di breve durata; si imposta, quindi, 1,3 In della portata del cavo di dorsale con ritardo a tempo indipendente di 1 secondo. In base alla portata al limite termico di 315 A del cavo unificato per le dorsali linea (185 Al in elica visibile) si propone una soglia pari a 400 A;

- Soglia 51.S2: la seconda soglia ha il compito di interrompere correnti più elevate, tenendo in considerazioni alcuni vincoli:
 - Essere superiore in soglia amperometrica ai massimi valori di guasto riportati sulla rete MT per cortocircuito BT a valle dei trasformatori MT/BT, altrimenti non viene rispettata la selettività. Per trasformatori fino a 2000 kVA e Vcc del 6% guasti ai passanti secondari di tale trasformatore determinano sul lato 22 kV correnti pari a circa 820A;
 - Essere superiore alle correnti di inserzione del trasformatore MT/BT. In base alla norma CEI 11-35, un trasformatore da 2000 kVA produce allo spunto una corrente fino a 8 volte la corrente nominale e pari a 420 A;
 - Disporre di un minimo ritardo per essere selettiva con le eventuali protezioni di cortocircuito a valle. La norma CEI 11-35 suggerisce un ritardo complessivo di 250 ms tenendo in considerazione il tempo base di intervento della protezione a valle (50-60 ms), il tempo di apertura dell'interruttore (50-80 ms) e il tempo aggiuntivo per permettere il sicuro rilascio della protezione a monte a seguito dell'intervento avvenuto della protezione a valle (almeno 90 ms);
 - Evitare che l'energia passante di guasto I^2t conseguente determini condizioni critiche per i cavi della linea interessata al guasto.

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

Di conseguenza viene proposta una soglia di 2.5 In con tempo di intervento ritardato di 250 ms per garantire la selettività con le protezioni clienti. Riferendoci sempre al cavo 185 mm^2 AL, la protezione di massima corrente di seconda soglia viene tarata a un valore maggiore di circa il +20% rispetto la portata del limite termico. Valori di correnti di linea di circa 400 A portano la relativa soglia 51.S2 a valori di 1000 A con ritardo intenzionale di 250 ms;

- Soglia 51.S3: oggi giorno le protezioni utilizzate dispongono della terza soglia, impostata a tempo zero e con soglia di 2000 A per le reti a 22 kV. L'utilizzo della terza soglia porta ad alcuni vantaggi:
 - Permettere alla protezione 51.S2 di essere sempre ritardata a 250 ms per aumentare la possibilità di selettività;
 - Intervenire con aperture molto rapide, circa 100 ms, solo per guasti di elevata intensità.

Per verificare il coordinamento tra l'utente MT e la linea MT è necessario verificare che le curve di intervento non si intersechino, mantenendo anche un margine di sicurezza tra loro.

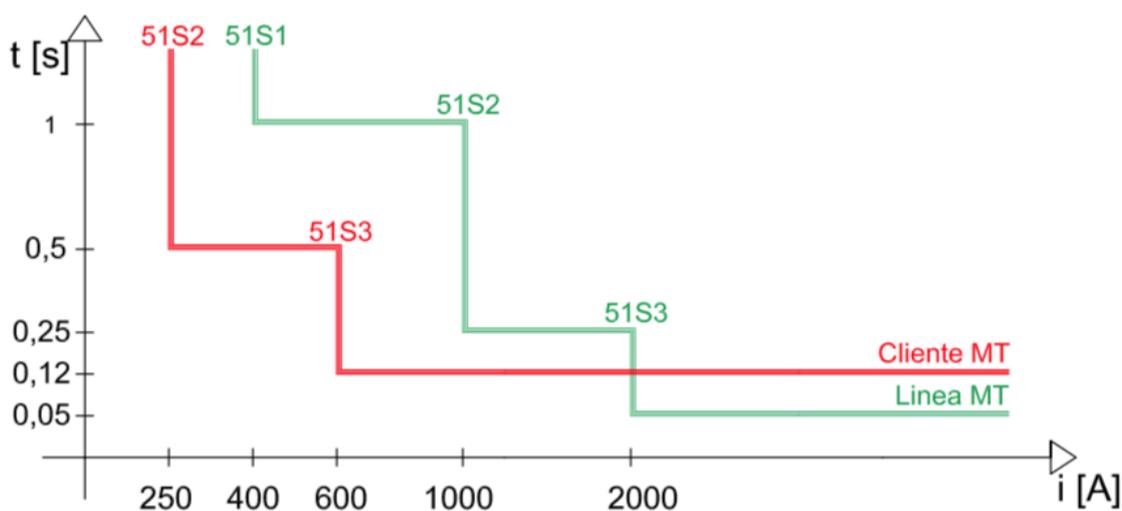


Figura 5.10: Coordinamento tra linea MT e cliente MT

Si osserva che:

- la soglia 51.S2 è superiore al massimo valore di corrente di cortocircuito che si ha per guasto BT con un trasformatore da 2000 kVA, a vantaggio della selettività;
- fino alla soglia 51S3 (2000 A) c'è un perfetto coordinamento tra le protezioni del cliente MT e le protezioni del distributore poiché in caso di guasto nella cabina del cliente scatta sempre prima la protezione del Cliente rispetto alla protezione di cabina primaria;
- per cortocircuiti sopra i 2000 A, invece, scatta sempre la protezione del distributore. È il caso tipico dei corto circuiti polifase che avvengono sui passanti primari dei trasformatori del cliente o all'interno delle sue celle MT.

La figura dimostra come, teoricamente, per avere una perfetta selettività tra le protezioni del cliente MT e le protezioni del distributore, il cliente dovrebbe inserire un'ulteriore soglia, non prevista dalla normativa CEI, con tempi d'intervento molto bassi in prossimità di una corrente prossima ai 2000 A. Ovviamente il cliente preferisce attenersi alla normativa CEI in modo da evitare scatti intempestivi all'avviamento, per esempio, di motori.

Un'ulteriore possibilità riguarda le soglie generalmente impostate dal distributore, che potrebbe aumentare i tempi di intervento per correnti maggiori dei 2000 A; anche tale condizione viene però evitata, in quanto, con tempi più elevati di intervento delle protezioni, aumenterebbe enormemente l'energia termica accumulata dalla linea che, ricordiamo, nei transitori di guasto ha un comportamento adiabatico.

Per quanto sopra esposto, si può concludere che il completo coordinamento del Cliente rispetto al Distributore, non può essere ottenuto per correnti superiori ai 2000 A.

5.3.3 Protezione trasformatore AT/MT

La protezione dei trasformatore deve essere coerente con la “Guida di Carico per i Trasformatori immersi in olio”, CEI 14-15, dove, per TR AT/MT ON fino a 100 MVA, si evince che in base alla condizione di precedente carico continuativo del 70% e temperatura ambiente iniziale di 30° C si può accettare un sovraccarico per 2 ore fino al 130% In (condizioni ancor più convenienti con Olio Forzato).

La protezione viene ottenuta mediante un relè di massima corrente tarato ad un valore immediatamente superiore, pari a 1,4 volte la corrente nominale. La corrente nominale per un trasformatore 63 MVA è pari a:

$$I_{n_{tr}} = \frac{63 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 22 \times 10^3} \cong 1650 \text{ A}$$

Viene, di conseguenza, proposta per la protezione 51MT una soglia d'intervento a circa 2300 A, con tempo d'intervento pari a 1,5 s.

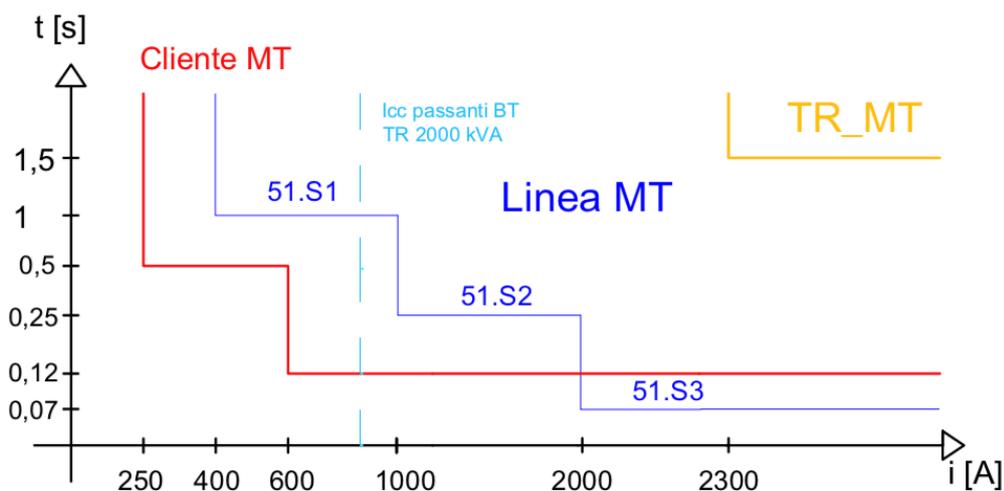


Figura 5.11: Coordinamento linea MT e trasformatore AT/MT lato secondario

L'intervento della protezione 51 MT del trasformatore a fine tempo comanda la sola apertura del suo interruttore secondario.

Il secondario del trasformatore, invece, è sprovvisto di protezione contro il corto circuito; tale scelta, è a favore della continuità del servizio, perché, si evita che per corto circuiti sulle dorsali MT si apra la macchina, disalimentando tutta la sezione. La selezione dei guasti polifase di sbarra MT è affidata, quindi, alle protezioni di massima corrente installate al primario.

Sullo stallo primario, occorre prevedere sia la protezione dei guasti interni alla macchina, sia, come già detto, la protezione per i guasti polifase di sbarra MT.

Vengono utilizzate, pertanto, due soglie di massima corrente così tarate:

- 51-S1 AT: questa soglia, destinata alla protezione della sbarra MT, deve essere superiore alla soglia di corto circuito delle linee MT, altrimenti non si ha selettività; si propone una soglia pari a 3 volte la corrente nominale del trasformatore, con tempo d'intervento 1 s. La corrente nominale del trasformatore viene valutata come:

$$I_{n_{tr}} = \frac{63 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 220 \text{ kV}} \cong 165 \text{ A}$$

Applicando i criteri di taratura si ottiene una corrente di circa 500 A e per valutare il coordinamento della protezioni le grandezze vanno riportate allo stesso livello di tensione. Il rapporto di trasformazione per un trasformatore AT/MT 63 MVA è circa 10, per cui si ottiene una corrente riportata al secondario del trasformatore di circa 5000 A; tale corrente, in caso di corto circuito sulle sbarre MT è ampiamente superata, potendo raggiungere un valore prossimo alla I_{cc} del trasformatore, pari a circa 10 kA. L'efficacia della protezione, quindi, è garantita. L'intervento della protezione 51.S1 AT del trasformatore comanda a fine tempo l'apertura dell'interruttore primario e deve promuovere anche l'apertura sul lato secondario. A seguito dell'intervento di tale protezione non è richiesto il blocco della macchina.

- 51-S2 AT: tale protezione è utilizzata contro i guasti sull'avvolgimento primario del trasformatore e come dimostrato in figura, non interviene per le correnti di cortocircuito sul lato MT.

Nel caso di trasformatori tipici della Distribuzione (taglia 63.000 kVA, corrente nominale secondaria 1.596 A, $V_{cc}\%$ 13,224, gruppo Yy0), si ha:

$$I_{CC_{max}} = \frac{I_{2n} * 100}{V_{cc}\%} = \frac{1.596 * 100}{13,224} \cong 12 \text{ kA}$$

Viene proposta una taratura per la protezione, pertanto, a $1,3 I_{cc} = 15,6 \text{ kA}$, senza ritardo intenzionale.

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

Perdite ohmiche totali		27,0 °C	101088 W	Perdite ohmiche totali		75,0 °C	119608 W	
Misura dell'impedenza di corto-circuito e delle perdite a carico.								
Temperatura olio Trasformatore :				27,0 °C				
						Kt =	1,183	
						TA e TV	0	
	[A]			[V]			[W]	
I1	157,74			V1	30303	W1	35766	
I2	158,07			V2	30533	W2	41661	
I3	158,21			V3	30322	W3	46287	
Media	158,00			Media	30386	Totale	123713	
-	-			-	-	-	-	
In	158,14			Tensione	30413	Perdite	123934	
Perdite addizionali								
ZI %	27,0 °C	13,223		RI %	27,0 °C	0,197	XI %	13,222
ZI %	75,0 °C	13,224		RI %	75,0 °C	0,221	cosficc	0,017
Perdite addizionali	27,0 °C	22846 W		Perdite addizionali	75,0 °C	19308 W		
Risultati della prova				Garanzie	Tolleranze	Garanzie Misurati		
				-				
Perdite a carico	75,0 °C	[W]	148000	+ 0 %	[W]	138916		
Impedenza di corto-circuito	75,0 °C	[%]	13,50	± 7,5 %	[%]	13,224		
Esito: FAVOREVOLE								

Figura 5.12: Risultati prova di cortocircuito

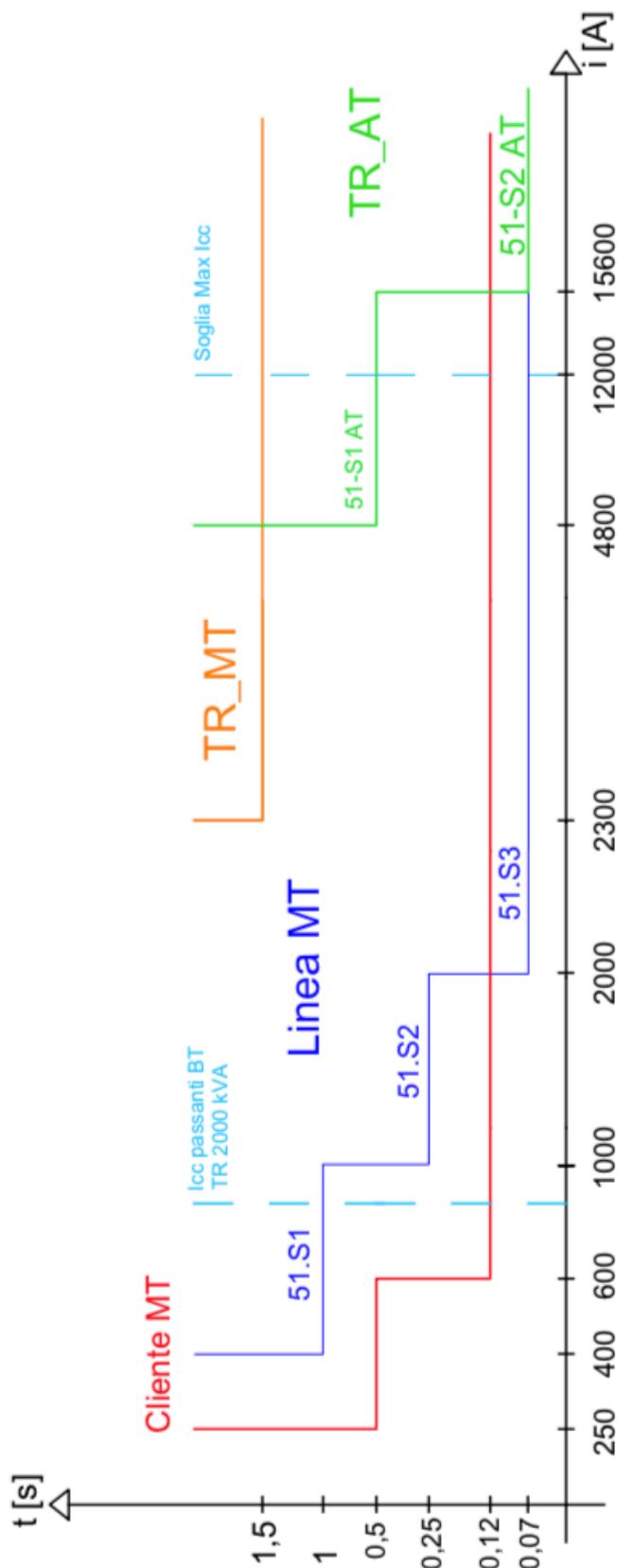


Figura 5.13: Coordinamento delle protezioni di massima corrente

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

A completamento delle protezioni del trasformatore, si citano due importanti soglie in tensione, destinate all'apertura degli interruttori primario e secondario in presenza di sovratensioni causate da:

- Aumento della tensione di alimentazione a monte, fenomeno di rarissima frequenza in quanto la rete di trasmissione nazionale è molto stabile in tensione;
- Mal funzionamento del regolatore automatico di tensione che governa il variatore sotto carico del trasformatore. L'aumento sproporzionato della tensione può portare a un danneggiamento delle cabine secondario o dei clienti.

Vengono perciò previste due soglie della protezione di massima tensione di fase 59:

- 59-S1: soglia di allarme impostata al 105% della tensione nominale, corrispondente a 23540 V sulla rete a 22 kV, per un tempo di intervento pari a 10s;
- 59-S2: soglia di scatto, impostata al 111% della tensione nominale, 24420 V sul 22 kV, con tempo d'intervento pari a 20 s.

Tali soglie non hanno necessità di coordinamento, in quanto, sono le uniche destinate alla protezione della rete contro le sovratensioni di natura permanente.

5.3.4 Protezioni di rinalzo guasti polifase in MT

Come definito nei paragrafi precedenti, la protezione per i guasti polifase delle linee MT sono le protezioni a massima corrente, 51-1, 51-2 e 51-3. Bisogna prevedere, ove ritenuto necessario, delle protezioni di rinalzo in quanto le protezioni possono fallire il proprio intervento per due motivi:

- Protezione guasta;
- L'interruttore rimane chiuso causa guasto meccanico o elettrico.

Ipotizzando il mancato intervento della protezione 51-1, non si ritiene necessario prevedere una protezione di rinalzo, in quanto:

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

- Se il sovraccarico è causato da un corto circuito sulla BT, si avrà l'intervento della protezione di dorsale BT;
- Se il sovraccarico è dovuto ad eccessi di consumi elettrici, gli stessi saranno gestibili con opportune manovre di esercizio.

Più probabile è l'evento della protezione 51-2 o 51-3 guasto bifase o trifase di entità elevata, in tal caso è fondamentale avere delle protezioni di rincalzo che sono le protezioni installate sul secondario del trasformatore. La protezione 51- MT è tarata a circa 2300 A, per correnti perciò comprese tra 1000 A e 2300 A non interviene. Possiamo perciò distinguere due casi:

- Cortocircuito a bassa impedenza, caso molto frequente, che consente l'intervento come protezione di rincalzo della 51MT;
- Guasto molto resistivo, con corrente di cortocircuito compresa tra i 1000 e i 2200 A, range che non consente l'intervento della protezione 51 MT.

Ricaviamo una zona di corrente di cortocircuito in cui non si ha l'intervento delle protezioni di rincalzo.

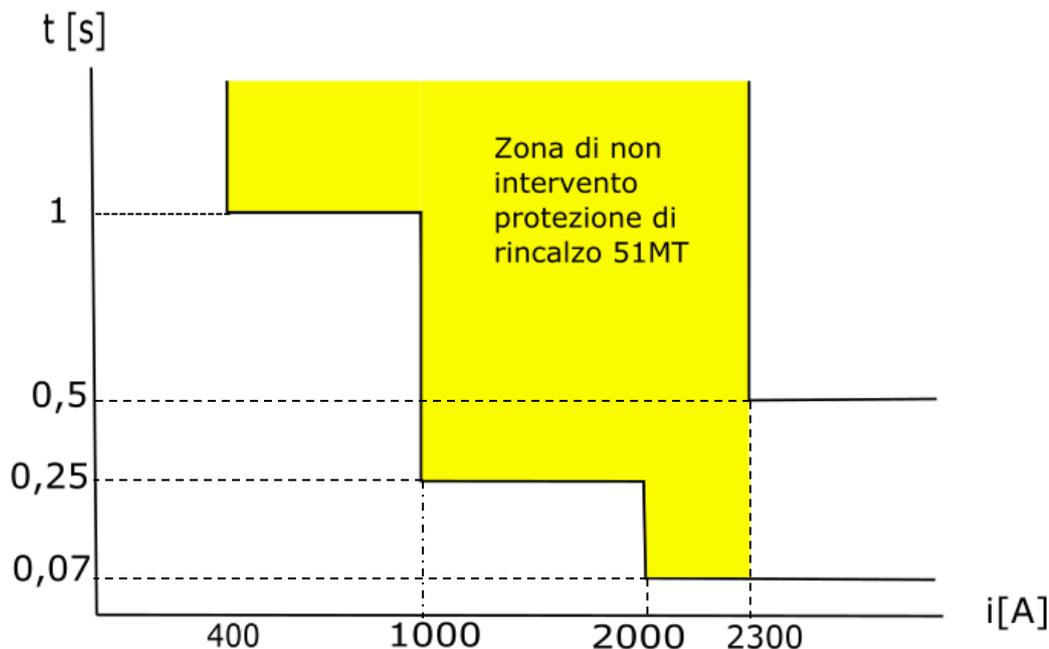


Figura 5.14: Zona di non intervento protezione di rincalzo 51MT

Tuttavia, tale situazione risulta accettabile in quanto, al verificarsi di un cortocircuito, nel giro di qualche istante, la corrente evolverebbe a valori molto più elevati, tali da consentire l'intervento della protezione 51MT.

5.4 Coordinamento delle protezioni di guasto a terra

Si analizza, di seguito, il coordinamento delle protezioni di guasto a terra, a partire dall'utente MT e risalendo la dorsale elettrica fino ad arrivare al secondario del trasformatore di Cabina Primaria.

Per trattare il guasto verso terra è necessario definire la grandezza *ammettenza della rete*. Tale grandezza può essere rappresentata in un diagramma cartesiano in funzione di tensione e corrente omopolare e rappresenta la retta raffigurata nella successiva figura.

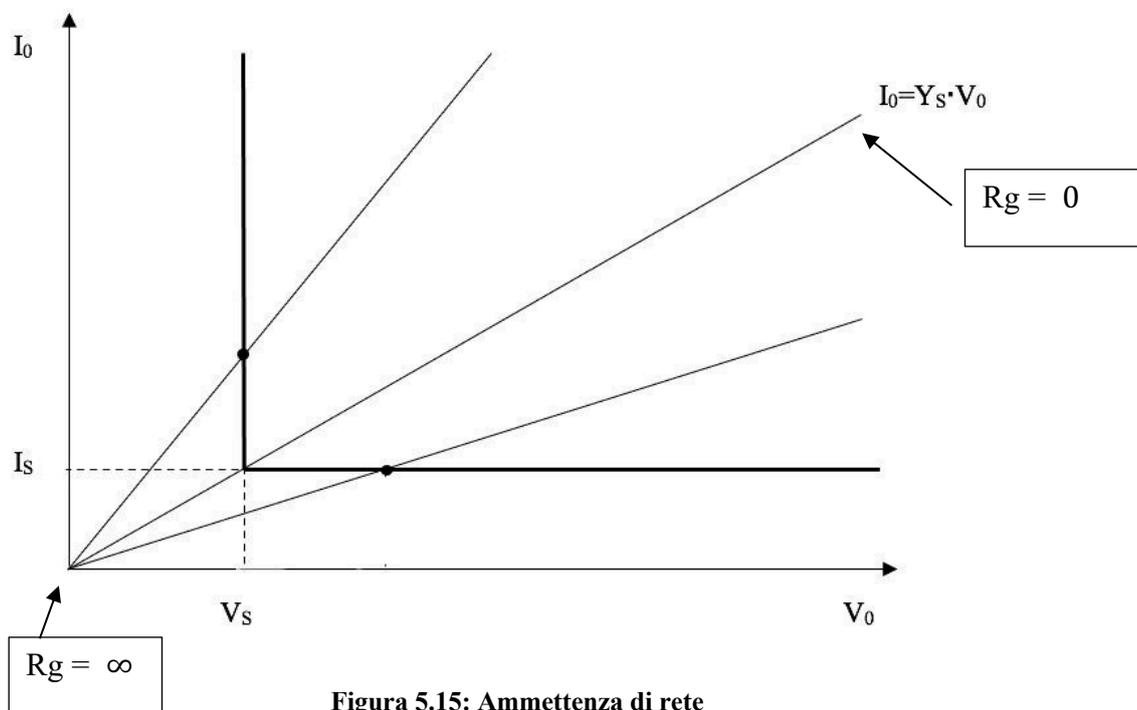


Figura 5.15: Ammettenza di rete

In assenza di guasto, la corrente e tensione omopolari saranno nulle, mentre, in caso di guasto, si avranno coppie di tensione –corrente che, rappresentate su un grafico,

formeranno una caratteristica rappresentativa dell'ammettenza della rete. Si osserva che:

- Il luogo dei punti giacenti sul segmento Y, si sposta al variare della resistenza di guasto nel punto di origine la resistenza di guasto è ∞ , mentre ho resistenza di guasto pari a zero nel caso limite, ovvero quando la tensione omopolare assume il valore della stellata E mentre la corrente di guasto assume il valore della corrente teorica di guasto a terra I_g . L'ammettenza di guasto risulta essere pari al rapporto tra la corrente omopolare e la tensione omopolare:

$$Y_{guasto} = \frac{I_0}{V_0}$$

- La pendenza della retta dell'ammettenza varia al variare dell'estensione della rete: maggiore è l'estensione, maggiore sarà la corrente omopolare corrispondente ad una certa tensione omopolare, quindi, maggiore sarà la pendenza della retta;

Per ricavare la corrente minima di guasto rilevabile dalla protezione direzionale di terra deve essere verificata la seguente disequazione:

$$Y_{guasto_minimo} \geq Y_{limite_soglia}$$

Nei sistemi a Neutro Isolato, quando si verifica un guasto di una fase a terra, nel circuito si determina una tensione omopolare V_0 in funzione della capacità verso terra del sistema, della tensione di esercizio e del valore della resistenza di guasto R_g :

$$\bar{V}_0 = \frac{-\bar{E}}{1 + j\omega C_{tot} \times R_g}$$

Registrazioni fatte in Ireti dimostrano che generalmente il valore della V_0 assume il valore della tensione di fase, dovuto al fatto che le resistenze di guasto sono sempre generalmente molto basse. Nel seguente caso di guasto a terra, si osservano:

- la fase guasta (V_8) è quasi azzerata (R_g molto piccola);
- le fasi sane (V_4 e V_{12}) si sono portate alla concatenata;
- la tensione omopolare si è portata alla stellata.

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

Frequenza di campionamento: 12800Hz

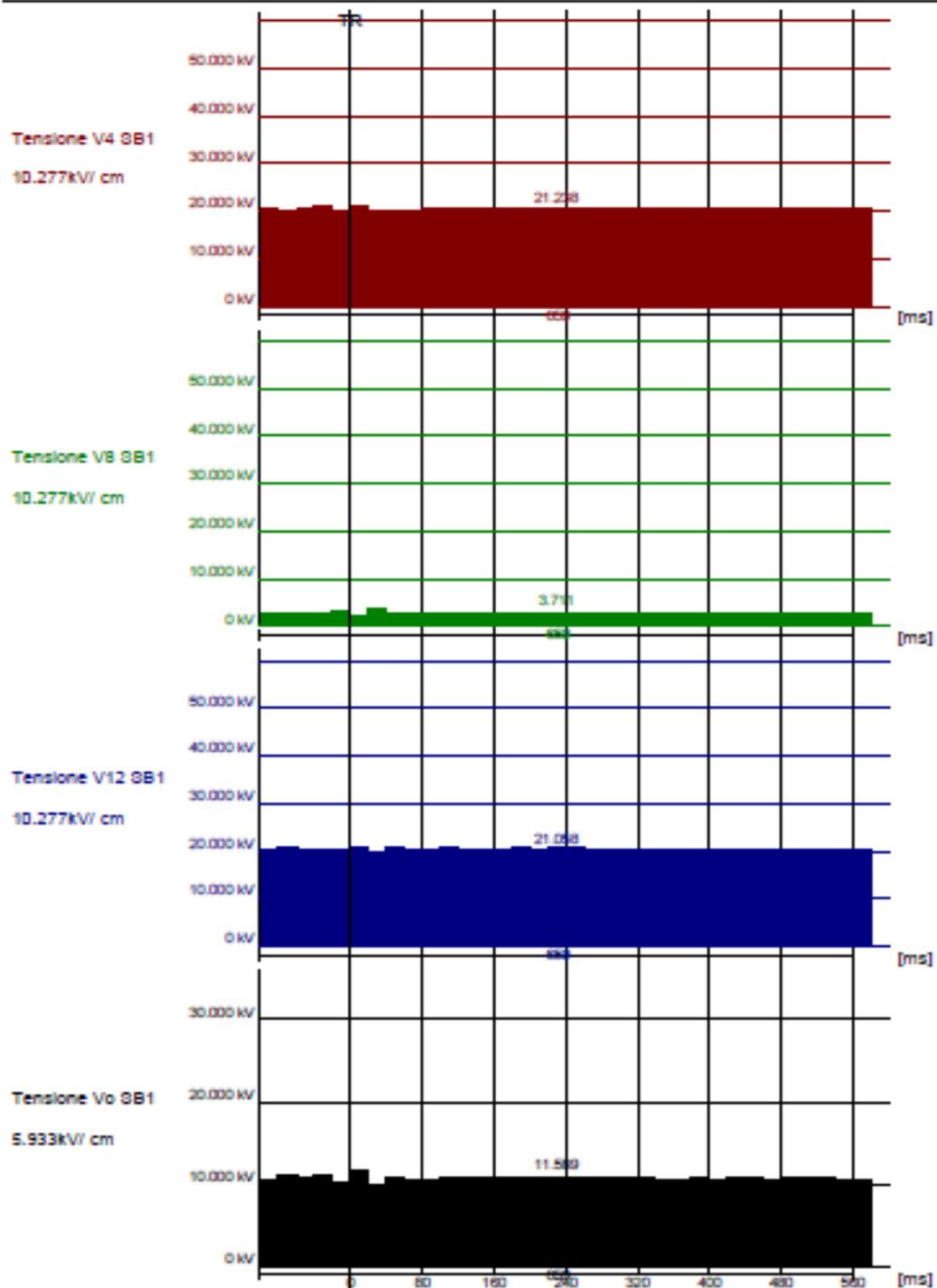


Figura 5.16: Guasto monofase a terra Neutro isolato

5.4.1 Protezione massima corrente omopolare utenti MT

Gli Utenti in media tensione con piccole estensioni di rete, possono proteggersi dal guasto a terra tramite protezioni di massima corrente omopolare.

Le soglie imposte dalla norma CEI 0-16 dipendono dallo stato del neutro:

Reti a neutro isolato:

- Prima soglia: utilizzata solo in assenza della 67N.S1 e 67N.S2, con valore pari a 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms;
- Seconda soglia: utilizzata solo con presenza 67N.S2, valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal distributore; tempo di estinzione del guasto: 170 ms.

Reti a neutro compensato:

- Prima soglia: impiegata solo in assenza della 67N.S1 e 67N.S2, con valore pari a 2 A; tempo di estinzione del guasto: 450 ms;
- Seconda soglia: sempre presente anche con 67N.S1 e 67N.S2, valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal distributore (tipicamente, 70 A reti a 20 kV e 56 A per reti a 15 kV); tempo di estinzione del guasto: 170 ms.

5.4.2 Protezione direzionale di terra utenti MT

Nei casi in cui la rete MT del cliente eccede i 400 metri di lunghezza a 20 kV, la Norma CEI 0-16 impone la protezione contro i guasti a terra mediante Direzionali di Terra.

I valori di regolazione sono i seguenti:

- Soglia 67N.S1, per guasti a terra in regime di neutro compensato:
 - $I_0:2A$
 - $U_0:5V$;

- settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): $60^\circ \div 250^\circ$;
- tempo di estinzione del guasto: 450 ms.
- Soglia 67N.S2, per guasti a terra in regime di neutro isolato:
 - $I_0:2A$
 - $U_0:2V$;
 - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): $60^\circ \div 120^\circ$;
 - tempo di estinzione del guasto: 170 ms.

5.4.3 Protezione direzionale di terra linee MT a Neutro Isolato

La protezione direzionale di terra viene definita in funzione di 4 parametri: tensione omopolare, corrente omopolare, angolo di sfasamento tra tali vettori e ritardo allo scatto. Questi parametri devono essere opportunamente definiti in base ai valori imposti dalla norma CEI 0-16 alle protezioni del Cliente, per rispettare il coordinamento delle protezioni.

- Tensione omopolare V_0 : la soglia viene scelta in funzione del valore di tensione omopolare imposta dalla norma CEI 0-16 ai clienti MT, pari a 2% E. Pertanto, per mantenere un minimo di selettività la soglia della direzionale di linea viene posta a non meno di 2,5% E.
- Corrente omopolare I_0 : poiché la soglia imposta ai clienti è pari a 2 A, per rispettare la selettività la soglia viene posta a non meno di 2,5 A.
- Angolo di sfasamento tra V_0 e I_0 : in teoria pari a 90° , ma in realtà per tenere conto delle dissimmetrie tra le fasi e dei riduttori, si adotta l'ampiezza richiesta alla 67NI del cliente tra $60-120^\circ$.
- Ritardo: la norma CEI fissa il ritardo del dispositivo generale del cliente per guasti monofase a terra con esercizio a NI pari a 170 ms. In base a tale valore è conveniente impostare il ritardo della protezione direzionale di linea a 400 ms.

Per soddisfare il coordinamento delle protezioni direzionali viene utilizzato contemporaneamente la selettività cronometrica e la selettività amperometrica. La seguente figura soddisfa, con i criteri scelti, il coordinamento tra protezione direzionale 67 di linea e la protezione direzionale del cliente.

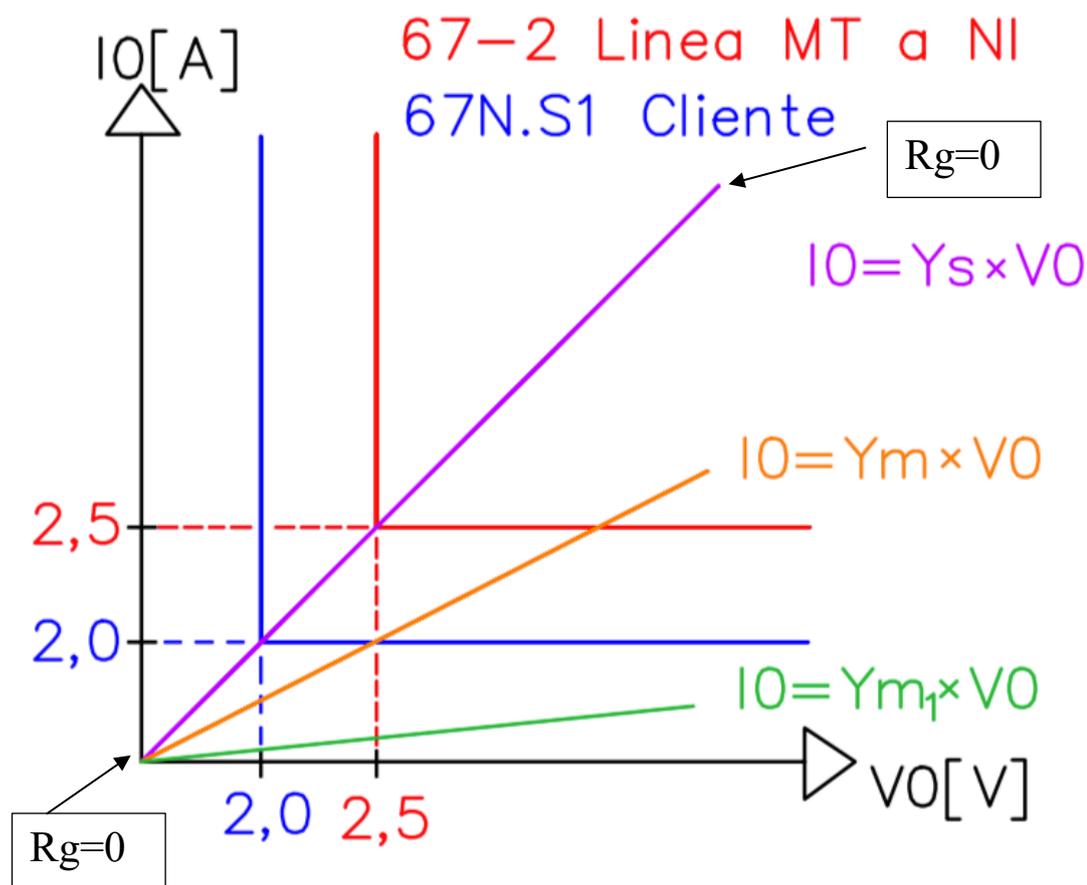


Figura 5.17: Coordinamento protezione direzionale di terra a NI

Affinchè sia verificato il coordinamento l'ammettanza di rete deve intersecare le caratteristiche d'intervento delle protezioni direzionali, altrimenti significa che non c'è sufficiente componente varmetrica per determinare l'intervento. Quando diminuisce l'estensione della rete, la caratteristica di ammettenza diminuisce la pendenza, pertanto, a parità di resistenza di guasto, si rischia di uscire dal campo di intervento della protezione. Per tale ragione, la soglia di intervento dei relè direzionali di terra è

impostata tenendo conto che, in occasione dei guasti, si può avere l'apertura di più linee e, quindi, la perdita di consistenti porzioni di rete (rette Y_m ed Y_{m1}).

Nella realtà, quando si verifica un guasto verso terra, la resistenza del punto di guasto è generalmente bassa, quindi la protezione lavora nella zona addentrata di intervento, di conseguenza diminuendo l'estensione della rete viene garantito l'intervento della protezione. Quindi, viene garantito il coordinamento quando la rete a monte delle protezioni cliente equivale ad una corrente minima pari a:

$$I_{min} \geq I_{0_cliente} \frac{E}{V_{0_67linea}}$$

Tale valore corrisponde a circa 80 A, equivalenti a 18,2 km, che è un'estensione sempre garantita per le sezioni MT di Cabina Primaria (mediamente, l'estensione della Rete è nell'intorno dei 100 km per ogni trasformatore AT/MT, pari a 440 A di corrente presunta di guasto a terra).

5.4.4 Protezione direzionale di terra linee MT a Neutro Compensato

Con rete esercita a neutro compensato, la tensione omopolare è influenzata dalla componente capacitiva della rete, dalla resistenza e guasto e a differenza di rete a neutro isolato dipende anche dalla reattanza induttiva e dalla resistenza equivalente della bobina.

$$\bar{V}_0 = \frac{-Z_l \bar{E}}{Z_l + Rg (1 + j\omega C_{tot})}$$

Di conseguenza, a parità di estensione di rete e valore di Rg , con rete esercita a neutro compensato la V_0 è superiore rispetto al caso a neutro isolato. Tale valore deve essere scelto tenendo conto dei parametri fissati dalla norma CEI 0-16 per le soglie di protezione del cliente, fissato al 5% E. Tenuto conto di un coefficiente di sicurezza viene scelto un valore di soglia per le linee MT almeno pari al 9% E, corrispondenti a 1143 V primari con sistema a 22 kV.

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

La corrente omopolare è funzione della resistenza di guasto R_g , delle caratteristiche elettriche della bobina e della percentuale di estensione della linea guasta rispetto l'intera rete. Inoltre, la corrente imposta dalla norma CEI 0-16, per i clienti MT con rete esercita a neutro compensato è pari a 2 A, mantenendo perciò un minimo margine di sicurezza la soglia della protezione direzionale di terra 67-1 deve essere maggiore almeno a 2,4 A e di conseguenza viene proposto una soglia pari a 2,5 A.

L'angolo di sfasamento tra la corrente omopolare e la tensione omopolare non è funzione della resistenza di guasto ma del rapporto tra estensione della linea soggetta a guasto rispetto la rete complessiva e dalla caratteristica della bobina. Tale settore è compreso tra un massimo valore pari a 257° e un minimo che copre anche il settore d'intervento della protezione 67.2. Questo settore angolare ingloba anche quello fissato dalla norma CEI 0-16 per le protezioni direzionali di terra 67NC per clienti MT compreso tra $60-250^\circ$. Il tempo di intervento della protezione deve essere coordinato, come spiegato anche per la 67NI, con le protezioni contro i guasti a terra dei clienti MT, fissati dalla norma CEI a 450 ms. Di conseguenza, il ritardo per la protezione 67NC delle linee MT può essere scelto maggiore o uguale a 1s.

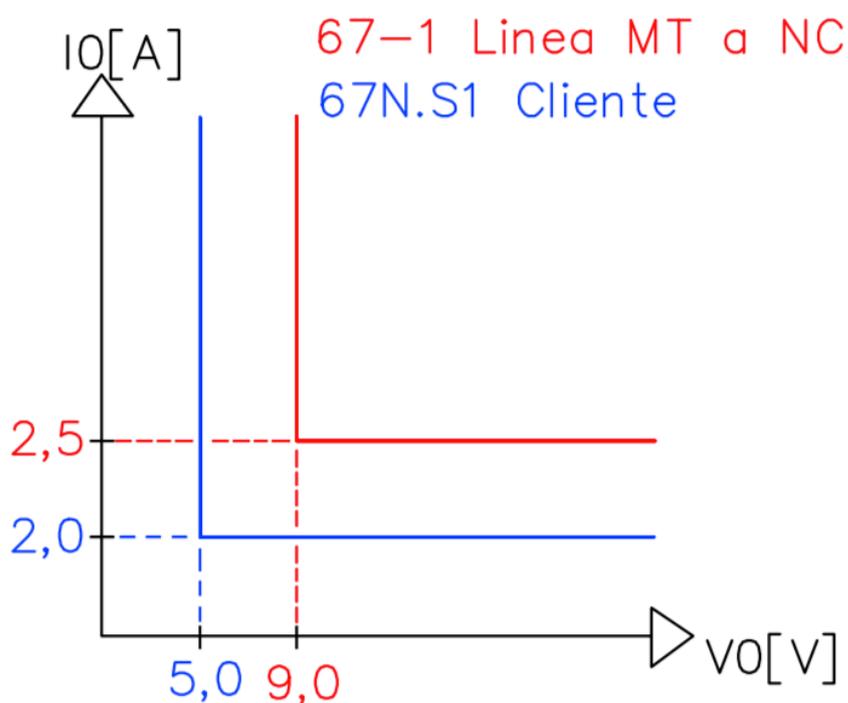


Figura 5.18: Coordinamento protezione direzionale di terra a NC

Anche nel caso di protezione direzionale di terra con rete esercita a neutro compensato, vengono utilizzate contemporaneamente la selettività cronometrica e amperometrica per soddisfare il coordinamento delle protezioni MT.

5.4.5 Protezioni contro i doppi guasti monofase a terra

Con doppio guasto monofase a terra si intende la condizione di guasto caratterizzata dalla presenza, su due linee MT alimentate dallo stesso trasformatore, di un guasto monofase a terra.

Il seguente grafico mostra un tipico caso di doppio guasto a terra.

- Nell'istante zero si manifesta un guasto monofase a terra sulla fase V8, caratterizzato dalla comparsa di una tensione omopolare assai sostenuta e dall'esaltazione delle tensioni di fase delle fasi V4 e V12.
- Nell'istante 80 ms, il guasto evolve da monofase a bifase (V8 e V12), presumibilmente a causa di un secondo guasto in rete causato dalla sopraelevazione di tensione delle fasi sane e dal conseguente cedimento dell'isolamento.

I doppi guasti a terra sono molto temibili perché determinano correnti di circolazione nel terreno prossime alla corrente di corto circuiti, quindi, idonee soglie di protezione vengono adottate per la loro estinzione in tempi rapidi.

- Protezione 67-3: è una della protezione utilizzata per l'eliminazione dei doppi guasti a terra, con un'unica soglia sia per rete esercita a neutro compensato che a neutro isolato, ma è opportuno valutare il funzionamento quando è soggetta a guasti monofase a terra. Il campo d'intervento angolare, ovvero l'angolo di sfasamento tra la tensione e la corrente omopolare è compreso tra 190° e 370° . A NI, per guasto monofase a terra, la protezione 67-3 rileverà nel suo campo d'intervento solo le correnti capacitive delle varie linee sane, perciò per evitare un intervento indesiderato di tale protezione con rete a NI è sufficiente impostare la soglia della corrente omopolare I_0 maggiore rispetto al contributo

capacitivo della linea più lunga. Per reti a NC la 67-3 rileverà nel proprio campo angolare d'intervento anche le correnti omopolari I_0 di guasti monofase a terra delle linee estese. Per tale ragioni per evitare scatti intempestivi della protezione 67-3, sia per rete a NI che a NC la soglia della corrente omopolare I_0 deve valere il massimo tra:

- 1.3 volte il contributo capacitivo della linea più lunga;
- 2 volte la corrente di guasto I_g per rete a NC;
- Un valore standard di 200 A, ovvero un valore sempre maggiore della soglia 51-2 NC del cliente pari a 105°.

La tensione omopolare V_0 viene posta uguale alla soglia della protezione 67-1, pari al 9% E (corrispondente a 1143 V). Il ritardo di intervento corrisponde a 0,4 s in modo tale da renderla equivalente al ritardo della protezione 51-2 della linea MT.

- 67.2b: è la protezione complementare della 67-3 contro i doppi guasti a terra e ha un unico valore di soglia sia per rete esercita a NI che a NC. Il campo d'intervento di tale protezione è tra 10° e 190°. Per evitare scatti intempestivi a N.I. la soglia della corrente I_0 della 67.2b deve valere ancora il valore massimo tra 1,3 volte il contributo capacitivo della linea più lunga e un valore standard di 200 A. La tensione omopolare è impostata, come per le 67-3 al 9% E, mentre il tempo di ritardo è pari a 0,6 s.

Capitolo 5 – Coordinamento delle protezioni

Frequenza di campionamento: 12800Hz

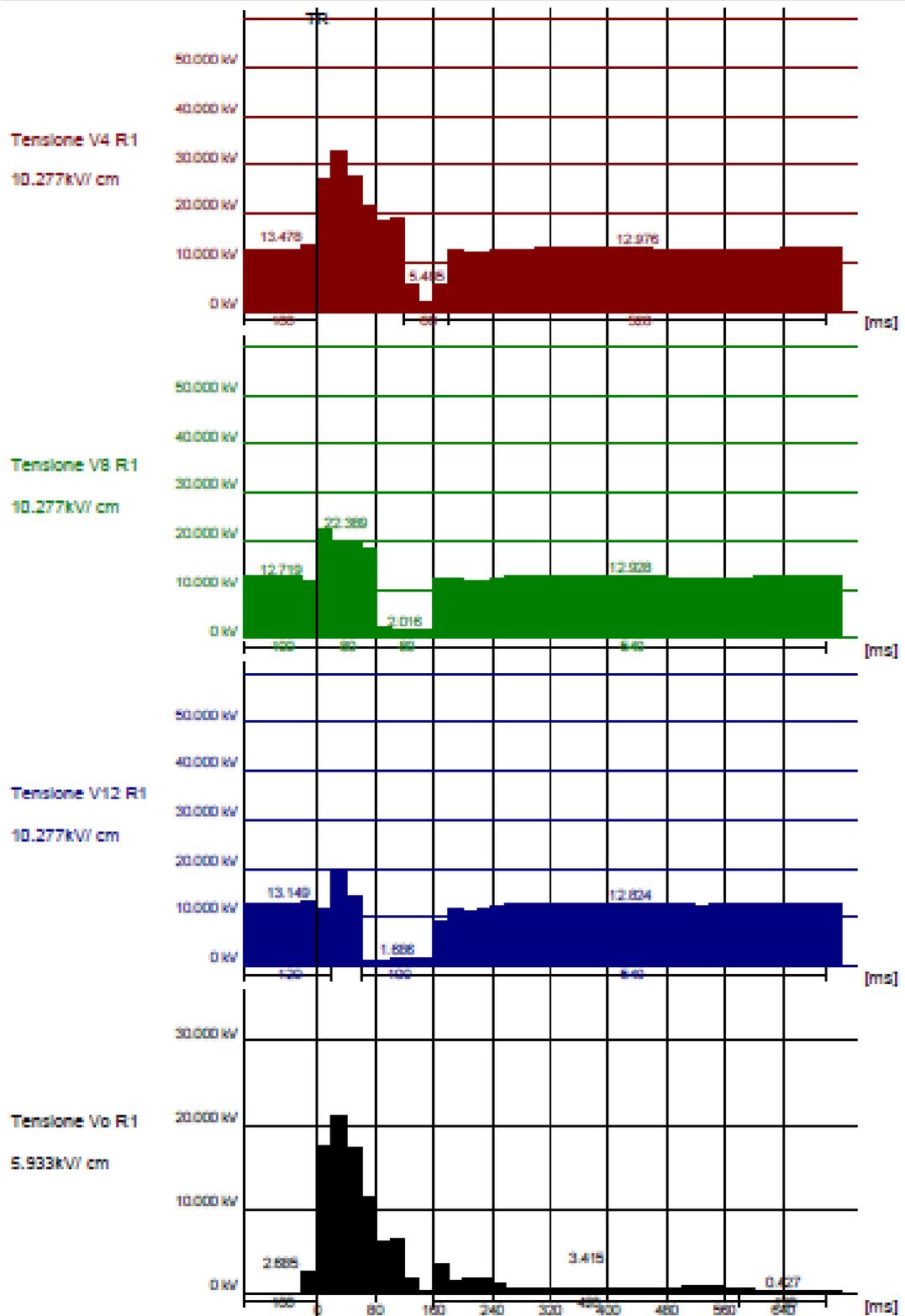


Figura 5.19: Guasto a terra evolve in doppio guasto monofase a terra

5.4.6 Protezioni contro guasti intermittenti ed evolutivi

La protezione contro i guasti intermittenti, codificata con la sigla 67.4, è una protezione a controllo logica aggiuntiva, idonea sia per reti esercite a Neutro Isolato che Neutro Compensato, con l'obiettivo di preservare da scatti inopportuni la protezione 59U0 (massima tensione omopolare) quando si innescano ripetuti avviamenti per guasti a terra di una linea senza raggiungere il tempo di scatto.

La logica di funzionamento è la seguente: se la tensione omopolare V_0 della rete supera la soglia della protezione, posizionata sullo stesso valore di 59U0 del trasformatore, si apre una finestra temporale di attenzione in cui, se si hanno avviamenti ripetuti e ravvicinati delle protezioni 67.a o 67.2 o 67.2b, a fine tempo viene comandata l'apertura dell'interruttore.

Le soglie per le protezioni contro i guasti intermittenti sono:

- Soglia V_0 : uguale al valore di soglia della 59U0 del trasformatore AT/MT;
- Tempo di attenzione e ritardo allo scatto pari a 2 secondi;
- Tempo ricaduta avviatori 67.1 e 67.2a pari a 0,1 secondi.

Anche la protezione contro i guasti evolutivi è una protezione a controllo logico aggiuntiva, valida sia per reti a Neutro Isolato che a Neutro Compensato, per preservare la protezione 59U0 da scatti inopportuni quando si innescano ripetuti avviamenti per guasti a terra su linee diverse senza raggiungere mai il tempo di scatto ma tali da intervallarsi a così breve tempo per cui non si ha per tutta la durata del fenomeno la ricaduta della protezione 59U0.

Si basa sulla seguente logica: se la tensione V_0 della rete supera la soglia della protezione si apre una prima finestra temporale di non intervento che, se al suo fine tempo continua a persistere il segnale di V_0 superiore alla soglia impostata, avvia una ulteriore finestra temporale in cui il primo avviamento 67.1 o 67.2 che si manifesta abilita subito il comando di scatto dell'interruttore relativo. Le soglie per la protezione 67.5 sono le seguenti:

- Soglia V_0 pari alla soglia delle protezioni 59V₀ del trasformatore AT/MT;
- Tempo di non operatività 59V₀ pari a 1,5 secondi;

- Tempo attenzione (e eventuale scatto) 1 secondi;
- Tempo ricaduta avviatore 59U0 uguale a 0,1 secondi.

5.4.7 Coordinamento tra 59U0 e direzionale di terra 67.S2

La protezione 59U0 (massima tensione omopolare) rappresenta la protezione di rincalzo dei direzionali di terra, con selettività di tipo cronometrica e voltmetrica.

Questa protezione, inoltre, interviene inoltre, come protezione principale per guasti negli avvolgimenti secondari della macchina, guasti di sbarra e guasti sulle linee MT tra la sbarra e i toroidi omopolari posti sulle derivazioni MT. Per tale motivo, i TA omopolari vengono generalmente montati il più vicino possibile al punto di attacco dello scomparto, essendo indesiderato l'intervento della 59U0, poiché provoca l'apertura sia del primario che del secondario del trasformatore, portando alla disalimentazione di tutte le linee. È necessaria l'apertura anche dell'interruttore primario per eventuali guasti tra gli avvolgimenti secondari del trasformatore e l'interruttore posto sul secondario, poiché in caso di guasti intermedi, la sola apertura dell'interruttore secondario non servirebbe ad estinguere il guasto.

Volendo realizzare una selettività di tipo cronometrica, poiché per la protezione 67.S2 si ha un tempo di intervento pari a 400 ms, per mantenere un margine di sicurezza viene scelto un tempo di intervento per la protezione 59U0 maggiore o uguale a 5 secondi, fissato in tal caso a 5 s. La tensione di tensione omopolare pari al 10% E, corrispondente a 1270 V. Per rispettare il coordinamento tra la protezione direzionale di terra 67NI e la protezione di rincalzo 59U0 devono essere rispettate 3 condizioni:

- L'angolo di ritardo di I_0 rispetto alla V_0 deve essere nel campo di intervento della protezione 67NI.
- La soglia di tensione omopolare V_0 della protezione 59U0 deve essere maggiore della soglia della protezione della 67NI.
- La soglia della corrente omopolare deve essere impostata in modo tale da verificare che l'ammittenza limite di coordinamento sia sempre minore dell'ammittenza di guasto.

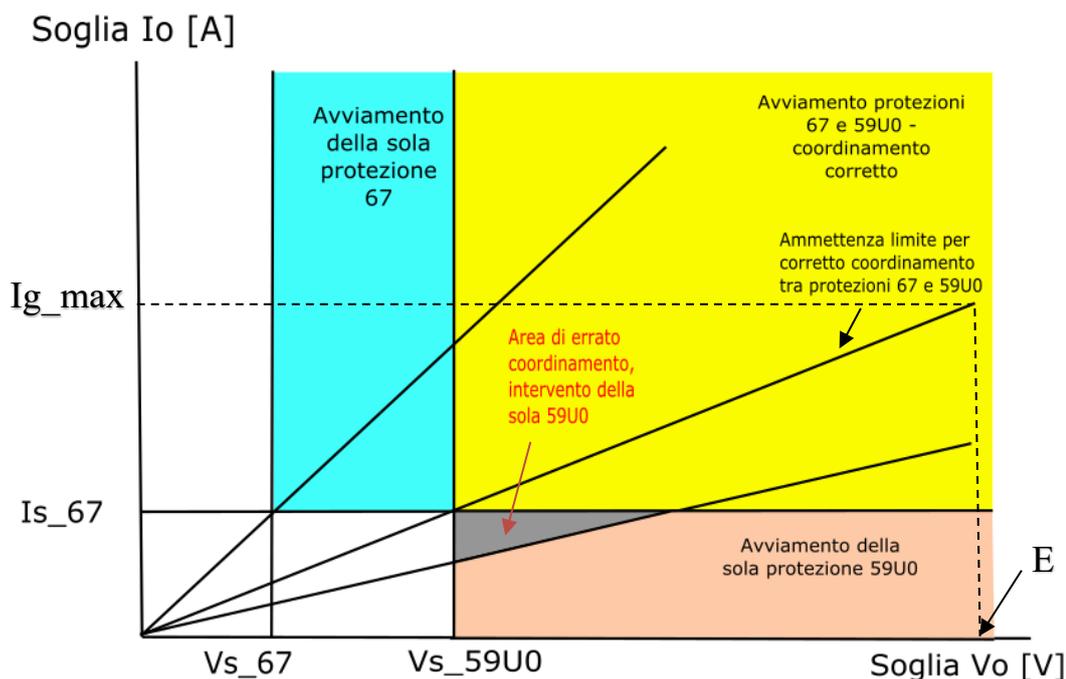


Figura 5.20: Coordinamento protezioni 67 e 59U0

In tale grafico viene mostrata una zona di non intervento della protezione 67, in cui interverrebbe la sola protezione 59U0, perciò per garantire il coordinamento tra le due protezioni viene definita un'ammettenza limite definita dal seguente rapporto:

$$Y_{limite_soglia} = \frac{Soglia\ Io_{67}}{Soglia\ V0_{59}}$$

Se la retta di ammettenza di guasto sta sopra l'ammettenza limite viene garantito il coordinamento tra le protezioni, deve perciò essere verificata la seguente disequazione:

$$Y_{guasto_minimo} \geq Y_{limite_soglia}$$

Esplicitando le ammettenze è possibile ricavare anche il valore minimo di corrente di guasto che garantisce tale condizione.

$$\frac{I_{min}}{E} \geq \frac{Soglia\ Io_{67}}{Soglia\ V0_{59}}$$

Per le reti 22 kV, con tensione di soglia della V0 della protezione 59Uo pari a 1270V e soglia di corrente omopolare I0 della protezione 67.S2 pari a 2,5 A, ne deriva una corrente $I_{min} \geq 25\ A$ equivalente ad una rete sana con un'estensione $\geq 5,7\ km$.

Tale corrente rappresenta la minima estensione che devono avere l'insieme delle linee sane, indipendentemente dall'estensione della linea guasta, per garantire il coordinamento tra protezione 67 di linea e protezione 59U0.

Per rete esercita a neutro compensato per garantire la selettività delle protezioni viene scelto un tempo d'intervento pari a 5 s e una soglia pari a 15% E, corrispondente a 1905 V. Tale soglia può essere verificata anche dalla seguente disequazione:

$$\frac{\text{Soglia } V0_{59}}{E} \geq \frac{\text{Soglia } I0_{67}}{I_{min}}$$

Considerando la corrente minima pari a 23 A e corrente di soglia della 67 pari a 2,5 A, la soglia della tensione omopolare deve essere maggiore al 13,8% e per avere un adeguato margine rispetto la soglia V0_67-1 viene scelto un valore di soglia della protezione 59U0 a NC pari al 15%.

5.5 Coordinamento delle protezioni dei sistemi AT

La protezione dei sistemi AT, come già detto al capitolo 4, consiste essenzialmente in:

- Protezione delle sbarre AT, mediante differenziale sbarre;
- Protezione delle linee AT, mediante protezioni distanziometriche e differenziali cavo.

Queste protezioni non sono oggetto di studio dal punto di vista del coordinamento, perché, la configurazione delle protezioni è imposta dal proprietario della RTN, Terna Rete Italia.

Tale fatto trova spiegazione nell'esigenza, da parte Terna, di coordinare le protezioni delle linee in modo selettivo su tutta la rete, in modo da garantire adeguati livelli di continuità del servizio nei confronti di tutti i Distributori allacciati alla RTN.

5.6 Selezione automatica del tronco guasto

Quando sulla Rete MT si verificano guasti permanenti, l'operatore addetto alla teleconduzione delle Reti, deve operare sezionamenti dicotomici della linea scattata, finalizzati all'identificazione del tronco guasto e, previo sezionamento della stessa, al ripristino della restante porzione di linea sana. Tali operazioni richiedono, in genere, diversi minuti, durante i quali gli utenti della linea interessata rimangono disalimentati. L'obiettivo dell'automazione delle reti di Media Tensione è individuare in modo automatico e nel più breve tempo possibile la porzione di linea dove si è verificato un guasto permanente. Esistono due logiche di automazione, in relazione allo stato del neutro, per la selezione del tronco guasto:

- FRG: Funzione a Rilevatore di Guasto, utilizzata per reti esercite a Neutro Isolato;
- FNC: Funzione a Neutro Compensato.

5.6.1 Logica FRG

La funzione FRG è basata sulla logica rappresentata in figura:

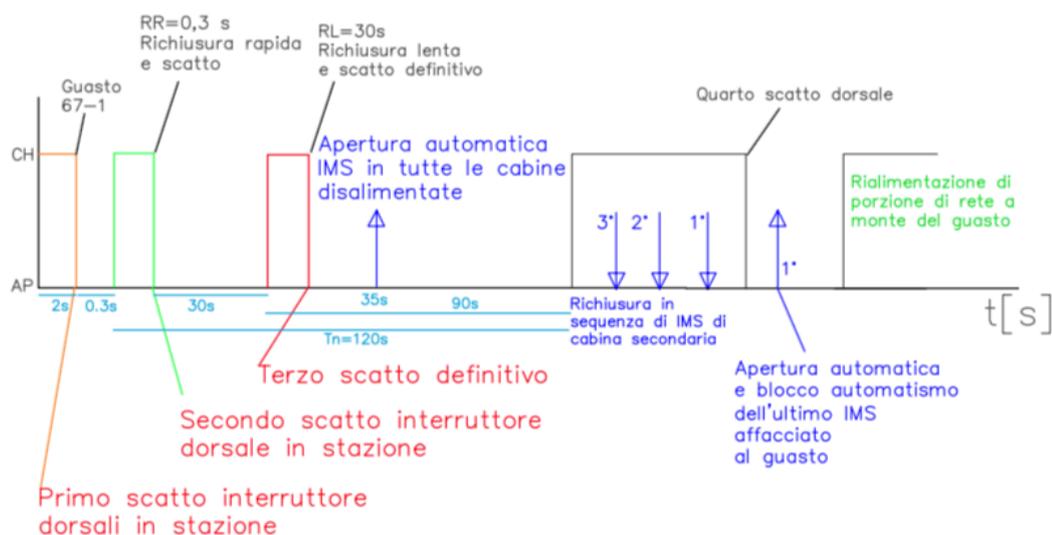


Figura 5.21: Logica FRG

Al verificarsi di un guasto a terra o di massima corrente, gli automatismi di Cabina Primaria attivano il ciclo di richiusura automatica R+L (rapida + lenta) ed attivano un

“tempo di neutralizzazione”, pari a 120 secondi, durante il quale, eventuali nuovi scatti danno luogo all’apertura in tempo zero dell’interruttore ed al blocco di manovre manuali.

Se le richiuse hanno esito positivo, la linea rientra in regolare servizio e, terminato il tempo di neutralizzazione, il sistema R+L torna a riposo.

Se le richiuse hanno esito negativo, dopo 35 secondi l’automatismo FRG opera l’apertura automatica delle cabine secondarie automatizzate (generalmente, non più di tre per dorsale).

Terminato il tempo di neutralizzazione, l’operatore in turno può richiudere la linea in Primaria; possono verificarsi due possibilità:

- La linea scatta nuovamente: in questo caso, il guasto è automaticamente identificato nella prima tratta; le tratte successive, dopo opportuni riasseti della rete, possono essere contro-alimentate da altra Cabina Primaria.
- La linea rimane in servizio: il guasto non è nella prima tratta. A questo punto, la logica FRG opera, in sequenza, la chiusura automatica degli IMS nelle cabine telecontrollate automatizzate, a partire dalla più vicina alla Cabina Primaria; in pratica, avviene il progressivo tensionamento delle tratte disalimentate. Possono verificarsi due possibilità:
 - Tutte le tratte rientrano in servizio: il guasto si è autoripristinato;
 - La chiusura di una delle tre tratte provoca lo scatto dell’interruttore in Primaria: la tratta guasta è l’ultima alimentata ed il corrispondente IMS viene posto in blocco dalla logica FRG, fino allo sblocco manuale da parte dell’operatore in turno.

A questo punto, identificata e bloccata in aperto la tratta guasta, l’operatore può procedere alla rialimentazione di tutte le tratte sane, ed il processo FRG si conclude.

5.6.2 Logica FNC

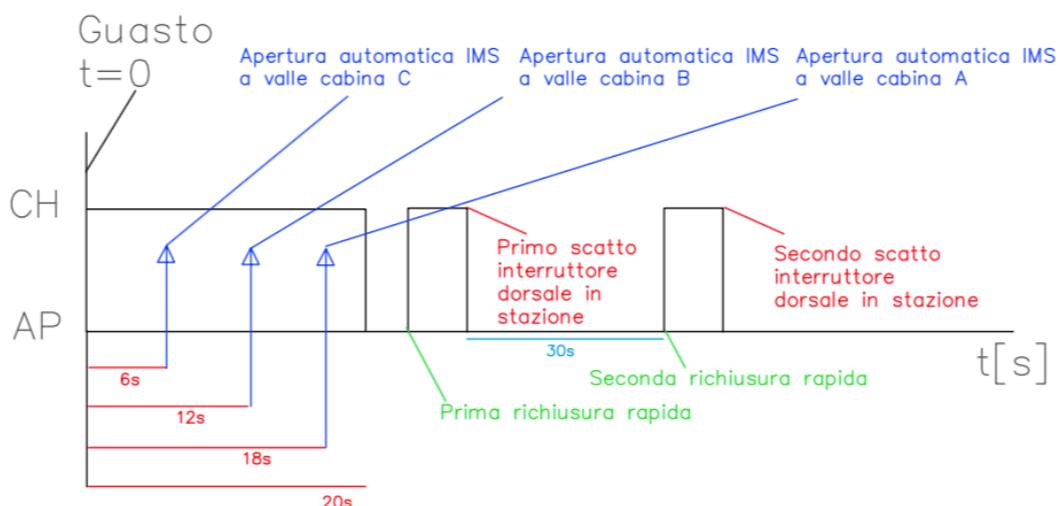


Figura 5.22: Logica FNC

Con la logica FNC, al manifestarsi di un guasto a terra l'interruttore in cabina primaria rimane chiuso e il guasto viene mantenuto attivo per tutto il ciclo FNC; questo è possibile soltanto per le reti esercite a Neutro Compensato, dove la corrente di guasto è relativamente bassa grazie alla presenza della bobina di Petersen. Inoltre, le correnti devono essere di piccola entità altrimenti gli IMS non sarebbero in grado di interrompere il guasto.

Al verificarsi del primo guasto a terra, l'interruttore in primaria rimane chiuso e, dopo 6 secondi, si apre l'IMS nella cabina secondaria telecontrollata più lontana; possono verificarsi due possibilità:

- La tensione sulla rete si ripristina, gli RG-DAT delle cabine automatizzate tornano a riposo: il guasto è individuato nella terza tratta. A questo punto, l'operatore in turno, attraverso opportuni riassetto della rete, può isolare la tratta guasta e rialimentare tutte le tratte sane;
- La tensione sulla rete non si ripristina: in questo caso, al dodicesimo secondo l'automatismo FNC provvede all'apertura del secondo IMS e poi, in caso di persistenza del guasto, del terzo IMS;

- Se il guasto persiste, al ventesimo secondo si apre l'interruttore in cabina primaria ed inizia il ciclo di richiusura R+L: il guasto è individuato nella prima tratta; diversamente il guasto è individuato nella tratta successiva all'ultimo IMS scattato.

5.7 Dispositivo di richiusura automatica (DRA)

Il Dispositivo di Richiusura Automatica (DRA) è un automatismo che permette di richiudere automaticamente un interruttore di linea MT, apertosi per intervento delle protezioni di massima corrente o protezione direzionale di terra, secondo un programma prestabilito. Sono previsti i seguenti programmi di richiusura:

- **DRA escluso:** non deve essere effettuato alcun ciclo di richiusura;
- **Richiusura rapida:** il DRA memorizza l'intervento delle protezioni e, dopo un'attesa pari a TRR (tempo di attesa alla richiusura rapida), emette il comando di richiusura. Se non si presenta il guasto l'automatismo va a riposo, ovvero, con lo scatto dell'interruttore si porta in stato di blocco dando contemporaneamente la segnalazione di Fallita Richiusura (FR);
- **Richiusura rapida + Richiusura lenta:** il comportamento è simile al punto precedente, ma al ripresentarsi del guasto viene nuovamente impartito il comando di richiusura dopo aver atteso un tempo pari a TRL (tempo di attesa alla richiusura lenta). Se non si ripresenta il guasto l'automatismo va a riposo, ovvero, con lo scatto dell'interruttore, si porta in stato di blocco dando contemporaneamente la segnalazione di Fallita Richiusura. La Richiusura Lenta ed eventuali richiusure successive, imposta contemporaneamente il *tempo di discriminazione* (TD) durante il quale il ripresentarsi del guasto provoca il blocco dell'interruttore con la segnalazione di Fallita Richiusura; se il guasto si presenta dopo che è trascorso il TD lo scatto dell'interruttore è seguito da una ulteriore richiusura a fine tempo di neutralizzazione TN2.

I tempi di taratura della richiusura automatica sono i seguenti:

- **TRR** – Tempo di attesa alla richiusura rapida: deve essere effettuata la richiusura dopo un tempo pari a 300 ms.
- **TRL** - Tempo di attesa alla richiusura lenta: deve essere effettuata la richiusura dopo un tempo pari a 30 s o 180 s (nel caso di interruttori in olio di vecchia generazione);
- **TN1** – Tempo di neutralizzazione iniziale: se nessuno scatto avviene durante questo tempo, con taratura pari a 180 s, l'automatismo deve tornare a riposo;
- **TN2** – Tempo di neutralizzazione finale: se nessuno scatto avviene durante questo tempo, con taratura pari a 180 s, l'automatismo deve tornare a riposo;
- **TD** - Tempo di discriminazione: qualsiasi scatto durante questo tempo, con taratura pari a 5s, deve determinare l'apertura definitiva dell'interruttore senza richiusura e l'invio dell'allarme di Fallita Richiusura.

Gli impianti del Distributore sono, di norma, equipaggiati con i dispositivi di richiusura automatica con ciclo 0-0,3''-CO₁-3'-CO₂, dove:

- O = prima apertura su guasto;
- 0,3'' = tempo di attesa della richiusura rapida;
- CO₁ = chiusura rapida e riapertura su guasto in tempo istantaneo (supposto che il guasto non si sia ripristinato);
- 3' = tempo di attesa della richiusura lenta;
- CO₂ = chiusura lenta e riapertura definitiva in tempo istantaneo (supposto che il guasto non si sia ripristinato).

Le DRA sono attivate:

- Ove richiesto da Terna, sugli interruttori delle linee AT, in configurazione tripolare (agisce su tutti i poli) o unipolare (agisce solo sulla fase guasta, lasciando le due fasi sane alimentate);
- Ove previsto dal Distributore, sulle linee MT.

5.8 Possibili miglioramenti del sistema protettivo

Si analizzano, di seguito, dei possibili miglioramenti e sviluppi futuri del sistema protettivo.

5.8.1 Protezione dei trasformatori AT/MT

La protezione dei trasformatori dal guasto interno, monofase o polifase, potrebbe essere migliorata con l'introduzione del *Differenziale Trasformatore* codice ANSI 87T.

La protezione differenziale 87 è una protezione estremamente efficace per la rapidità con cui rileva il guasto interno del trasformatore, nell'ordine di qualche decina di millisecondi.

Il principio di funzionamento si basa sul bilancio delle correnti entranti ed uscenti, rispettivamente, nel primario e nel secondario. Trattandosi di una protezione adirezionale, il suo funzionamento è assicurato anche in presenza di inversioni del flusso di corrente.

Tramite opportuni riduttori di corrente e correttori di fase e rapporto, riceve le correnti primarie e secondarie delle fasi entranti ed esegue le somme vettoriali tra correnti omonime e verifica che tale somma non sia superiore ad una certa soglia stabilita:

$$\bar{I}_r + \bar{i}_r \leq \text{isoglia}$$

$$\bar{I}_s + \bar{i}_s \leq \text{isoglia}$$

$$\bar{I}_t + \bar{i}_t \leq \text{isoglia}$$

Consideriamo un trasformatore AT/MT con rapporto di trasformazione 1:1 e gruppo zero. La corrente al secondario richiama al primario la corrente di reazione. Ipotizzando un guasto a terra dell'avvolgimento della fase T, si manifesta una corrente differenziale tra il TA al primario e il TA al secondario pari alla corrente di corto circuito che fluisce verso terra (I_{cc}); di conseguenza, la protezione comanda l'apertura dell'interruttore sia al primario che al secondario.

L'intervento della 87, correlato quasi sempre ad un guasto grave del macchinario, provoca anche il blocco della richiusura.

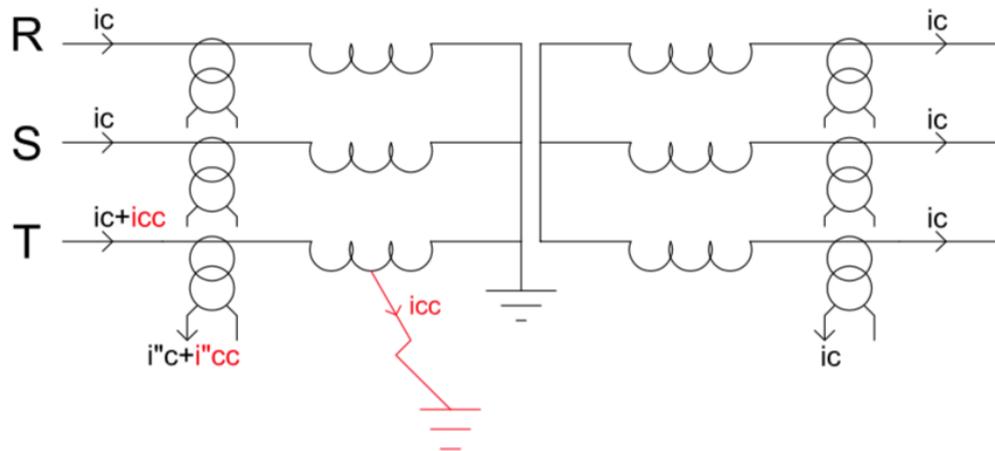


Figura 5.24: Guasto trasformatore AT/MT

L'estinzione del guasto interno dei trasformatori in tempi rapidi, proprietà non sempre assicurata dal relè Buchholz, è di fondamentale importanza perché, le sovrappressioni interne alla cassa possono causare, in condizioni sfavorevoli, lo scoppio del trasformatore e la proiezione di olio incandescente nelle aree limitrofe.

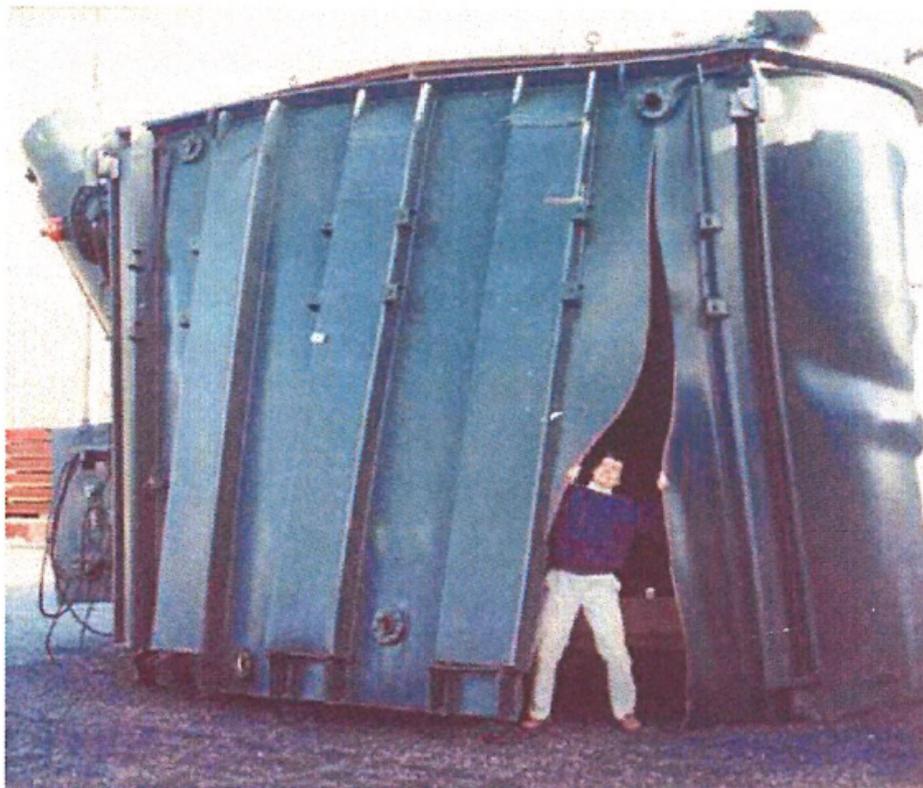


Figura 5.25: Rottura del serbatoio del trasformatore

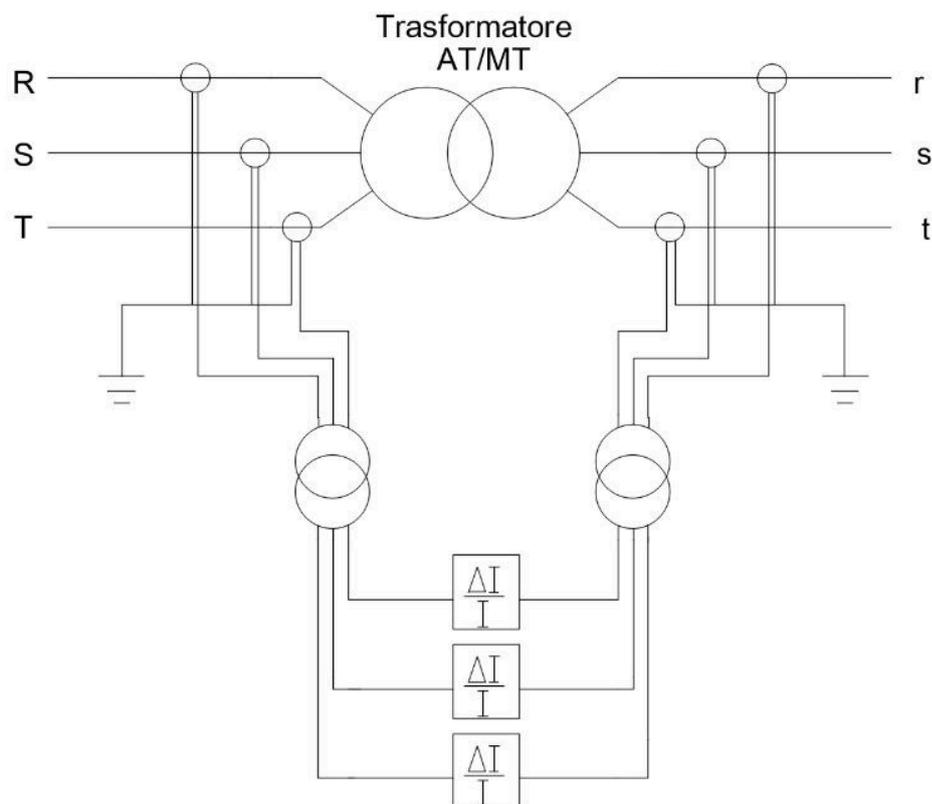


Figura 5.26: Schema protezione differenziale del trasformatore

Le caratteristiche della protezione differenziale devono essere correlate alle specifiche del trasformatore:

- Rapporto di trasformazione;
- Corrente di spunto;
- Corrente di magnetizzazione permanente.

La protezione differenziale si attiva quando la differenza tra le correnti entranti e quelle uscenti supera una certa soglia in percentuale alla corrente nominale. Ovviamente, le correnti primarie e secondarie hanno valori di ampiezza differenti dovute al rapporto di trasformazione e al tipo di collegamento del trasformatore, di conseguenza i valori delle correnti misurate devono essere riportati allo stesso livello e questo viene realizzato attraverso degli opportuni correttori di fase e di ampiezza (TA ad elevata classe di precisione), in modo tale da bilanciare le ampiezze e le fasi. Inoltre, la protezione differenziale non deve intervenire nel transitorio di inserzione del trasformatore, a causa degli squilibri causati dalle correnti di inrush. La protezione

differenziale deve essere perciò in grado di distinguere una corrente di guasto da una corrente di inserzione. Studi hanno dimostrato che l'onda di tale corrente contiene almeno il 20% di componenti di seconda armonica, mentre tale percentuale non supera mai il 5% in caso di sovracorrente dovuta a guasto e di conseguenza la protezione deve essere bloccata quando la percentuale tra la componente armonica seconda e la fondamentale è superiore al 15%.

Un ulteriore problema relativo alla protezione differenziale, per cui va opportunamente dimensionata, è la corrente di magnetizzazione che risulta essere molto bassa in condizioni operative normali, ma quando si verifica una sovratensione al di fuori del trasformatore, il materiale magnetico satura e la corrente di magnetizzazione aumenta notevolmente. L'esperienza ha dimostrato però che la corrente di magnetizzazione dovuta alla saturazione magnetica ha un'alta percentuale di componenti di quinta armonica. Per evitare lo scatto intempestivo esistono due soluzioni:

- Rilevare un aumento di tensione che blocca la protezione;
- Rilevare la saturazione utilizzando la presenza di corrente di quinta armonica che blocca la protezione [25].

Tale protezione deve quindi essere in grado di misurare la seconda e la quinta armonica o rilevare eventuali sovratensioni di origine esterna.

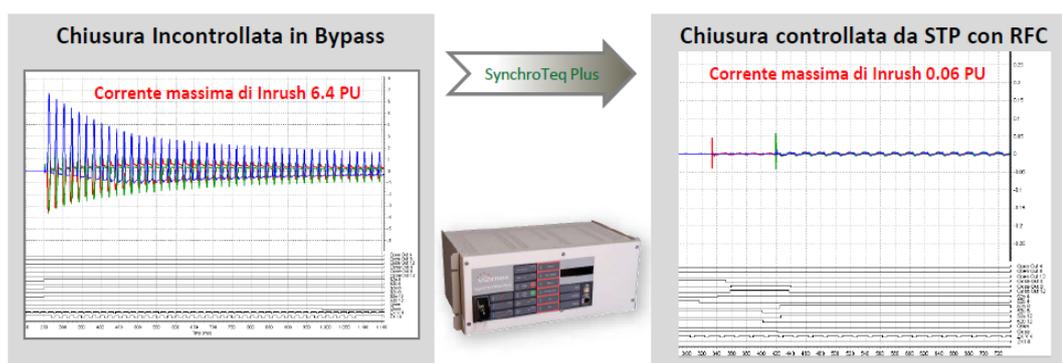
Un'ulteriore vantaggio nell'utilizzare tale protezione, risiede nella possibilità di eliminare rapidamente i guasti che avvengono tra i passanti secondari della macchina ed i TA secondari; un tipico guasto di primaria, ad esempio, è causato da un corpo estraneo che si posa sui passanti secondari del trasformatore, provocando un cortocircuito monofase a terra (volatili, felini) o polifase (piante); in questo caso, la corrente di corto circuito ha un valore tale da provocare l'intervento della soglia 51S2 AT, con un ritardo di 0,5 s, con elevata energia passante attraverso la macchina. L'utilizzo della protezione differenziale consentirebbe, invece, l'estinzione del guasto in circa 60 ms (tempo base della protezione + tempo di apertura dell'interruttore), salvaguardando la macchina da un precoce invecchiamento.

5.8.2 Dispositivi di sincronizzazione

L'inserzione dei trasformatori di potenza sulla rete comporta, come noto, valori di correnti di inrush che, nelle condizioni più sfavorevoli (passaggio per lo zero della tensione al momento dell'energizzazione), possono attestarsi tra 8 e 10 volte la corrente nominale della macchina.

Il transitorio di inserzione può risultare, pertanto, assai gravoso sia per il trasformatore che per le apparecchiature esterne, quali, ad esempio, i trasformatori amperometrici posti al primario. Inoltre, richiede opportune tarature delle protezioni di massima corrente di corto circuito, tenendo conto che, per trasformatori di grossa potenza, tale transitorio può avere durata anche prossima ad 1 secondo.

Recentemente, sono stati introdotti sul mercato dispositivi che, con diversi algoritmi di calcolo, controllano l'istante di chiusura dell'interruttore in modo da minimizzare la corrente di inserzione. Tale istante non corrisponde necessariamente al passaggio per il massimo della tensione (in condizione di nucleo smagnetizzato), ma, deve essere calcolato in modo da tenere in considerazione la magnetizzazione residua del nucleo. I sistemi più sofisticati, con algoritmi brevettati, consentono di tenere in considerazione tale parametro, ottenendo, in linea teorica, ma, con ottimi risultati pratici, la drastica riduzione della corrente di inserzione.



RFC = Residual Flux Calculation

Figura 5.27: Riduzione della corrente di inrush con sincronizzatore [26]

I vantaggi offerti da questa soluzione sono:

- Protezione del macchinario elettrico dagli stress elettrici derivanti dalla sovracorrente di inrush;
- Drastica riduzione degli sforzi elettrodinamici negli istanti dell'inserzione, con conseguente salvaguardia degli ancoraggi del nucleo;
- Conseguente allungamento della vita utile del macchinario;
- Riduzione delle perturbazioni in rete (qualità del servizio elettrico).

5.8.3 Selezione automatica del tronco guasto in Media Tensione

La selezione automatica del tronco guasto effettuata con la logica FNC, a neutro compensato, comporta il mantenimento del guasto a terra per 20 secondi, tempo necessario agli IMS installati nelle cabine secondarie automatizzate, di operare le aperture selettive.

La persistenza del guasto a terra genera, come noto, tensioni omopolari associate a sovratensioni sulle fasi sane, con conseguente deterioramento degli isolamenti e rischio di doppi guasti.

È di interesse, perciò, ridurre i tempi di permanenza del guasto a terra, pur mantenendo i benefici della selezione automatica del tronco guasto.

Per raggiungere questo obiettivo, le cabine secondarie dovrebbero subire una profonda trasformazione logico-impiantistica, così riassunta:

- Realizzare una rete di comunicazione a bassa latenza tra sistema di protezione e controllo della cabina primaria e sistemi di automazione della cabina secondaria, allo scopo di creare una selettività logica nelle sequenze di apertura degli organi di manovra sulla linea guasta;
- Equipaggiare la cabina con “*scomparti recloser*” cioè, scomparti dotati di interruttore in grado di operare il ciclo completo della selezione automatica del tronco guasto nel tempo massimo di un secondo.

Tale soluzione, già sperimentata in Italia da alcuni Distributori, a fronte di un investimento iniziale consistente, comporterebbe tre grandi vantaggi:

- Ridurre i tempi di persistenza della tensione omopolare, con conseguenti benefici sugli isolamenti;
- Ridurre i tempi di interruzione dell'erogazione;
- Ridurre il rischio, molto elevato, di malfunzionamento dei sistemi, dovuto alla mancata apertura degli IMS in cabina secondaria.

5.8.4 Protezione delle dorsali in Bassa Tensione

Un ampio margine di miglioramento potrebbe essere conseguito mediante l'introduzione di sistemi di selezione del tronco guasto in bassa tensione. Questo obiettivo potrebbe essere perseguito attraverso le seguenti operazioni:

- Installazione di interruttori automatici intelligenti nei quadri delle dorsali BT (cassette OEC);
- Motorizzazione dell'interruttore magnetotermico della dorsale BT;
- Creazione di una infrastruttura di comunicazione tra l'interruttore BT di dorsale, in cabina secondaria, e gli interruttori BT installati lungo le dorsali;
- Implementazione di una selettività logica, finalizzata all'apertura dell'interruttore più prossimo al punto di guasto.

Il vantaggio di tale soluzione risiede, naturalmente, nella riduzione degli utenti disalimentati in caso di guasto BT; allo stato attuale, infatti, un guasto BT determina necessariamente la disalimentazione di tutta la dorsale uscente dalla cabina secondaria. Con la soluzione smart, invece, la disalimentazione non coinvolgerebbe le tratte a monte di quella guasta.

Allegato 1

Criteri di taratura delle protezioni della rete 22 kV							
		Codice	Soglia I	Soglia V	Angolo	Tempo	
			(1)	(5)(6)	(2)	(3)	
Protezione linea MT		51-S1	1,3 In	--	--	1 s	
		51-S2	2,5 In	--	--	0,25 s	
		51-S3	2000 A	--	--	Zero (4)	
		N.I.	67-2	2,5 A	2,5V(2,5%E)	60°-120°	0,4 s
		N.C.	67-1	2,5 A	9 V (9%E)	60°-257°	1 s
		Protezioni comuni	67-3	200 A	9%E	190°-370°	0,4 s
			67-2b	200 A	9%E	10°-190°	0,6 s
			67-4	--	>10%E	--	2 s
			67-5	--	>10%E	--	1,5 s
	Protezioni TR	Protezioni Max I	51-S1 AT	3In _{TR}	--	--	1 s
51-S2 AT			1,3 Icc	--	--	Zero (4)	
51 MT			1,4 In _{TR}	--	--	1,5 s	
		N.I.	59V0	--	10%E	--	5 s
		N.C.	59V0	--	15%E	--	5 s
Protezioni Max V		59-S1	--	--	23540 V (105%)	--	10 s
		59-S2	--	--	24420 V (111%)	--	20 s

Allegato 1

Note
(1) Soglia espressa in valori primari
(2) Angolo espresso come ritardo del vettore I rispetto il vettore V
(3) Tempo riferito alla protezione. Per determinare il tempo totale d'intervento sommare anche il tempo di manovra dell'interruttore più il tempo d'arco.
(4) Per tempo "Zero" si intende quello "senza ritardo intenzionale" impostabile sulla protezione.
(5) Se la protezione non ha risoluzione sufficiente, settare al primo valore disponibile secondo la relazione.
(6) Tra parentesi anche il valore % riferito alla Tensione Stellata nominale (per soglie V0) o Concatenata nominale (per soglie 59S).

Bibliografia

Bibliografia

- [1] Iren S.p.A., <https://www.gruppoiren.it/>, Accessed 23 Aprile 2020.
- [2] Iren S.p.A., “Bilancio di sostenibilità 2019”, https://www.gruppoiren.it/iren_gruppo-theme/pdf-reader/web/viewer.html?file=/documents/21402/467787/20200408+BDS+2019/9a7ddfcc-b2cb-4d5c-b61c-87237653d717, Accessed 23 Aprile 2020.
- [3] Gruppo IRETI S.p.A., “Piano industriale Ireti al 2024”, <https://www.Iretiinforma.it/piano-industriale-al-2024>, Accessed 24 Aprile 2020.
- [4] Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A., <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>, Accessed 24 Aprile 2020.
- [5] IRETI S.p.A., <https://www.ireti.it/>, Accessed 23 Aprile 2020.
- [6] IRETI S.p.A., “Piano di sviluppo reti elettriche Torino e Parma 2019/2021”, <https://www.ireti.it/documents/66433/245659/Piano+di+Sviluppo+IRETI+2019+2021.pdf/9317cb0a-8683-4b6a-b6de-ec9ba818dc4c>, Accessed 24 Aprile 2020.
- [7] ABB S.p.A., “Scaricatori di sovratensione”, <https://library.e.abb.com/public/8b54e125eb9506dec12574d7003b5503/2CSC432001C0901.pdf>, Accessed 17 Maggio 2020.
- [8] A. Bossi e P. Malcovati, “Misure elettriche”, http://at.dii.unipd.it/renato.gobbo/didattica/corsi/misure2_energetici/DispenseMisure.pdf, Accessed 14 Maggio 2020.

Bibliografia

- [9] Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A., “Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN”, <https://download.terna.it/terna/0000/0105/20.pdf>, Accessed 14 Maggio 2020
- [10] Andrea Cavagnino, “Costruzioni elettromeccaniche”, Politecnico di Torino, Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica: slide delle lezioni del corso “Macchine elettriche II”, a.a. 2018-2019.
- [11] ABB S.p.A., “Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione”, [https://library.e.abb.com/public/bfedc49c52234ddb84e3ed200a42fa0e/AP_Criteri%20protezione%20MT\(IT\)C-_1VCP000280-01.2017.pdf](https://library.e.abb.com/public/bfedc49c52234ddb84e3ed200a42fa0e/AP_Criteri%20protezione%20MT(IT)C-_1VCP000280-01.2017.pdf), Accessed 26 Aprile 2020.
- [12] ABB S.p.A., “Sistemi di distribuzione e protezione contro i contatti indiretti ed i guasti a terra”, <https://library.e.abb.com/public/3c7e8c775bbc82c148257a7000222afb/1SDC007102G0902.pdf>, Accessed 28 Aprile 2020.
- [13] Ispettorato nazionale del lavoro, “Testo unico salute e sicurezza”, <https://www.ispettorato.gov.it/it-it/strumenti-e-servizi/Documents/Testo-unico-salute-sicurezza-sul-lavoro-81-08-edizione-gennaio-2020.pdf>, Accessed 25 Settembre 2020.
- [14] CEI, “Missione del CEI”, <https://www.ceinorme.it/it/chi-siamo-it#:~:text=La%20missione%20del%20CEI%2C%20quale,documenti%20normativi%20europei%20armonizzati%20ai>, Accessed 30 Settembre 2020.
- [15] Chicco G., “Generazione distribuita connessa in rete”, Politecnico di Torino, Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica: slide delle lezioni del corso “Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica”, a.a. 2018-2019.

Bibliografia

- [16] Lucio Stella, “Panorama normativo e legislativo vigente che regola il campo delle verifiche tecniche sugli impianti elettrici in genere con particolare attenzione su quelli in esercizio presso i luoghi di lavori”, <http://veritec.it/PANORAMA%20GENERALE%20SULLE%20VERIFICHE%20ELETTRICHE.htm>, Accessed 8 Ottobre 2020.
- [17] CEI, “Corso CEI 11-27 per lavori su impianti elettrici”, <https://ceimagazine.ceinorme.it/ceiagora/corso-cei-11-27-per-lavori-su-impianti-elettrici/>, Accessed 25 Novembre 2020.
- [18] Angela Russo, “Introduzione ai concetti di Power quality”, Politecnico di Torino, Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica: slide delle lezioni del corso “Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica”, a.a. 2018-2019.
- [19] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”, <https://www.arera.it/allegati/docs/15/646-15.pdf>, Accessed 4 Marzo 2021.
- [20] Prysmian Group, “Principali caratteristiche tecniche dei cavi AT/MT”, <http://www.aisisa.it/wp-content/uploads/2017/02/PRYSMIAN-GROUP-Principali-caratteristiche-tecniche-dei-cavi-ATMT.pdf>, Accessed 20 Ottobre 2020.
- [21] Chicco G., “Introduzione alle correnti di cortocircuito”, Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica: slide delle lezioni del corso “Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica”, a.a. 2018-2019.
- [22] Chicco G., “Stato del neutro”, Politecnico di Torino, Corso di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica: slide delle lezioni del corso “Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica”, a.a. 2018-2019.

Bibliografia

[23] Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A., “Piano di difesa del sistema elettrico”, https://download.terna.it/terna/A.9_8d7c128beebca01.pdf, Accessed 30 Novembre 2020.

[24] Schneider Electric, “Coordinamento delle protezioni MT/BT”, https://at.dii.unipd.it/renato.gobbo/didattica/corsi/Componenti_tecnologie_elettrici/documenti_schneider_italia/DOSSIER_TECNICO_n3_MBTB.pdf, Accessed 15 Febbraio 2021.

[25] Christophe Prèvè, “Protezioni reti elettriche”, <https://crushtymks.com/it/protection/1395-transformer-differential-protection-ansi-87t.html>, Accessed 2 Marzo 2021.

[26] Vizimax, “Intelligent systems for a smarter grid”, http://www.gbsservices.eu/1/upload/vizimax_synchroteq_2013_09_30_v5_ita.pdf, Accessed 13 Marzo 2021.

Ringraziamenti

Eccomi giunto alla fine di questo percorso e le ultime pagine di questo elaborato vorrei dedicarle per ringraziare tutte le persone che hanno sempre creduto in me e che in modi diversi mi sono stati vicini nei momenti felici ma anche più difficili.

Vorrei ringraziare chi mi ha seguito ed aiutato nel mio lavoro di tesi, il professore Aldo Canova per la sua disponibilità, per avermi aiutato nella ricerca dell'azienda in cui svolgere il tirocinio e successivamente la tesi, consentendomi di conoscere una realtà aziendale di cui ne sono rimasto meravigliato. Inoltre, un ringraziamento speciale al relatore aziendale Giovanni Peca, per la sua immensa pazienza e per i suoi consigli indispensabili durante il percorso di stesura dell'elaborato.

Un immenso grazie alla mia famiglia, che ha permesso di dare forma e colore ad ogni mio sogno.

Grazie Papà e Mamma, per i vostri insegnamenti, per i valori che mi avete trasmesso, per avermi sostenuto moralmente ed economicamente senza mai farmi mancare nulla, grazie per aver compreso i miei sbalzi d'umore e il mio carattere a volte scontroso. Guardarvi negli occhi e vedervi felici ed orgogliosi di me è il mio più grande traguardo. Oggi, mi auguro che i vostri sacrifici siano almeno in parte ripagati.

Grazie Meco, sei la mia certezza nella vita e un grazie a mia cognata Miriana, sempre disponibile nei miei confronti.

Grazie Franci, per come mi sei stata vicino. A te auguro la mia forza di volontà e la mia determinazione e mi auguro che i miei sacrifici siano per te un modello da seguire e un punto di riferimento per rialzarti ad ogni caduta e un grazie a Filippo a cui auguro un futuro e una carriera brillante.

Grazie Chiara, per il coraggio che mi hai sempre trasmesso, per il tuo modo di starmi vicino, per tutte le videochiamate di questi anni che mi hanno fatto dimenticare i

chilometri che ci separavano, per avermi sempre sostenuto nelle mie scelte e aver sempre creduto in me. Grazie per aver affrontato insieme passo dopo passo questo cammino, grazie perché insieme a te ho imparato ad affrontare la vita con il sorriso sulle labbra, grazie perché mi hai dato la forza di affrontare qualsiasi difficoltà, grazie per tutte le volte che hai trovato un qualsiasi modo per farmi ridere in modo particolare in quei momenti in cui credevo di non riuscire a venirne fuori, grazie per essere sempre al mio fianco.

Oggi questo traguardo non è solo mio, ma è la nostra vittoria!

Ringrazio la tua famiglia, di cui ormai anch'io mi sento di farne parte, tua mamma e tuo papà per avermi anche sopportato e incoraggiato nei giorni più difficili, Mari e Mauri che anche da lontano non mi hanno mai fatto mancare il loro supporto e un grazie a nonno Rocco, mi ritengo fortunato di aver conosciuto la tua bontà d'animo. Un grazie anche a Caterina e il mio grande amico Nicola, Mariagrazia e Michele, per tutti i momenti felici passati insieme.

Grazie ai miei nonni, nonna Cata, nonno Vincenzo e nonna Teresa, fonte inesauribile di pazienza e consigli, che con amore mi avete sostenuto e incoraggiato in questi anni, per l'affetto che non mi avete mai fatto mancare e per essere sempre stati sempre fieri di me. Grazie nonno Domenico, che oggi non può essere qui con me, ma spero che da lassù tu sia orgoglioso della persona che sono diventato.

Un grazie al mio angelo custode, zio Pasquale, tu che cammini sempre al mio fianco sono sicuro che oggi saresti fiero di me per il traguardo raggiunto. Porto sempre nel mio cuore il tuo sorriso e la tua disponibilità verso tutti, che rappresentano per me la carica più forte che non smetterò mai di ricordare.

Grazie zio Peppe, perché mi hai aiutato tanto in questi anni. Come dimenticare tutte le volte che ti ho chiamato per tornare a casa? Non ho mai sentito dirmi un no da parte tua ed è per questo che ti ringrazio in questo giorno speciale.

Grazie Ernesto, per la tua sincera amicizia, un vero amico sempre pronto ad una parola di conforto.

Un grazie ad amici, coinquilini e colleghi, con cui ho condiviso questi anni faticosi, ma allo stesso tempo meravigliosi e indimenticabili.

Grazie di vero cuore a chiunque, in questi anni, mi ha regalato un sorriso.

Vincenzo

Torino, 22 Marzo 2021