



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO**

Otavio Henrique Salvi Vicentini

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Orientador: Prof. Manuel Luis B. Martinez, Dr.

Itajubá, 05 de Abril de 2004

Dedico esta Dissertação aos meus pais.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, que me ilumina e me guia em todos os momentos da minha vida.

Aos meus queridos pais, pelo amor, carinho, e educação que me ofereceram ao longo de toda minha vida.

A minha querida noiva Elaine, pelo amor, incentivo e compreensão na realização deste trabalho.

Ao professor Manuel Luis Barreira Martinez, pela orientação, apoio, amizade e confiança durante esta jornada.

Aos professores, funcionários e amigos do Departamento de Eletrotécnica (DET), do Laboratório de Alta Tensão (LAT) e do laboratório de Eletrotécnica (LAB-DET) da Universidade Federal de Itajubá, especialmente aos amigos Angelo José Junqueira Rezek e Ana Maria Tavares, pelo incentivo e amizade durante todos esses anos.

Aos meus amigos e colegas Airton Violin, Cícero Lefort, Marco Saran e Renata Bachega, pelo companheirismo e amizade, e em especial a Juliana Nehmi, que muito ajudou na pesquisa e elaboração deste trabalho.

Aos colegas da AES Sul, especialmente aos amigos Hermes de Oliveira e Renato Oling.

A FUPAI – Fundação de Pesquisa e Assessoramento a Indústria e seus funcionários pelo apoio e incentivo.

Ao meu irmão Samuel e todos meus familiares, pelo carinho e amizade.

E a todos aqueles que não citei, mas que de alguma forma contribuíram na realização desse trabalho.

Resumo

O principal objetivo desta dissertação é reunir de forma concisa o conhecimento técnico necessário para a avaliação completa e integrada da proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição de energia elétrica com tensão inferior a 34,5 kV (média e baixa tensão). Com este intuito, é apresentada uma metodologia baseada em informações obtidas de diferentes referências bibliográficas nacionais e internacionais que abordam este tema ou alguns dos tópicos deste trabalho.

Antes de apresentar a filosofia e os critérios utilizados na seleção e coordenação dos diferentes equipamentos e dispositivos de proteção, é necessário rever rapidamente conceitos básicos utilizados para o cálculo das impedâncias de fase e seqüência e das correntes de curto-circuito, considerando sistemas de distribuição constituídos de linhas trifásicas, bifásicas, monofásicas (com e sem neutro-multiterrado), aéreas ou subterrâneas, e também os diferentes tipos de falta que usualmente ocorrem nestes circuitos elétricos.

As equações e métodos de cálculo apresentados são baseados nas Componentes Simétricas de Seqüência de Fortescue, nas Equações de Carson, na Redução de Kron, na Distância e Raio Médio Geométrico, nas Leis de Kirchhoff, nos Sistemas Equivalentes de Thévenin e na Análise Nodal. Estas impedâncias e correntes de curto-circuito também podem ser obtidas através de programas computacionais ou tabelas de condutores (Anexo A) durante a avaliação e estudo de um sistema de proteção, mas saber como estes valores são calculados é muito importante.

São mostradas também características construtivas, operacionais e os principais critérios para seleção e instalação de equipamentos e dispositivos de proteção como disjuntores, relés, religadores, seccionalizadoras e elos-fusíveis.

Para concluir este trabalho, são apresentados enfim os principais critérios e alguns exemplos de aplicação da análise da seletividade e coordenação da proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição.

Abstract

The main goal of this dissertation is to provide the necessary technical knowledge for a complete and integrated analysis of the Over Current Protection of power electrical distribution networks with rated voltage less than 34.5 kV (median and low voltage). For this end, a methodology is presented based on information obtained from different national and international references that work with this theme or some topics of this work.

Before starting to present the philosophy and criteria utilized in the selection and coordination of different protection devices, it's necessary a simple reviewing of basic concepts used in calculation of phase and sequence impedances and short circuit currents, considering distribution network composed by three-phase, two-phase, single-phase, overhead or underground lines, and also the different types of fault that usually occur in these electrical networks.

The equations and calculation methods shown are based on Fortescue Symmetrical Components, Carson Equations, Kron Reduction, Geometrical Mean Distances and Radius, Kirchhoff Laws, Thevenin Equivalent Circuits and Nodal Analysis. These impedance and current values can be also obtained from computer programs or directly from a conductor data table (Appendix A) during a protection system analysis; however, to know how these values are computed is very important.

Manufacturing and operating characteristics, and application factors of protection devices, such as circuit breakers, relays, automatic reclosers, sectionalizers and fuses are also introduced.

To conclude this work, the major criteria and some application examples of selection and coordination analysis of distribution systems over current protection are finally presented.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
Terminologia	xiv
Simboliga	xviii
1. Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Objetivos.....	1
1.3 Estrutura do Trabalho	2
2. Introdução Teórica	3
2.1 Considerações Iniciais.....	3
2.2 Sistemas de Componentes de Seqüência.....	3
2.2.1 Componentes de Fortescue ou Componentes Simétricas	4
2.3 Cálculo dos Parâmetros de Fase e Seqüência de Linhas de Distribuição..	9
2.3.1 Equações de Carson	10
2.3.2 Matriz de Impedância Primitiva para Linhas Aéreas.....	12
2.3.3 Matriz de Impedância de Fase para Linhas Aéreas	13
2.3.4 Impedâncias de Seqüência	16
3. Métodos de Cálculo	23
3.1 Introdução.....	23
3.2 Método 1 – Circuito Equivalente.....	24
3.2.1 Curtos-Circuitos Simétricos	24
3.2.2 Curtos-Circuitos Assimétricos	26
3.3 Método 2 – Análise Nodal.....	28
3.3.1 Curtos-Circuitos Simétricos	29
3.3.2 Curtos-Circuitos Assimétricos	35

4. Principais Equipamentos Utilizados na Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição	41
4.1 Introdução.....	41
4.2 Disjuntor e Relé	41
4.2.1 Definições.....	41
4.2.2 Características e Classificação	42
4.2.3 Meios de Extinção	43
4.2.4 Classificação de Relés	44
4.2.5 Princípio de Funcionamento dos Relés	45
4.2.6 Tipos Construtivos de Relés Eletromagnéticos	46
4.2.7 Ajuste de Relés de Corrente	50
4.2.8 Transformadores de Corrente	54
4.3 Religador.....	58
4.3.1 Definição.....	58
4.3.2 Introdução.....	58
4.3.3 Características e Classificação.....	60
4.3.4 Tipos de Religadores.....	63
4.3.5 Teoria de Operação.....	67
4.4 Chave Seccionalizadora.....	77
4.4.1 Introdução.....	77
4.4.2 Tipos de Seccionalizadoras.....	78
4.4.3 Teoria de Operação.....	80
4.4.4 Características e Classificação.....	81
4.5 Chave e Elo-Fusível.....	86
4.5.1 Introdução.....	86
4.5.2 Definições.....	86
4.5.3 Funções Básicas dos Elos-Fusíveis.....	86
4.5.4 Componentes dos Elos-Fusíveis.....	87
4.5.5 Princípio de Funcionamento.....	88
4.5.6 Características e Classificação.....	89
4.5.7 Tipos de Elos-Fusíveis.....	90
4.5.8 Dimensionamento de Chaves e Elos-Fusíveis.....	97
4.5.9 Aplicação de Chaves e Elos-Fusíveis.....	98

5. Critérios de Seletividade e Coordenação de Equipamentos de Proteção de Sistemas de Distribuição.....	104
5.1 Introdução.....	104
5.2 Filosofia Básica de Sistemas de Distribuição.....	105
5.3 Coordenação entre Elos-Fusíveis.....	107
5.3.1 Considerações Gerais.....	107
5.3.2 Critérios de Ajuste.....	108
5.4 Coordenação entre Religadores e Elos-Fusíveis.....	111
5.4.1 Primeira Condição: Elos de Lado da Carga.....	111
5.4.2 Segunda Condição: Religador do Lado da Carga.....	115
5.5 Coordenação entre Religadores.....	117
5.5.1 Considerações Gerais.....	117
5.5.2 Religadores Operados Apenas por Bobinas Série.....	118
5.5.3 Religadores com Controle Eletrônico.....	120
5.6 Coordenação entre Relé e Religador.....	121
5.6.1 Considerações Gerais.....	121
5.7 Coordenação entre Relé e Elo-Fusível.....	122
5.7.1 Relés de Sobrecorrente do Disjuntor da Subestação.....	122
5.7.2 MODELO 1.....	123
5.7.3 MODELO 2.....	126
5.8 Coordenação entre Religador e Seccionalizadora.....	128
5.8.1 Considerações Gerais.....	128
5.8.2 Critérios de Ajuste.....	128
5.8.3 Seccionalizadora com Controle Hidráulico.....	129
5.8.4 Seccionalizadora com Controle Eletrônico.....	129
5.8.5 Critérios de Coordenação Religador-Seccionalizadora-Elo-Fusível.....	130
6. Aplicações Práticas.....	133
6.1 Introdução.....	133
6.2 Estudo N°1.....	133
6.2.1 Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção.....	133

6.3 Estudo N°2.....	145
6.3.1 Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção.....	145
6.3.2 Coordenação da Proteção.....	145
7. Conclusões Finais	149
Referências.....	150
Anexo A.....	152
Anexo B.....	158

Lista de Figuras

2.1 – Sistemas de Componentes de Seqüência.	5
2.2 – Efeito do Operador “a” e “j” em um Fasor.	7
2.3 – Condutores e Respectivas Imagens.	10
2.4 – Segmento de uma Linha Trifásica Aterrada a Quatro Fios.	13
2.5 – Segmento de Linha Trifásica Modelo.....	15
2.6 – Linhas Trifásicas, Bifásicas e Monofásicas Multi-Aterradas.....	19
3.1 – Falta Trifásica Simétrica.....	24
3.2 – Circuito Equivalente de Fase.	25
3.3 – Faltas Bifásicas em um Sistema Trifásico.....	26
3.4 – Falta Monofásica em um Sistema Trifásico.	27
3.5 – Corrente de Falta.	31
3.6 – Corrente de Falta através do Ramo i-j.	32
3.7 – Falta Monofásica no Barramento (k) de um Sistema de Potência de n Barramentos.	35
4.1 - Disjuntores a Óleo Tripolares para uso Externo e Interno.	43
4.2 – Disjuntores a Vácuo Tripolares para Uso Interno.	44
4.3 – Relé Eletromagnético Tipo Armadura Axial [2].	47
4.4 – Relé Eletromagnético com Armadura em Charneira [2].....	48
4.5 – Relé Eletromagnético Tipo Disco [2].	49
4.6 – Relé Eletromagnético Tipo Tambor [2].....	49
4.7 – Relé Eletromagnético de Bobina Móvel [2].	50
4.8 – Diagrama Esquemático de um Conjunto Relé-Disjuntor [2].	51
4.9 – Gráfico de Múltiplos de Corrente x Tempo de Relés [2].....	52
4.10 – Curvas Típicas de Tempo-Corrente de Relés.	53
4.11 – Transformador de Corrente Tipo Bucha.....	57
4.12 – Circuito Equivalente Simplificado de um TC.	57
4.13 – Religadores a Óleo (Monofásicos e Trifásicos).....	64
4.14 – Religadores a Vácuo para Uso Interno e Externo.	65
4.15 - Religador a Óleo Trifásico (modelo KFE) com Controle Eletrônico.	66

4.16 – Seqüência Típica de Operação de um Religador Ajustado para Quatro Disparos [1].	67
4.17 –Curva de Atuação de Religadores do Tipo R, RX, RV, W, VW, VVW, WV – Bobina-Série.	68
4.18 –Curva de Atuação de Religadores do Tipo KF – Bobina-Série.	69
4.19 –Curva de Atuação de Religadores do Tipo 4H, V4H, 6H, V6H – Bobina-Série.	70
4.20 – Ciclo de Trabalho Típico de Religadores [1].	71
4.21 – Curvas de Atuação de Religadores tipo R, RV, RX, VW, VVW, W, WV com Bobina-Terra de 63,5 Ampères.	74
4.22 – Curvas de Atuação de Religadores tipo R, RV, RX, VW, VVW, W, WV com Bobina-Terra de 110 Ampères.	75
4.23 – Esquema de Ligação do Religadores [5].	76
4.24 – Seccionalizadora Hidráulica Monofásica.	78
4.25 - Seccionalizadoras Hidráulicas Trifásicas (tipos GV e GW).	79
4.26 – Seccionalizadora a Vácuo.	79
4.27 – Seccionalizadora de Tipo Seco com Controle Eletrônico.	80
4.28 – Circuito de Distribuição com Religador e Seccionalizadora.	81
4.29 – Chave Fusível com Elo de Expulsão.	90
4.30 – Características Tensão-Corrente-Tempo do Fusível de Expulsão [1].	91
4.31 – Chave Fusível com Elo Limitador de Corrente.	93
4.32 –Chave Fusível com Elo Limitador de Corrente Anexo.	94
4.33 – Características do Fusível Limitador de Corrente [1].	95
5.1 – Diagrama Unifilar Típico de um Sistema de Distribuição [1].	105
5.2 – Diagrama Unifilar com Diferentes Zonas de Proteção.	106
5.3 – Coordenação de Fusíveis [1].	108
5.4 – Posicionamento do Religador e do Elo-Fusível na Rede [4].	111
5.5 – Coordenação Religador Elo-Fusível [4].	113
5.6 – Posicionamento do Religador e Elo Fusível na Rede [4].	115
5.7 – Coordenação Religador Elo-Fusível [4].	117
5.8 – Coordenação de Religadores com Bobinas Série Diferentes [4].	118
5.9 – Coordenação de Religadores com Bobinas e Seqüências de Operações Diferentes [4].	120

5.10 – Zonas de Proteção de um Alimentador.....	123
5.11 – Zonas de Proteção para o Modelo 1.....	124
5.12 – Zonas de Proteção para o Modelo 2.....	126
5.13 – Coordenação Religador-Seccionalizadora-Elo Fusível [5].....	130
5.14 – Atuações do Elo e da Seccionalizadora para um Religador Ajustado para Uma Operação Rápida e Três Operações Lentas [3].....	131
5.15 – Atuações do Elo e da Seccionalizadora para um Religador Ajustado para Duas Operações Rápidas e Duas Operações Lentas [3].	131
5.16 – Sistema de Distribuição com Religadores e Chaves Seccionalizadoras.	132
6.1 – Sistema de Distribuição (Estudo 1).....	134
6.2 – Diagrama de Coordenação (Estudo 1).....	144
6.3 – Sistema de Distribuição (Estudo 2).....	146
6.4 – Diagrama de Coordenação Religador x Elo-Fusível.	148

Lista de Tabelas

2.1 – Distâncias Médias Geométricas.....	18
4.1 – Características de Religadores Monofásicos ou Trifásicos [9].....	62
4.2 – Corrente de Disparo e Interrupção de Religadores Tipo KFE e KFVE [5].	63
4.3 – Características de Chaves Seccionalizadoras de Controle Hidráulico.....	84
4.4 – Características de Chaves Seccionalizadoras de Controle Eletrônico.....	85
4.5 – Corrente Nominal de Elos e Chaves-Fusíveis [10].	97
4.6 – Elos fusíveis – Transformadores Trifásicos.	99
4.7 – Elos fusíveis – Transformadores Monofásicos.....	99
4.8 – de Curvas de Tempo Mínimo e Tempo Máximo de Fusão dos Elos Fusíveis.....	99
4.9 – Valores Tempo x Corrente de Sobrecarga de Transformadores.	100
4.10 – Carregamento Máximo para Transformadores Trifásicos.	100
4.11 – Carregamento Máximo para Transformadores Monofásicos.	100
4.12 – Elos-Fusíveis para Proteção de Bancos de Capacitores (15 kV) [9].....	102
4.13 – Elos-Fusíveis para Proteção de Bancos de Capacitores (24,2 kV)	103
5.1 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo K.....	110
5.2 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo T.	110
5.3 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo H com Elos Tipo K.....	111
5.4 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo H com Elos Tipo T.....	111
5.5 – Fator Multiplicador das Operações Rápidas do Religador.....	112
5.6 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo 6H com Seqüência de Operação (2A,2B) [4].	114
5.7 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo R com Seqüência de Operação (2A,2B) [4].	114
5.8 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo 6H com Seqüência de Operação (1A,3B) [4].	115
5.9 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo R com Seqüência de Operação (1A,3B) [4].	115
5.10 – Fator Multiplicador de Operações Lentas do Religador.	116
5.11 – Tempos de Religamento de Religadores.....	121
5.12 – Tempos de Rearme de Relés.	121

Terminologia

Componentes Simétricas (*Componentes de Fortescue*) – Três sistemas trifásicos, simétricos e relacionados entre si, utilizados para representação de sistemas elétricos desequilibrados.

Sistema Efetivamente Aterrado – Sistema elétrico no qual a relação entre a reatância de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior ou igual a três ($\frac{X_0}{X_1} \leq 3$), e a relação entre a resistência de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior ou igual a unidade ($\frac{R_0}{X_1} \leq 1$).

Sistema Não Efetivamente Aterrado – Sistema elétrico que satisfazer as condições válidas para um sistema efetivamente aterrado, ou seja, sistema para o qual ($\frac{X_0}{X_1} > 3$) e ($\frac{R_0}{X_1} > 1$).

Relé Instantâneo de Sobrecorrente (50) – É um relé que funciona instantaneamente para um aumento brusco e excessivo da corrente, indicando assim uma falha nos equipamentos ou circuito sob proteção.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso ou Tempo Definido (51) – É um relé com características de tempo inverso ou tempo definido e que atua quando a corrente num circuito em corrente alternada exceder um valor pré-determinado.

Disjuntor (52) – Dispositivo responsável pela abertura ou fechamento de um circuito elétrico em corrente alternada sob condições normais ou sob condições de falta e emergência.

Relé de Sobretensão (69) – É um relé que opera para um dado valor de sobretensão.

Relé de Bloqueio (68) – Relé responsável pelo envio de um sinal para bloqueio da energização em caso de falhas externas na linha de transmissão, ou num equipamento sob condições pré-determinadas, ou opera junto a outros dispositivos

para bloquear o fechamento de chaves numa condição irregular ou em oscilações de potência.

Relé de Desligamento (86) – Relé com rearme elétrico ou manual, ou um dispositivo que funciona para desligar ou proteger um equipamento, pondo-o fora de serviço em condições anormais.

Relé Diferencial (87) – Relé de proteção que funciona por uma porcentagem ou ângulo de fase ou outra diferença quantitativa de duas correntes ou outras grandezas elétricas.

Bloqueio – Condição em que um dispositivo automático deve permanecer depois de efetuado uma operação de abertura de seus contatos, não os fechando automaticamente devido à atuação de um dispositivo mecânico.

Controle Eletrônico ou Hidráulico – Dispositivo interno ao equipamento automático de proteção que conta o número de operações ou tempo automaticamente, hidráulica, ou eletronicamente, com a finalidade de estabelecer a condição de bloqueio ou não do equipamento.

Corrente de Energização (*inrush*) – Corrente transitória devido a energização de transformadores e bancos de capacitores.

Corrente de Partida (*pick-up*) – Mínimo valor de corrente capaz de acionar um dispositivo automático de proteção.

Capacidade de Interrupção – Capacidade do dispositivo de interromper correntes de curto-circuito e suportar seus respectivos esforços elétricos e mecânicos sem ocasionar danos e comprometer seu funcionamento.

Nível Básico de Isolamento (NBI) – Nível de isolamento (em kV) contra impulso (*Impulse withstand voltage – BIL*) do equipamento ou sistema elétrico.

Religamento – Operação que segue a uma abertura dos equipamentos automáticos de proteção, quando os contatos são novamente fechados.

Sensor ou Bobina de Disparo de Terra (*GTS - Ground Trip Solenoid*) – Dispositivo eletromagnético ou eletrônico que permite a detectar correntes de desequilíbrio de neutro ou curto-circuito fase terra.

Tempo de Restabelecimento – Tempo que o relé de sobrecorrente leva para voltar à condição inicial. No caso do relé tipo disco de indução, é o tempo que o disco leva para retornar ao ponto de partida quando desenergizado.

Intervalo de Religamento (*Reclosing Interval*) – É o tempo que disjuntor ou religador permanece com seus contatos abertos após um desligamento automático.

Curvas de Tempo-Corrente (*Time–Current Characteristics - TCCs*) – Relações entre tempo e correntes de atuação de equipamentos de proteção.

Tempo Mínimo de Fusão do Elo – É o maior tempo que o elo suporta uma determinada sobrecorrente sem se danificar. Para tempos superiores a sobrecorrente causa uma fusão parcial ou total do elo.

Tempo de Arco – É o tempo que, iniciada a fusão do elo, este demora em extinguir o arco voltaico.

Tempo Total de Interrupção do Elo – É a soma do tempo de fusão mais o tempo de arco.

Dispositivo Protetor – Todo dispositivo de proteção, automático ou não, localizado imediatamente antes do ponto de curto-circuito, considerando a subestação como origem.

Dispositivo Protegido ou de Retaguarda – Todo dispositivo de proteção, automático ou não, localizado anteriormente ao dispositivo protetor, considerando a subestação como origem.

Faixa de Coordenação – Intervalo de tempo e de valores de curto-circuito que determina a região onde a coordenação está assegurada.

Zona de Proteção – Parte de um circuito elétrico que é protegida por um ou mais dispositivos de proteção.

Interrupção Momentânea ou Transitória – Interrupção cuja duração é limitada ao período necessário para restabelecer o serviço através da operação automática de um equipamento de proteção que interrompeu o circuito ou parte dele.

Interrupção Sustentada ou Permanente – Toda interrupção não classificada como momentânea ou programada.

Proteção Seletiva – Proteção projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta, o dispositivo protetor atue antes do dispositivo protegido, isolando apenas o segmento sob falta.

Proteção Coordenada – Proteção projetada e ajustada de forma a permitir o restabelecimento automático para faltas temporárias e seletividade para faltas permanentes.

Curto-Circuito (ou Falta)– Ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito elétrico através de uma baixa impedância e que compromete o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico.

Curto-Circuito Simétrico – Curto-circuito no qual as correntes de faltas são iguais em todas as fases, como por exemplo, em um curto-circuito trifásico.

Curto-Circuito Assimétrico – Curto-circuito no qual as correntes de faltas não são iguais em todas as fases, como por exemplo, em curtos-circuitos bifásicos e monofásicos.

Curto-Circuito Paralelo – Curtos-circuitos que envolvem duas ou mais fases e/ou a terra, como por exemplo, curtos-circuitos fase-terra, fase-fase, fase-fase terra e trifásico.

Curto-Circuito Série – Curtos-circuitos que envolvem a abertura de um ou mais condutores de fase.

Falha – Compreende-se por: “deixar de cumprir a sua finalidade”, e portanto, relacionado com aquilo que não fez o que deveria ser feito, como por exemplo, um relé que não operou no instante devido ou que deixou de satisfazer uma condição essencial.

Simbologia

$(\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c), (\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c)$ - Tensões de fase.

$(\dot{E}_{a1}, \dot{E}_{b1}, \dot{E}_{c1}), (\dot{U}_{a1}, \dot{U}_{b1}, \dot{U}_{c1})$ - Tensões de seqüência positiva.

$(\dot{E}_{a2}, \dot{E}_{b2}, \dot{E}_{c2}), (\dot{U}_{a2}, \dot{U}_{b2}, \dot{U}_{c2})$ - Tensões de seqüência negativa.

$(\dot{E}_{a0}, \dot{E}_{b0}, \dot{E}_{c0}), (\dot{U}_{a0}, \dot{U}_{b0}, \dot{U}_{c0})$ - Tensões de seqüência zero.

Operador a (ou h) - operador capaz de girar um fasor de 120° , no sentido anti-horário, sem, no entanto, mudar sua magnitude ($a = 1 \angle 120^\circ = 1 e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$).

Operador j - operador capaz de girar um fasor de 90° , no sentido anti-horário, sem, no entanto, mudar sua magnitude ($a = e^{j90^\circ}$).

z_{ii} - Impedância própria do condutor de fase (*i*).

Z_{nn} - Impedância própria do condutor de neutro (*n*).

z_{ij} - Impedância mútua entre condutores de fase (*i*) e (*j*).

z_{in} - Impedância mútua entre condutores de fase e neutro.

r_n - Resistência do condutor de neutro.

r_i - Resistência do condutor de fase.

r_d - Resistência do retorno por terra ($r_d = 0,0592 \Omega/\text{km}$).

RMG_i - Raio médio geométrico do condutor de fase.

RMG_{nn} - Raio médio geométrico do condutor de neutro.

DMG_i - Distância média geométrica de fase.

DMG_n - Distância média geométrica de neutro.

D_{ij} - Distância entre os condutores de fase.

D_{in} - distância entre os condutores de fase e neutro.

D_{eq} - distância entre o condutor real e o condutor equivalente que representa o retorno por terra.

ρ - resistividade do solo.

f – frequência elétrica do sistema em hertz.

$[U_{abc}]$ - Vetor de tensões de fase.

$[U_{012}]$ - Vetor de tensões de seqüência.

$[I_{abc}]$ - Vetor de correntes de fase.

$[I_{012}]$ - Vetor de correntes de seqüência.

$[Z_p]$ - Matriz de impedância primitiva.

$[Z_{abc}]$ - Matriz de impedâncias de fase.

$[Z_{012}]$ - Matriz de impedâncias de seqüência.

$[A]$ - Matriz de transformação ou rotação fasorial.

$[A]^{-1}$ - Matriz Inversa da Matriz de transformação ou rotação fasorial.

Z_{00} - impedância de seqüência zero.

Z_{11} - impedância de seqüência positiva.

Z_{22} - impedância de seqüência negativa.

Z_s - Impedância própria.

Z_m - Impedância mútua.

$[Z_n]$ – Matriz nodal de impedância.

$[Y_n]$ – Matriz nodal de admitância.

$[U_n]$ - Vetor das tensões dos barramentos;

$[I_n]$ - Vetor das correntes injetadas nos barramentos;

E_F – Tensão pré-falta.

Z_F – Impedância de falta.

Z_G – Impedância de contato com a terra (*ground*).

(I_{AF}, I_{BF}, I_{CF}) – Correntes de falta nas fases A, B e C respectivamente.

$[U_n^0]$ - vetor das tensões nos barramentos, anteriores à falta (pré-falta).

$[U_n^f]$ - vetor das tensões nos barramentos, posteriores à falta (pós-falta).

$[\Delta U_n]$ - vetor de variações nas tensões nos barramentos, devidas à falta.

$[I_n^0]$ - vetor das correntes injetadas nos barramentos, anteriores à falta (pré-falta).

$[I_n^f]$ - vetor das correntes de falta injetadas nos barramentos, posteriores à falta (pós-falta).

(I^2t) - termo associado a fusíveis que é uma abreviação para o tempo integral do quadrado do valor instantâneo da corrente que flui através do dispositivo.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Gerais

O principal desafio para as concessionárias de energia elétrica é fornecer um serviço cada vez mais confiável, com custo reduzido e equipes técnicas e de apoio menores que possam atender as exigências e metas dos órgãos e leis que regulamentam o setor. Para que isso seja possível, estas empresas investem em tecnologia para operação e proteção de sistemas elétricos visando melhorar a confiabilidade e segurança do sistema, reduzindo gastos com manutenção e garantindo o fornecimento de energia elétrica e a satisfação de seus clientes.

Neste contexto, o sistema de proteção de sobrecorrente deve oferecer segurança, sensibilidade e seletividade.

1.2 Objetivo

O objetivo desta dissertação é apresentar as principais características sobre proteção de sobrecorrente de sistemas elétricos de distribuição, reunindo todas as informações indispensáveis para a execução de projetos e estudos de seletividade e coordenação da proteção nas redes elétricas de distribuição.

1.3 Estrutura do Trabalho

Para atender à proposta deste trabalho, esta dissertação está dividida em sete capítulos, incluindo esta introdução e dois anexos.

O capítulo 2 apresenta uma introdução teórica sobre componentes simétricas e métodos de cálculo dos parâmetros de fase e seqüência de linhas de distribuição.

No capítulo 3 são apresentados dois diferentes métodos e seus respectivos modelos e equações para o cálculo das correntes de curto-circuito em redes de distribuição. O primeiro método utiliza os Modelos de Thévenin e Componentes Simétricas para representar e resolver os sistemas através de circuitos lineares equivalentes. Enquanto que o segundo método aborda a análise nodal, normalmente aplicada em algoritmos computacionais para resolução de sistemas não lineares e com grande número de barramentos e trechos.

O capítulo 4 apresenta os principais equipamentos e dispositivos de proteção de sobrecorrente, com suas principais características e critérios para seleção e aplicação em sistemas de distribuição.

No capítulo 5 são apresentados critérios de coordenação e seletividade entre diferentes equipamentos e dispositivos de proteção de acordo com as características do sistema a ser protegido.

O capítulo 6 apresenta alguns exemplos da aplicação de critérios de seletividade e coordenação da proteção de sobrecorrente para seleção de equipamentos e dispositivos de acordo com o que foi apresentado nos capítulos 4 e 5.

No capítulo 7, enfim, são apresentadas as conclusões finais deste trabalho.

O Anexo A contém informações sobre os principais condutores utilizados em sistemas de distribuição, enquanto no Anexo B é apresentada uma tabela com o fator de assimetria para diferentes relações entre resistência e reatância elétrica vistas de um determinado ponto de um sistema elétrico.

Capítulo 2

Introdução Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Para a realização de qualquer projeto ou avaliação da coordenação da proteção de sobrecorrente em um sistema de distribuição é indispensável uma análise ou conhecimento sobre métodos de cálculo de fluxo de potência e curto-circuito.

Para que isso seja possível são necessários conhecimentos básicos sobre sistemas de componentes simétricas e métodos de cálculo dos parâmetros de linha de fase e seqüência. Estes conceitos são apresentados neste capítulo.

2.2 Sistemas de Componentes de Seqüência

Os sistemas elétricos de distribuição são normalmente sistemas desequilibrados e assimétricos, o que dificulta uma análise simplificada através de um diagrama unifilar, a qual deve ser realizada em termos de fases, no entanto, este tipo de solução é muito complicado e demorado.

Para diminuir a complexidade deste problema foram desenvolvidos sistemas de componentes que permitem transformar um sistema trifásico desequilibrado (ou um sistema de n fases) em três sistemas equivalentes equilibrados e interligados que podem ser representados por diagramas unifilares, facilitando assim a realização dos cálculos necessários.

Os dois sistemas de componentes mais conhecidos são:

- *Sistema de Componentes de Fortescue ou Componentes Simétricas.*
- *Sistema de Componentes de Clarke.*

Neste trabalho utilizou-se apenas o Sistema de Componentes de Fortescue que é apresentado a seguir.

2.2.1 Componentes de Fortescue ou Componentes Simétricas

O cálculo por componentes simétricas não é novo, porém o conhecimento dos seus fundamentos e a utilização prática deste processo não é do conhecimento de todos.

Fortescue foi o primeiro a aplicar o método das componentes com o objetivo de simplificar os cálculos em um sistema desequilibrado. O artigo original sobre o método foi publicado em 1918 [18] e desde então tem sido o mais importante e usado método de transformação.

Através deste método, pode-se decompor um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas de seqüência: um de seqüência positiva (1), um de seqüência negativa (2) e um de seqüência zero (0).

Desse modo, tem-se que:

$$FaseA \rightarrow \dot{E}_a = \dot{E}_{a1} + \dot{E}_{a2} + \dot{E}_{a0}$$

$$FaseB \rightarrow \dot{E}_b = \dot{E}_{b1} + \dot{E}_{b2} + \dot{E}_{b0}$$

$$FaseC \rightarrow \dot{E}_c = \dot{E}_{c1} + \dot{E}_{c2} + \dot{E}_{c0}$$

Sendo $(\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c)$ o sistema desequilibrado de fasores, e $(\dot{E}_{a1} + \dot{E}_{b1} + \dot{E}_{c1})$, $(\dot{E}_{a2} + \dot{E}_{b2} + \dot{E}_{c2})$ e $(\dot{E}_{a0} + \dot{E}_{b0} + \dot{E}_{c0})$ os sistemas de seqüência, como mostra a figura (2.1).

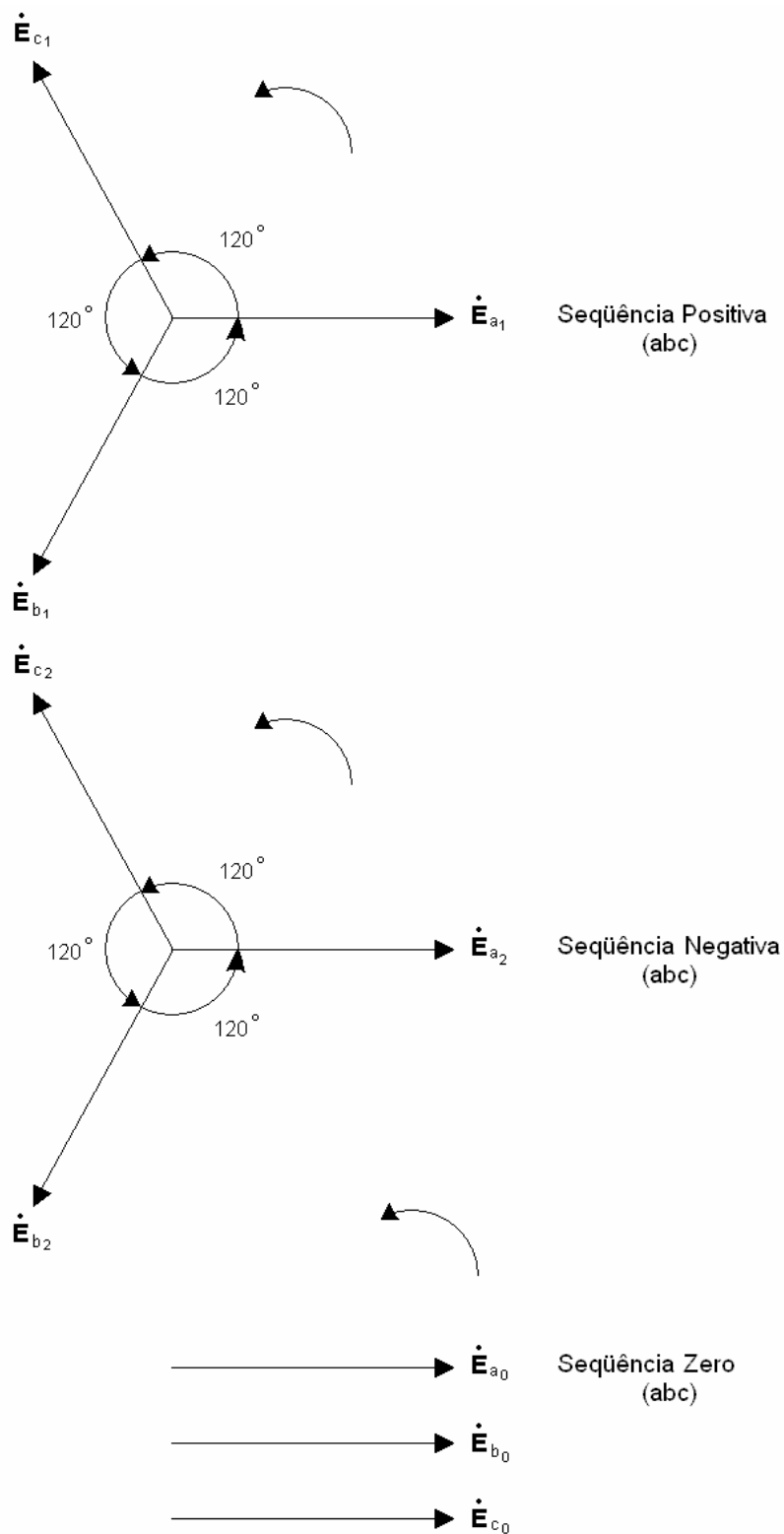


Figura 2.1 – Sistemas de Componentes de Seqüência.

a) Componente de Seqüência Positiva (+ ou 1)

Três fasores, com magnitudes iguais, deslocados entre si de 120 graus, e tendo a mesma seqüência de fases que o sistema inicial e desequilibrado.

b) Componente de Seqüência Negativa (- ou 2)

Três fasores, com magnitudes iguais, deslocados entre si de 120 graus, e tendo uma seqüência de fase oposta ao sistema original.

c) Componente de Seqüência Zero (0)

Três fasores de igual magnitude com defasamento nulo entre si.

Operador a (ou h)

Uma vez que as quantidades de seqüência positiva e negativa têm relações umas com as outras, que envolvem deslocamento de magnitude igual a 120 graus e sem modificação da magnitude, é interessante a utilização de um operador capaz de girar um fasor em 120 graus no sentido anti-horário, sem, no entanto, mudar sua magnitude.

O operador “a” pode ser comparado ao operador “j”, que gira um fasor em 90 graus no sentido anti-horário sem alterar sua magnitude. O efeito da utilização destes operadores é mostrado na figura (2.2). Pode-se aplicar os operadores tantas vezes quantas sejam necessárias e os deslocamentos obtidos são múltiplos.

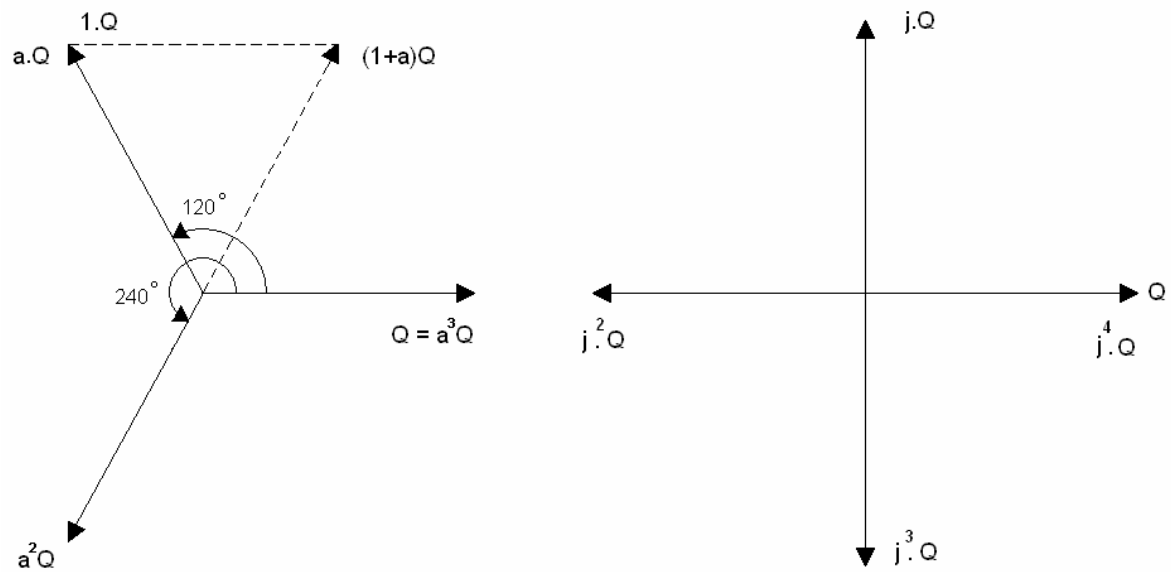


Figura 2.2 – Efeito do Operador “a” e “j” em um Fasor.

Para a figura (2.2) pode-se escrever que:

$$\begin{aligned}
 a &= 1\angle 120^\circ = 0,50 + j0,866 = e^{j120^\circ} \\
 a^2 &= 1\angle -120^\circ = -0,50 - j0,866 = e^{j240^\circ} \\
 a^3 &= 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ = 1 + j0 = e^{j0} \\
 1 + a &= 1\angle 60^\circ = 0,50 + j0,866 = e^{j60^\circ} \\
 1 + a^2 &= 1\angle -60^\circ = -0,50 - j0,866 = e^{-j60^\circ} \\
 1 + a + a^2 &= 1\angle 0^\circ + 1\angle 180^\circ = 0
 \end{aligned}$$

Equações Gerais

Pode-se escrever equações relacionando componentes de fase com as componentes de seqüência, desta forma tem-se:

$$\begin{aligned}
 U_{a1} &= 1\angle 0^\circ. U_{a1} = U_{a1} \\
 U_{b1} &= 1\angle 240^\circ. U_{a1} = a^2 U_{a1} \\
 U_{c1} &= 1\angle -120^\circ. U_{a1} = a U_{a1} \\
 U_{a2} &= 1\angle 0^\circ. U_{a2} = U_{a2} \\
 U_{b2} &= 1\angle 120^\circ. U_{a2} = a U_{a2} \\
 U_{c2} &= 1\angle 240^\circ. U_{a2} = a^2 U_{a2} \\
 U_{a0} &= U_{b0} = U_{c0}
 \end{aligned}$$

Sabe-se ainda que:

$$U_a = U_{a1} + U_{a2} + U_{a0}$$

$$U_b = U_{b1} + U_{b2} + U_{b0}$$

$$U_c = U_{c1} + U_{c2} + U_{c0}$$

Substituindo, tem-se:

$$U_a = U_{a0} + U_{a1} + U_{a2}$$

$$U_b = U_{a0} + a^2 U_{a1} + a U_{a2}$$

$$U_c = U_{a0} + a U_{a1} + a^2 U_{a2}$$

Em termos matriciais tem-se:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{a0} \\ U_{a1} \\ U_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Na forma simplificada:

$$[U_{abc}] = [A][U_{012}] \quad (2.2)$$

Onde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

As correntes de fase são definidas da mesma maneira:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Na forma simplificada:

$$[I_{abc}] = [A_S][I_{012}] \quad (2.5)$$

Considerando as tensões de seqüência como uma função das tensões de fase, tem-se que:

$$[U_{012}] = [A]^{-1} \cdot [U_{abc}] \quad (2.6)$$

Onde:

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Através da matriz $[A]^{-1}$, são obtidas as seguintes equações:

$$U_{a0} = 1/3 (U_a + U_b + U_c)$$

$$U_{a1} = 1/3 (U_a + aU_b + a^2U_c)$$

$$U_{a2} = 1/3 (U_a + a^2U_b + aU_c)$$

Equações similares podem ser escritas para as correntes I_{a0} , I_{a1} e I_{a2} .

2.3 Cálculo dos Parâmetros de Fase e Seqüência de Linhas de Distribuição

A determinação dos parâmetros de linha é o primeiro passo para análise de um sistema de distribuição. Para isso, deve-se inicialmente calcular a impedância série das linhas, que consiste na resistência dos condutores e na reatância própria e mútua resultante dos campos magnéticos ao redor dos condutores.

No artigo de Carson publicado em 1926 [19], é apresentada uma técnica por meio da qual é possível se calcular as impedâncias próprias e mútuas para um número arbitrário de condutores de uma rede aérea ou subterrânea. A princípio, esta técnica não foi muito utilizada devido à complexidade de seus cálculos, porém, com o desenvolvimento computacional, as equações de Carson têm sido amplamente utilizadas [8].

2.3.1 Equações de Carson

Em seu artigo, Carson assume a terra como infinita, sólida e uniforme com uma parte superior à superfície e uma resistividade constante. Quaisquer dos efeitos finais introduzidos no neutro em pontos fundamentados não são grandes no domínio da frequência, e podem ser desprezados.

Carson fez uso de imagens de condutores; isto é, todo condutor a uma dada distância sobre o plano da superfície possui um condutor imagem situado abaixo do plano da superfície.

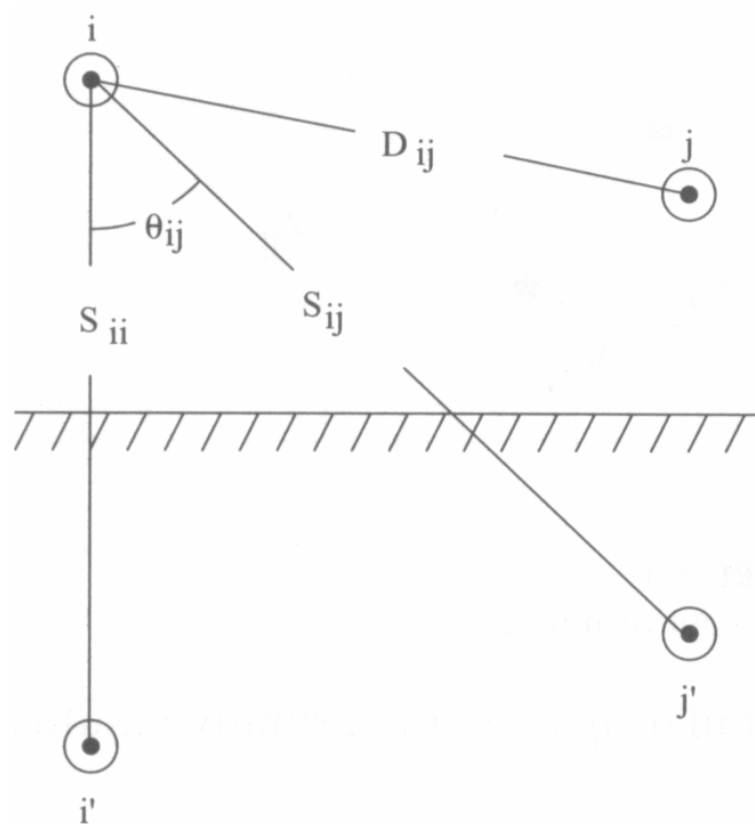


Figura 2.3 – Condutores e Respectivas Imagens.

Através das Equações Modificadas de Carson, pode-se calcular a impedância própria de um condutor e impedância mútua entre condutores [8]:

Impedância Própria do Condutor i:

$$z_{ii} = r_i + r_d + j0,0754 \left(\ln \frac{84,986 \cdot \sqrt{\rho}}{RMG_{ii}} \right) \quad \Omega / km \quad (2.8)$$

Impedância Mútua entre os Condutores i e j:

$$z_{ij} = r_d + j0,0754 \left(\ln \frac{84,986 \cdot \sqrt{\rho}}{D_{ij}} \right) \quad \Omega / km \quad (2.9)$$

Onde:

z_{ij} = impedância própria do condutor i em Ω/km (ohms por quilômetro)

z_{ij} = impedância mútua entre condutores i e j em Ω/km

r_i = resistência do condutor i em Ω/km

r_d = resistência do retorno por terra em Ω/km ($r_d = 0,0592 \Omega/km$)

RMG_i = raio médio geométrico do condutor i em metros (catálogo de cabos)

D_{ij} = distância entre os condutores i e j em metros.

ρ = resistividade do solo em $\Omega \times km$.

Deve-se lembrar que as equações modificadas de Carson são válidas para linhas transpostas e com retorno por terra [8].

Para linhas com retorno pelo neutro são consideradas também as seguintes equações [8]:

Impedância Própria do Condutor de Neutro n:

$$z_{nn} = r_{nn} + r_d + j0,0754 \left(\ln \frac{84,986 \cdot \sqrt{\rho}}{RMG_{nn}} \right) \quad \Omega / km \quad (2.10)$$

Impedância Mútua entre os Condutores i e n:

$$z_{in} = r_d + j0,0754 \left(\ln \frac{84,986 \cdot \sqrt{\rho}}{D_{in}} \right) \quad \Omega / km \quad (2.11)$$

Onde:

Z_{nn} = impedância própria do condutor de neutro n em Ω/km

z_{in} = impedância mútua entre condutores i (fase) e n (neutro) em Ω/km

r_n = resistência do condutor de neutro n em Ω/km

RMG_{nn} = raio médio geométrico do condutor n em metros

D_{in} = distância entre os condutores i e n em metros.

Essas equações são utilizadas para calcular as impedâncias primitivas próprias e mútuas de linhas aéreas e subterrâneas de sistemas elétricos.

2.3.2 Matriz de Impedância Primitiva para Linhas Aéreas

Utilizando as equações de Carson pode-se calcular os elementos de uma matriz de impedância primitiva de dimensão igual ao número de condutores do sistema.

Uma linha de distribuição aérea trifásica com neutro (a quatro condutores) conectada em estrela aterrada resulta em uma matriz 4 x 4, enquanto que para um segmento de linha subterrâneo conectado em estrela aterrada com três cabos de neutro concêntricos, resulta em uma matriz 6 x 6. A matriz de impedância primitiva para uma linha trifásica com m condutores de neutro é:

$$[Z_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an1} & Z_{an2} & Z_{anm} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn1} & Z_{bn2} & Z_{bnm} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn1} & Z_{cn2} & Z_{cnm} \\ Z_{n1a} & Z_{n1b} & Z_{n1c} & Z_{n1n1} & Z_{n1n2} & Z_{n1nm} \\ Z_{n2a} & Z_{n2b} & Z_{n2c} & Z_{n2n1} & Z_{n2n2} & Z_{n2nm} \\ Z_{nma} & Z_{nmb} & Z_{nmc} & Z_{nmn1} & Z_{nmn2} & Z_{nmnm} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Na forma parcial, tem-se que:

$$[Z_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} [Z_{ij}] \\ [Z_{nj}] \\ [Z_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

2.3.3 Matriz de Impedância de Fase para Linhas Aéreas

Para a maioria das aplicações a matriz de impedância primitiva precisa ser reduzida para uma matriz de fase 3 x 3 de impedâncias equivalentes próprias e mútuas para as três fases. A figura (2.4) mostra um segmento de linha trifásica com neutro aterrado.

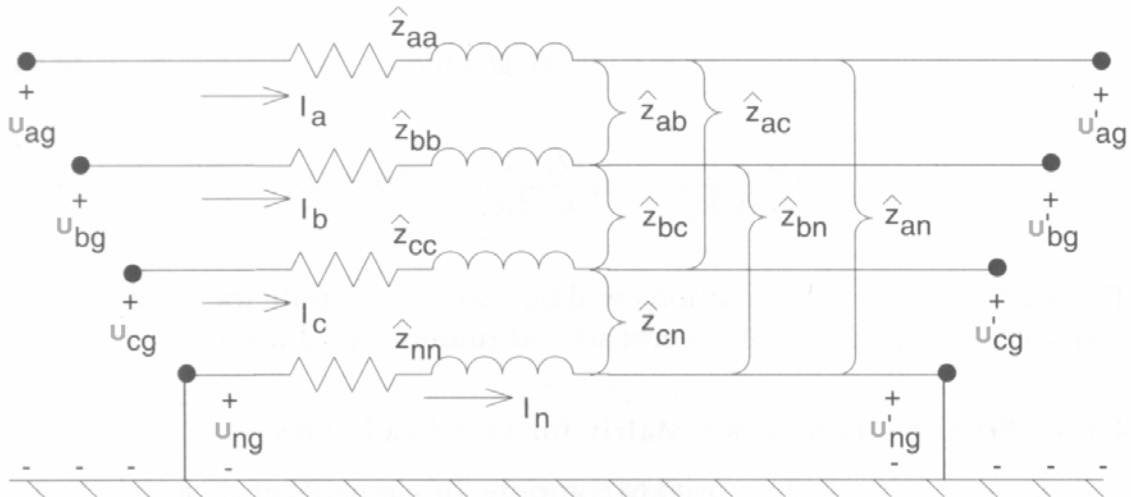


Figura 2.4 – Segmento de uma Linha Trifásica Aterrada a Quatro Fios.

Um método padrão de redução é a Redução de Kron. Considera-se que a linha tenha um neutro multi-aterrado, como mostrado na figura (2.4). O método de redução de Kron aplica as leis de Ohm e de Kirchhoff para o circuito.

$$\begin{bmatrix} U_{ag} \\ U_{bg} \\ U_{cg} \\ U_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U'_{ag} \\ U'_{bg} \\ U'_{cg} \\ U'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Na forma parcial:

$$\begin{bmatrix} U_{abc} \\ U_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U'_{abc} \\ U'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{ij} \\ Z_{nj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Para sistemas com neutro aterrado, as tensões U_{ng} e U'_{ng} são iguais a zero. Desse modo, expandindo tem-se que:

$$U_{abc} = U'_{abc} + Z_{ij} I_{abc} + Z_{in} I_n \quad (2.16)$$

$$[0] = [0] + [z_{nj}][I_{abc}] + [z_{nn}][I_n] \quad (2.17)$$

Resolvendo a equação para $[I_n]$:

$$[I_n] = -[z_{nn}]^{-1} \cdot [z_{nj}][I_{abc}] \quad (2.18)$$

Substituindo a equação (2.18) na equação (2.16):

$$\begin{aligned} [U_{abc}] &= [U'_{abc}] + ([z_{ij}] - [z_{in}][z_{nn}]^{-1}[z_{nj}])[I_{abc}] \\ [U_{abc}] &= [U'_{abc}] + [z_{abc}][I_{abc}] \end{aligned} \quad (2.19)$$

Onde:

$$[z_{abc}] = [z_{ij}] - [z_{in}][z_{nn}]^{-1}[z_{nj}] \quad (2.20)$$

Pode-se enfim chegar a matriz de impedância de fase:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad \Omega / km \quad (2.21)$$

Para linhas de distribuição não transpostas, os termos da diagonal da equação (2.21) não são iguais uns aos outros assim também como os termos fora da diagonal. Contudo, a matriz é simétrica.

Para linhas bifásicas e monofásicas em sistemas com estrela aterrada, as equações modificadas de Carson podem ser aplicadas, obtendo-se matrizes de impedância primitiva de dimensões 3x3 e 2x2. Aplicando a redução de Kron às matrizes 2x2 chega-se a um só elemento. Estas matrizes podem ser expandidas para matrizes de fase de dimensão 3x3 pela adição de linhas e colunas referentes a elementos nulos para as fases restantes. Por exemplo, para uma linha bifásica composta pelas fases *a* e *c*, a matriz de impedância de fase é:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{ab} & 0 & Z_{ac} \\ 0 & 0 & 0 \\ Z_{ca} & 0 & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad \Omega / km \quad (2.22)$$

A matriz de impedância de fase para uma linha monofásica da fase *b* é:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \Omega / km \quad (2.23)$$

A matriz de impedância de fase para uma linha trifásica em delta (sem neutro) é determinada pela aplicação das equações de Carson desprezando a redução de Kron.

A matriz de impedâncias de fase pode ser usada para determinar exatamente a tensão nos segmentos de linhas uma vez que as correntes tenham sido determinadas. Desde que nenhuma aproximação (transposição, por exemplo) tenha sido feita considerando o espaço entre os condutores, o efeito do par mútuo entre as fases é normalmente levado em conta.

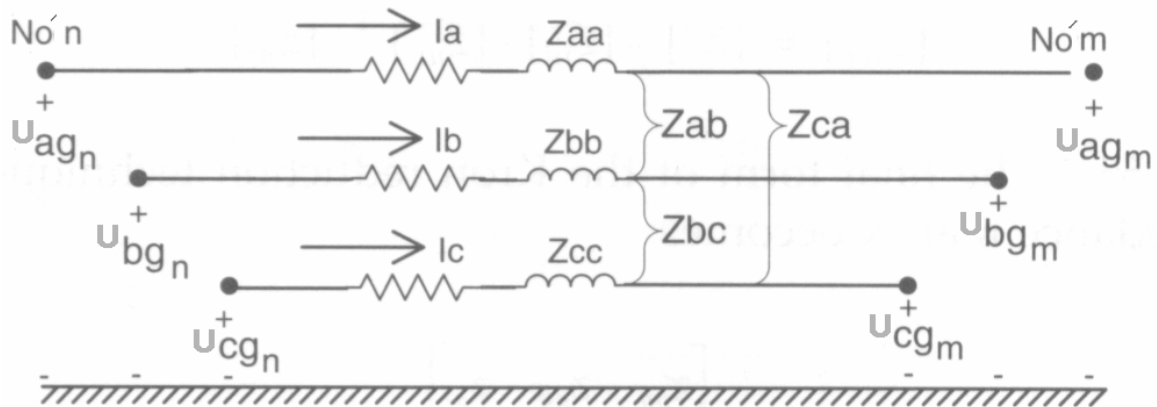


Figura 2.5 – Segmento de Linha Trifásica Modelo.

A figura (2.5) mostra de um segmento de linha trifásico modelo. Levando em conta que para linhas polifásicas e monofásicas alguns dos valores das impedâncias são nulos, a equação da tensão na forma matricial para o segmento de linha pode ser dada por:

$$\begin{bmatrix} U_{ag} \\ U_{bg} \\ U_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} U_{ag} \\ U_{bg} \\ U_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Ou, de outra forma:

$$[U_{abc}]_n = [U_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}] \quad (2.25)$$

Onde:

$Z_{ij} = z_{ij} \cdot \text{comprimento}$.

2.3.4 Impedâncias de Seqüência

Muitas vezes, na análise de um alimentador são utilizadas apenas as impedâncias de seqüência positiva e zero. Há dois métodos para se obter essas impedâncias. O primeiro incorpora a aplicação das equações modificadas de Carson e a redução de Kron para obter a matriz de impedância de fase [8].

Considerando a equação (2.25) e a equação (2.6) tem-se que:

$$\begin{aligned} [U_{012}]_n &= [A]^{-1} \cdot [U_{abc}]_n \\ [U_{012}]_n &= [A]^{-1} \cdot [U_{abn}]_m + [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}][A][I_{012}] \\ [U_{012}]_n &= [U_{012}]_m + [Z_{012}][I_{012}] \end{aligned} \quad (2.26)$$

Onde:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}][A] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Na forma expandida:

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Desse modo, pode-se converter impedâncias de fase em impedâncias de seqüência. Na equação (2.27) os termos diagonais da matriz são as impedâncias próprias de seqüência da linha, onde:

Z_{00} = impedância de seqüência zero.

Z_{11} = impedância de seqüência positiva.

Z_{22} = impedância de seqüência negativa.

Os termos fora da diagonal da equação (2.27) representam as impedâncias mútuas entre as seqüências. Em um estado idealizado, ou seja, em um sistema equilibrado e transposto, estes termos fora da diagonal são nulos. Para as linhas de transmissão de alta tensão isto realmente acontece. Quando as linhas são transpostas, as impedâncias mútuas de acoplamento entre as fases (termos fora da diagonal) são iguais e, conseqüentemente, os termos fora da diagonal da matriz de impedâncias de seqüência são nulos. Considerando que as linhas de distribuição raramente são transpostas, as impedâncias mútuas entre as fases não são iguais e, como resultado, os termos fora da diagonal da matriz de impedância de seqüência não são nulos.

O procedimento usual é designar os três termos da diagonal da matriz de impedância de fase iguais à média dos termos da diagonal da matriz da equação (2.21), e os termos fora da diagonal iguais à média dos termos fora da diagonal desta equação. Quando isso é feito, as impedâncias próprias e mútuas são definidas como:

$$Z_S = \frac{1}{3} \cdot (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) \quad \Omega / km \quad (2.29)$$

$$Z_m = \frac{1}{3} \cdot (Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}) \quad \Omega / km \quad (2.30)$$

A matriz de impedância de fase agora é definida como:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_S & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_S & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_S \end{bmatrix} \quad \Omega / km \quad (2.31)$$

Quando a equação (2.27) é aplicada a esta matriz de impedância de fase, a matriz de seqüência resultante é diagonal (os termos fora da diagonal são zero). As impedâncias de seqüência podem ser determinadas diretamente como:

$$Z_{00} = Z_S + 2 \cdot Z_m \quad \Omega / km \quad (2.32)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_S - Z_m \quad \Omega / km \quad (2.33)$$

Um segundo método normalmente usado para determinar diretamente as impedâncias de seqüência é empregar o conceito de Distâncias Médias Geométricas (DMG). A tabela (2.1) mostra as expressões utilizadas para calcular a Distância Média Geométrica de Fase (D_i) e a Distância Média Geométrica de Neutro (D_{in}) para linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas com neutro multi-aterrado de acordo com a figura (2.6).

	Tipo de Linha		
	Trifásica	Bifásica	Monofásica
DMG_i	$\sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}$	D_{bc}	D_{an}
DMG_{in}	$\sqrt[3]{D_{an} \cdot D_{bn} \cdot D_{cn}}$	$\sqrt{D_{bn} \cdot D_{cn}}$	D_{an}

Tabela 2.1 – Distâncias Médias Geométricas.

Utilizando as Distâncias Médias Geométricas (DMGs) e as equações modificadas de Carson apresentadas (equações 2.8 a 2.11) pode-se determinar as várias impedâncias próprias e mútuas para uma linha trifásica, bifásica ou monofásica, e assim definir uma matriz quadrada de dimensão igual ao número total de condutores reais (fases mais neutros) no segmento de linha. A aplicação da redução de Kron (equação 2.20) e a transformação em impedância de seqüência (equação 2.27) conduzem as seguintes expressões para impedâncias de seqüência zero, positiva, e negativa:

$$Z_{00} = Z_{ii} + 2 \cdot Z_{ij} - 3 \cdot \left(\frac{Z_{in}^2}{Z_{nn}} \right) \quad \Omega / km \quad (2.34)$$

$$Z_{00} = r_i + 3 \cdot r_d + 3 \cdot j0,0754 \left[\ln \frac{84,986 \cdot \sqrt{\rho}}{\sqrt[3]{RMG_{ii}} \cdot \sqrt[3]{(DMG_i \cdot DMG_n)^2}} \right] \Omega / km \quad (2.35)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_{ii} - Z_{ij}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = r_i + j0,0754 \cdot \ln \left(\frac{D_{eq}}{RMG_i} \right) \quad \Omega / km \quad (2.36)$$

Onde: $D_{eq} = 658,368 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$ m (distância entre o condutor real e o condutor equivalente que representa o retorno por terra [1].

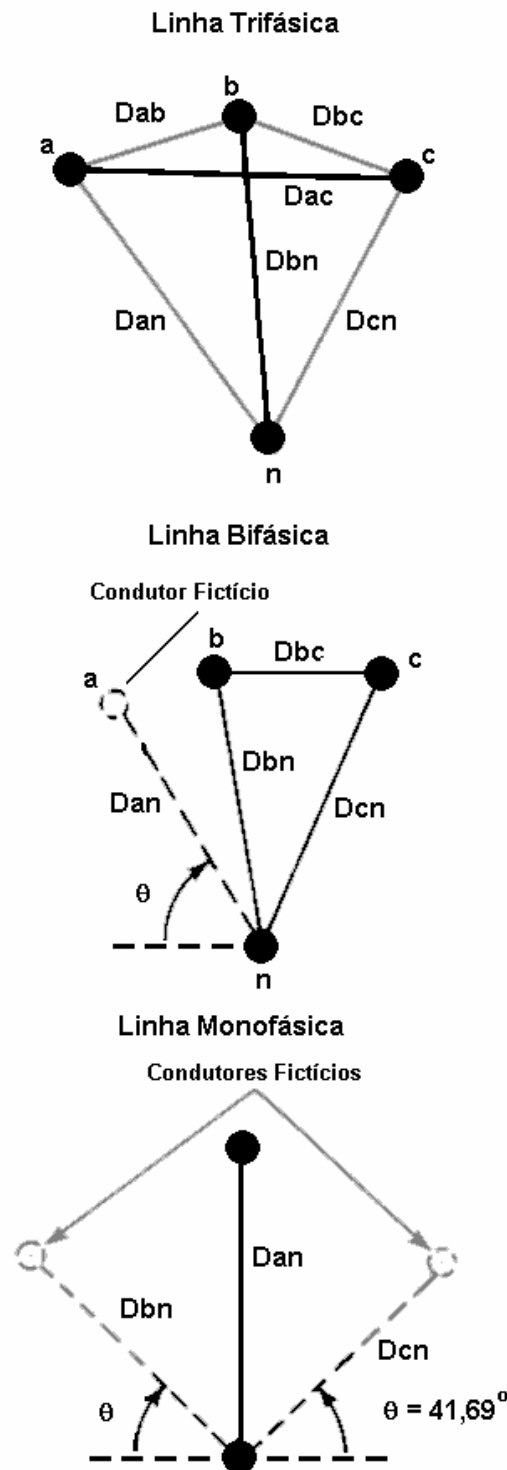


Figura 2.6 – Linhas Trifásicas, Bifásicas e Monofásicas Multi-Aterradas.

As equações (2.35) e (2.36) são consideradas equações padrão para o cálculo das impedâncias de seqüência de linhas para sistemas aéreos e subterrâneos.

Além das impedâncias de seqüência das linhas aéreas ou subterrâneas de um sistema de distribuição, é necessário calcular as impedâncias do transformador da subestação e do sistema primário de transmissão. As equações (2.37) a (2.38) apresentam algumas expressões importantes e práticas para o cálculo dos parâmetros de seqüência destes componentes do sistema.

A) Cálculo de Impedâncias de Transformadores de Subestação

As expressões (2.37) e (2.38) são utilizadas para o cálculo da impedância de seqüência positiva e zero de transformadores de força com conexões do tipo Δ -Y, Δ -Y aterrado ou Y-Y aterrado. Essas impedâncias estão em ohms e são referidas ao secundário [1].

$$Z_{1T} = \frac{KV_S^2}{MVA_T} \left[\frac{KW_{TOT} - KW_{NL}}{1000MVA_T} + j \sqrt{\frac{(Z_{T\%})^2}{100} - \left(\frac{KW_{TOT} - KW_{NL}}{1000MVA_T} \right)^2} \right] \quad (2.37)$$

onde:

kV_S - Tensão fase-fase do transformador, calculada em kV no secundário do transformador trifásico.

MVA_T - Potência nominal trifásica do transformador sem resfriamento forçado (OA), em MVA.

kW_{NL} - Perdas a vazio no transformador trifásico, em kW.

kW_{TOT} - Perdas totais no transformador trifásico, em kW.

$Z_{T\%}$ - Impedância do transformador em %.

A impedância de seqüência zero de um transformador depende da conexão dos enrolamentos. Para as conexões delta-aterrado estrela onde o terminal do neutro do enrolamento do secundário é aterrado através de uma impedância Z_N , a impedância de seqüência zero referida ao secundário é dada por:

$$Z_{OT} = K_1 \cdot Z_{1T} + Z_N \quad (2.38)$$

onde:

Z_N - Impedância do neutro em ohms.

$K_1 = 1,0$ se o banco for formado por três unidades monofásicas.

$K_1 = 0,9$ para transformadores trifásicos construídos com núcleos de três pernas.
OBS.: Este é um valor aproximado para K_1 . Valores atuais podem ser considerados dependendo do projeto do transformador.

Para o aterramento de conexões do tipo Y-Y aterrado onde o terminal do neutro do enrolamento primário é aterrado solidamente e o terminal do neutro do enrolamento do secundário é aterrado através de uma impedância Z_N , a impedância de seqüência zero, em ohms, referida no secundário é:

$$Z_{OT} = Z_{1T} + 3Z_N \quad (2.39)$$

Onde Z_{1T} e Z_N são previamente definidos.

B) Cálculo de Impedâncias de Sistemas Primários de Transmissão

O sistema de fornecimento de alta tensão ou lado primário do transformador da subestação pode ser representado por uma impedância de Thévenin (em ohms ou em pu), referente ao lado do secundário em ambas, seqüência positiva e seqüência zero. A equação para o cálculo destas impedâncias depende da forma com que os dados são fornecidos. Dois casos são considerados a seguir [1]:

B1) Se o sistema de fornecimento do primário do transformador da subestação é definido em termos da potência de curto-circuito (em MVA), fator de potência, e da corrente de fuga para terra durante a falta, as impedâncias de seqüência do sistema primário, em ohms, referentes ao secundário são:

$$Z_{1P} = \frac{KV_S^2}{MVA_{3P}} \left[PF_{3P} + j\sqrt{1 - PF_{3P}^2} \right] \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (2.40)$$

$$Z_{OP} = \frac{\sqrt{3}.KV_S^2}{KI_{GP}.KV_{3P}} \left[PF_{1P} + j\sqrt{1 - PF_{1P}^2} \right] \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 - 2.Z_{1P} \quad (2.41)$$

onde:

kV_S - Tensão fase-fase do transformador, calculada em kV no secundário do transformador.

kV_P - Tensão fase-fase do transformador, calculada em kV no primário do transformador.

MVA_{3P} - Capacidade de corrente de curto circuito disponível nos terminais do primário do transformador da subestação, em MVA.

kl_{GP} - Corrente de curto circuito aceitável nos terminais do primário do transformador da subestação, em kA.

kV_{3P} - Tensão fase-fase no primário usada como tensão base para o cálculo de MVA_{3P} (capacidade de curto circuito) e de kl_{GP} (corrente de curto circuito). Usualmente, é o mesmo que a relação entre kV_P e kV_{3P} para kV_P igual à unidade.

PF_{3F} - Fator de potência em pu. da corrente trifásica de falta disponível nos terminais do primário do transformador.

PF_{1P} - Fator de potência em pu. da corrente de falta fase-terra disponível nos terminais do primário do transformador.

B2) Se o sistema de alimentação do primário do transformador da subestação é definido em termos da impedância em (pu). para cada uma das seqüências em uma base específica em MVA, a impedância em ohms referente ao secundário para a representação do sistema primário é:

$$Z_{1P} = (r_1 + jx_1) \cdot \frac{KV_S^2}{MVA_B} \cdot \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (2.42)$$

$$Z_{0P} = (r_0 + jx_0) \cdot \frac{KV_S^2}{MVA_B} \cdot \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (2.43)$$

Onde MVA_B é a potência base (em MVA) de qualquer uma das representações das impedâncias (em p.u) do sistema primário, e r_1 , r_0 , x_1 e x_0 são as resistências e reatâncias de seqüência (em p.u).

Capítulo 3

Métodos de Cálculo

3.1 Introdução

O principal objetivo do estudo da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica prestado ao consumidor. Para isso, é necessário um amplo conhecimento do sistema elétrico que se deseja proteger e dos dispositivos de proteção disponíveis.

Uma importante informação para o planejamento e operação de um sistema elétrico é o nível de curto-circuito ao longo da rede, ou seja, a corrente que circula durante a ocorrência de uma falta, para que seja possível desse modo determinar e coordenar os equipamentos responsáveis pela proteção da rede.

Os curtos circuitos podem ser: (1) Simétricos ou (2) Assimétricos. Os curtos-circuitos simétricos são faltas trifásicas que se comportam como uma carga simétrica para a rede trifásica. Nesta situação, todos os três condutores são solicitados de modo idêntico e conduzem o mesmo valor eficaz de corrente de curto-circuito. Os curtos-circuitos assimétricos (bifásicos e monofásicos) são os mais comuns e ao contrário dos curtos simétricos, comportam-se como cargas assimétricas gerando diferentes valores de corrente em cada fase.

São apresentados neste capítulo dois diferentes métodos para o cálculo do nível de circuito simétrico e assimétrico ao longo de um circuito de distribuição. O primeiro método é simples e preciso e utiliza um ou mais circuitos elétricos equivalentes para o cálculo da tensão e dos níveis de curto-circuito em diferentes pontos do sistema. O segundo método é recomendado para grandes sistemas e realiza uma análise nodal muito utilizada em algoritmos computacionais, através da qual o sistema elétrico em estudo é representado por barras e ramos associados a matrizes nodais de admitância (Y_n) e impedância (Z_n). Através dessas matrizes,

pode-se calcular o fluxo de potência através dos ramos, a tensão e os níveis de curto-circuito em todas as barras do sistema.

Ambos os métodos apresentam equações simplificadas para o cálculo de diferentes faltas, onde são utilizados componentes simétricas, e cujo ponto de partida é o diagrama unifilar do circuito, que em sistemas de distribuição é tipicamente radial, facilitando alguns cálculos.

3.2 Método 1 – Circuito Equivalente

3.2.1 Curtos-Circuitos Simétricos

Curtos-circuitos trifásicos e equilibrados são faltas simétricas que se comportam com uma carga trifásica equilibrada, como mostra a figura (3.1).

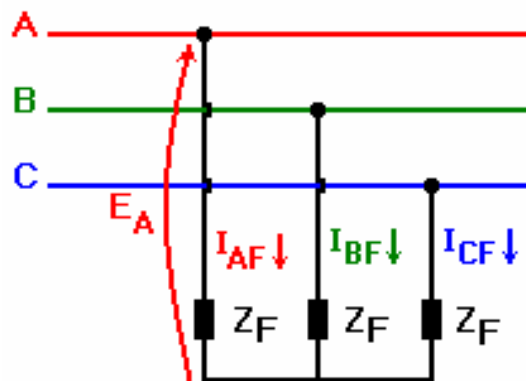
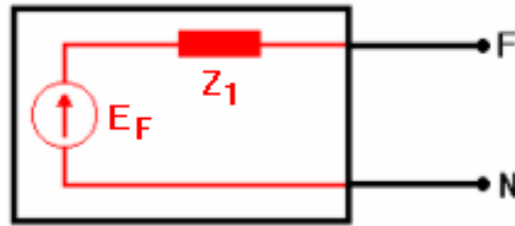


Figura 3.1 – Falta Trifásica Simétrica.

Quando as impedâncias (Z_F) presentes no percurso da falta são iguais a zero, tem-se uma “*falta trifásica sólida*”.

Em um curto-circuito trifásico e simétrico pode-se calcular a corrente de falta em um ponto qualquer do sistema através de um único Circuito Equivalente de Seqüência, como mostra a figura (3.2).



CIRCUITO EQUIVALENTE DE FASE

Figura 3.2 – Circuito Equivalente de Fase.

Sendo que:

$$I_{3F} = I_{AF} = \frac{E_F}{Z_1 + Z_F} \quad (3.1)$$

Onde Z_1 é impedância de seqüência positiva e E_F é a tensão fase-terra na fase A (E_A) vista no ponto de falta no instante anterior à aplicação da mesma. Esta tensão pré-falta pode ser obtida através de gráfico de perfil de tensão ou através de estudo de fluxo de carga, e é considerada o fasor de referência, para o qual usualmente adota-se um ângulo de zero graus.

Neste curto-circuito trifásico e equilibrado, as correntes nas fases B e C (I_{BF} e I_{CF} respectivamente) têm a mesma magnitude da corrente na fase A (I_{AF}), porém defasadas de 120 em relação ao vetor desta corrente.

Multiplicando o valor da corrente de curto-circuito de uma falta trifásica sólida pelo fator de assimetria (FA) tem-se o valor máximo de curto. O fator de assimetria (FA) é proporcional a relação entre a reatância (X) e a resistência (R) elétrica vista num determinado ponto do sistema, e pode ser obtido através da tabela apresentada no Anexo B.

3.2.2 Curtos-Circuitos Assimétricos

Exemplos típicos de curtos-circuitos assimétricos são as faltas bifásicas e monofásicas. A figura (3.3) mostra duas faltas bifásicas entre a fase B e fase C de um sistema trifásico.

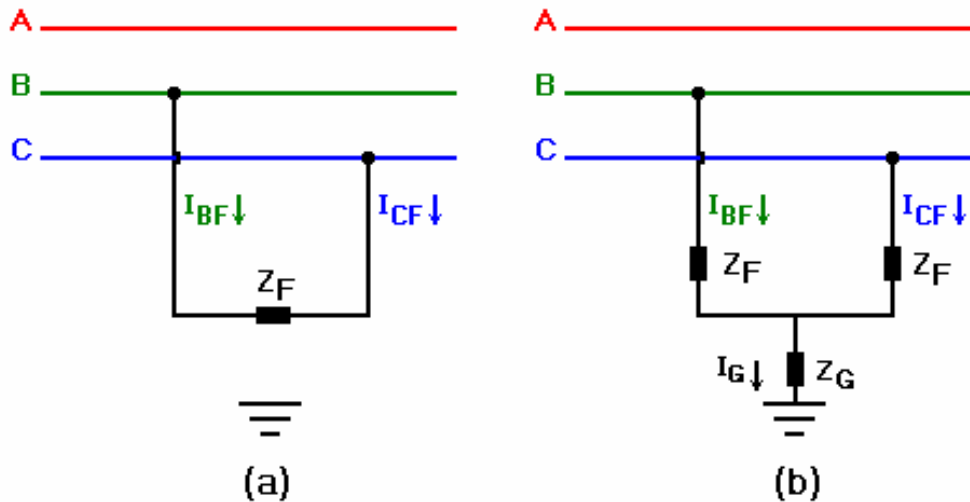


Figura 3.3 – Faltas Bifásicas em um Sistema Trifásico.

Para uma falta fase-fase (Figura 3.3-a), as correntes de falta podem ser calculadas pela equação (3.2):

$$I_{2F} = I_{BF} = -(I_{CF}) = \frac{\sqrt{3}E_F \angle -90^\circ}{2Z_1 + Z_F} \quad (3.2)$$

Em uma falta fase-fase-terra (Figura 3.3-b), as correntes de falta podem ser calculadas através das equações (3.3), (3.4) e (3.5):

$$I_{BF} = \frac{(Z_z - aZ_p)\sqrt{3}E_F \angle -90^\circ}{Z_p^2 + 2Z_pZ_z} \quad (3.3)$$

$$I_{CF} = \frac{(Z_z - a^2Z_p)\sqrt{3}E_F \angle +90^\circ}{Z_p^2 + 2Z_pZ_z} \quad (3.4)$$

$$I_G = \frac{-3E_F}{Z_p + 2Z_z} \quad (3.5)$$

Onde:

$$Z_p = Z_1 + Z_F; \quad Z_z = Z_0 + Z_F + 3Z_G \quad \text{e} \quad a = e^{j120^\circ} = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

A falta monofásica é a falta mais comum em sistemas elétricos. A figura (3.4) mostra uma falta monofásica envolvendo a fase (A) de sistema trifásico.

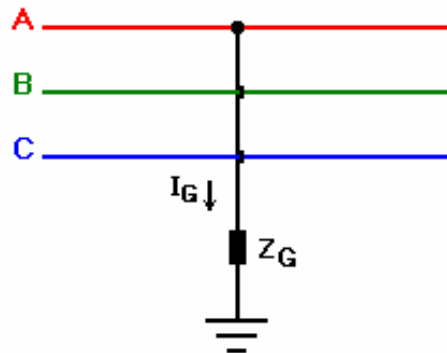


Figura 3.4 – Falta Monofásica em um Sistema Trifásico.

Para uma falta fase-terra, a corrente de curto-circuito pode ser calculada pela equação (3.6):

$$I_F = I_G = \frac{3E_F}{2Z_1 + Z_0 + 3Z_G} \quad (3.6)$$

Uma vez conhecidos os valores de Z_1 , Z_0 , Z_F , Z_G e E_F para qualquer ponto do sistema trifásico, o cálculo das correntes torna-se um simples procedimento, requerendo apenas um conhecimento básico acerca da álgebra de números complexos. No entanto, sistemas de distribuição podem conter linhas bifásicas formadas por dois condutores de fase e um neutro multi-aterrado ou linhas monofásicas constituídas por um condutor de fase e um neutro multi-aterrado. Para que as equações (3.2) a (3.6) possam ser aplicadas ao cálculo das correntes de falta em linhas bifásicas e monofásicas, deve-se conhecer as impedâncias de seqüência zero e positiva nessas linhas, que podem ser calculadas através das equações (2.35) e (2.36) apresentadas no capítulo 2, sendo que para isso, deve-se conhecer as distâncias médias geométricas (DMG) das linhas de acordo com as expressões da tabela (2.1).

3.3 Método 2 – Análise Nodal

Através deste método pode-se calcular a tensão e as correntes de curto-circuito (monofásica, bifásica e trifásica) em diferentes pontos de uma rede elétrica linear e passiva, radial ou malhada. Esses pontos são denominados barras ou barramentos enquanto que as conexões entre essas barras são denominadas ramos. Entre essas barras, deve-se obrigatoriamente definir uma barra de referência, que normalmente é a fonte do sistema.

A relação entre as tensões nas “ N ” barras da rede (medidas em relação à barra de referência) e as correntes injetadas nas mesmas é dada por:

$$[U_N] = [Z_N][I_N] \quad (3.7)$$

Onde:

$[U_N]$ - vetor das tensões dos barramentos;

$[I_N]$ - vetor das correntes injetadas nos barramentos;

$[Z_N]$ - **matriz de impedância nodal**, também denominada $[Z_{BUS}]$.

Ou ainda:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ U_K \\ \cdot \\ \cdot \\ U_{n1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdot & \cdot & Z_{1K} & \cdot & \cdot & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdot & \cdot & Z_{2K} & \cdot & \cdot & Z_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{K1} & Z_{K2} & \cdot & \cdot & Z_{KK} & \cdot & \cdot & Z_{Kn} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdot & \cdot & Z_{nK} & \cdot & \cdot & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_K \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix}$$

Pode-se obter a matriz de impedância nodal $[Z_N]$, por exemplo, através da inversão completa da matriz de admitância nodal $[Y_N]$, ou seja:

$$[Z_N] = [Y_N]^{-1} \quad (3.8)$$

Desconhecendo-se as tensões e injeções de corrente nos barramentos do sistema, pode-se determinar esses valores através de um estudo de fluxo de carga, onde são adotados inicialmente valores arbitrários de tensão (V_i^0) como $1,0 \angle 0$ [pu],

por exemplo, calculando-se novos valores até que a diferença máxima entre os valores de uma iteração em relação a anterior sejam menores que a precisão (ϵ) desejada no processo.

Métodos de cálculo iterativos recomendados para o estudo de fluxo de carga em sistemas de distribuição tipicamente radiais são os métodos de Gauss, Gauss-Seidel e Newton Raphson.

3.3.1 Curtos-Circuitos Simétricos

O cálculo de curto-circuito através do sistema equivalente de Thevenin apresentado no método anterior é preciso e fácil de ser aplicado a pequenos sistemas. No entanto, para grandes sistemas, onde existe um elevado número de barramentos e ramos é necessário um método mais dinâmico e que possa ser utilizado em programas digitais. Adiciona-se a isto o fato de que normalmente se deseja obter a corrente de curto-circuito em diversos barramentos e ramos do sistema.

Assim, um método de cálculo de correntes e tensões pós-falta em um Sistema de Potência de n barramentos, adequado para aplicação em computadores digitais é apresentado a seguir [6].

Sejam os seguintes vetores e matrizes:

$[U_N^0]$ - vetor das tensões nos barramentos, anteriores à falta (pré-falta). Pode ser obtido de um estudo de fluxo de potência ou suposto, de acordo com as aproximações adotadas;

$[U_N^f]$ - vetor das tensões nos barramentos, posteriores à falta (pós-falta). Deve ser obtido do estudo;

$[\Delta U_N]$ - vetor de variações nas tensões nos barramentos, devidas à falta;

$[I_N^0]$ - vetor das correntes injetadas nos barramentos, anteriores à falta (pré-falta). Pode ser obtido de um estudo de fluxo de potência ou suposto, de acordo com as aproximações adotadas;

$[I_N^f]$ - vetor das correntes de falta injetadas nos barramentos, posteriores à falta (pós-falta). Deve ser obtido do estudo.

O vetor I_N^f tem todos os seus elementos nulos, exceto o(s) correspondente(s) ao(s) barramento(s) em curto, onde a(s) corrente(s) injetada(s) é(são) dada(s) pelo negativo da(s) corrente(s) de falta. Assim, para um curto no barramento (k), tem-se:

$$[I_N^f] = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -I_K^f \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ \cdot \\ \cdot \\ (K) \\ \cdot \\ \cdot \\ (n) \end{matrix} \quad (3.9)$$

Se forem desprezadas as cargas ou se estas forem representadas por impedâncias fixas incorporadas à matriz $[Z_N]$ tem-se que:

$$[\Delta U_N] = [Z_N][I_N^f]$$

obtido da própria definição da matriz $[Z_N]$.

As tensões pós-falta podem ser obtidas por:

$$[U_N^f] = [U_N^0] + [\Delta U_N]$$

Dai:

$$[U_N^f] = [U_N^0] + [Z_N][I_N^f] \quad (3.10)$$

Para um defeito no barramento (K), a expressão acima pode ser desenvolvida em:

$$\begin{aligned} U_1^f &= U_1^0 - Z_{1K} I_K^f \\ U_2^f &= U_2^0 - Z_{2K} I_K^f \\ &\vdots \\ U_K^f &= U_K^0 - Z_{KK} I_K^f \\ &\vdots \\ U_n^f &= U_n^0 - Z_{nK} I_K^f \end{aligned}$$

valores estes determinados ao se obter a corrente da falta I_K^f .

No ponto de defeito tem-se a situação mostrada na figura (3.5).

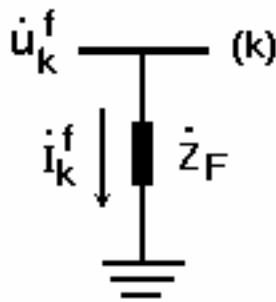


Figura 3.5 – Corrente de Falta.

Onde se pode deduzir que:

$$U_K^f = Z_F I_K^f \quad (3.11)$$

Daí:

$$Z_F I_K^f = U_K^0 - Z_{KK} I_K^f$$

Ou seja:

$$I_K^f = \frac{U_K^0}{Z_F + Z_{KK}} \quad (3.12)$$

Levando-se o valor de I_K^f nas equações anteriores, pode-se obter as seguintes expressões gerais para as tensões (pós-falta) nos barramentos:

$$U_i^f = U_i^0 - \frac{Z_{iK}}{Z_F + Z_{KK}} U_K^0$$

$$U_K^f = \frac{Z_F}{Z_F + Z_{KK}} U_K^0 \quad (3.13)$$

As correntes de falta que fluem nos ramos do sistema, denominadas contribuições, são dadas pela seguinte expressão:

$$I_{ij}^f = \frac{U_i^f - U_j^f}{Z_{ij}} \quad (3.14)$$

A figura (3.6) mostra a corrente de falta (I_{ij}^f) que flui através ramo i-j, onde Z_{ij} é a impedância (física) do ramo:

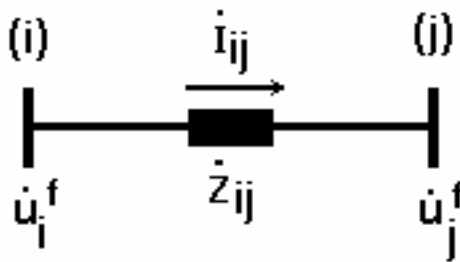


Figura 3.6 – Corrente de Falta através do Ramo i-j.

Substituindo os valores das tensões pós-falta, tem-se:

$$I_{ij}^f = \left[\left(U_i^0 - \frac{Z_{iK}}{Z_F + Z_{KK}} U_K^0 \right) - \left(U_j^0 - \frac{Z_{jK}}{Z_F + Z_{KK}} U_K^0 \right) \right] \frac{1}{Z_{ij}} = \left(\frac{U_i^0 - U_j^0}{Z_{ij}} \right) + \frac{Z_{jK} - Z_{iK}}{Z_F + Z_{KK}} \frac{U_K^0}{Z_{ij}}$$

Logo:

$$I_{ij}^f = I_{ij}^0 \frac{Z_{jK} - Z_{iK}}{Z_F + Z_{KK}} \frac{U_K^0}{Z_{ij}} \quad (3.15)$$

Para calcular as contribuições de eventuais fontes geradoras (ou coogeradoras) conectados ao sistema basta considerar que, de acordo com a representação desses componentes (tensão constante atrás de uma impedância), somente a tensão no barramento terminal do mesmo sofre variação devida à falta, permanecendo fixa a tensão atrás da impedância. Portanto tem-se a seguinte expressão:

$$I_{Gi}^f = \frac{E_{Gi} - U_i^f}{Z_{Gi}} \quad (3.16)$$

Onde I_{Gi}^f é a contribuição do gerador conectado ao barramento (i) e E_{Gi} é a tensão atrás da impedância Z_{Gi} desse gerador.

As expressões anteriores são exatas dentro das suposições feitas de linearidade do sistema.

Se o curto-circuito for franco, ou seja, se Z_F for igual a zero, as expressões anteriores tornam-se:

$$\begin{aligned} I_K^f &= \frac{U_K^0}{Z_{KK}} \\ U_i^f &= U_i^0 - \frac{Z_{iK}}{Z_{KK}} U_K^0 \\ U_K^f &= 0 \\ I_{ij}^f &= I_{ij}^0 + \frac{Z_{jK} - Z_{iK}}{Z_{KK}} \frac{U_K^0}{Z_{ij}} \\ I_{Gi}^f &= \frac{E_{Gi} - U_i^f}{Z_{Gi}} \end{aligned}$$

Nestas expressões, são supostas conhecidas as tensões pré-falta nos barramentos e as correntes de carga nos ramos, obtidos, por exemplo, de um estudo de fluxo de potência. Na hipótese de não se dispor desses valores, usam-se as simplificações adotadas, de considerar nulas as correntes pré-falta e a tensão de todos os barramentos de $1,0\angle 0^\circ$ [pu]. Neste caso, as expressões anteriores resultam:

$$I_K^f = \frac{1.0}{Z_F + Z_{KK}}$$

$$U_i^f = 1.0 - \frac{Z_{iK}}{Z_F + Z_{KK}}$$

$$U_K^f = \frac{Z_F}{Z_F + Z_{KK}}$$

$$I_{ij}^f = \frac{Z_{jK} - Z_{iK}}{(Z_F + Z_{KK})Z_{ij}}$$

$$I_{Gi}^f = \frac{Z_{iK}}{(Z_F + Z_{KK})Z_{Gi}}$$

No caso de um curto-circuito sólido, as expressões são:

$$I_K^f = \frac{1.0}{Z_{KK}}$$

$$U_i^f = 1.0 - \frac{Z_{iK}}{Z_{KK}}$$

$$U_K^f = 0$$

$$I_{ij}^f = \frac{Z_{jK} - Z_{iK}}{Z_{KK}Z_{ij}}$$

$$I_{Gi}^f = \frac{Z_{iK}}{Z_{KK}Z_{Gi}}$$

3.2.2 Curtos-Circuitos Assimétricos

É analisado a seguir o curto-circuito monofásico, sendo os demais tipos de faltas assimétricas obtidas de maneira semelhante. As expressões obtidas são usadas para cálculo sistemático das tensões e correntes oriundas do desequilíbrio [6].

A figura (3.7) mostra um curto-circuito monofásico na fase A de um barramento (k) qualquer de um sistema trifásico de n barramentos:

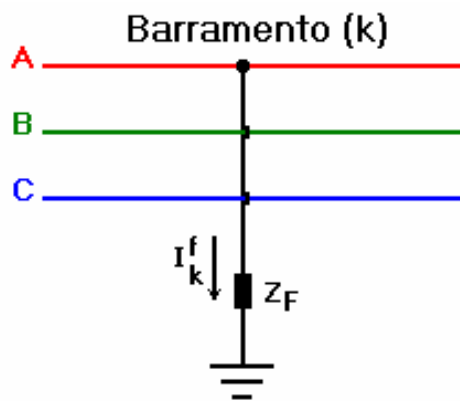


Figura 3.7 – Falta Monofásica no Barramento (k) de um Sistema de Potência de n Barramentos.

As correntes de falta nas três fases são:

$$\begin{aligned} I_{Ka}^f &= I_K^f \\ I_{Kb}^f &= 0 \\ I_{Kc}^f &= 0 \end{aligned}$$

As componentes simétricas das correntes de falta são dados por:

$$\begin{bmatrix} I_{K0}^f \\ I_{K1}^f \\ I_{K2}^f \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Ka}^f \\ I_{Kb}^f \\ I_{Kc}^f \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_K^f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_K^f \\ I_K^f \\ I_K^f \end{bmatrix}$$

Ou seja:
$$I_{K1}^f = I_{K2}^f = I_{K0}^f = \frac{1}{3} I_K^f$$

Lembrando que os vetores $[I_{N1}^f]$, $[I_{N2}^f]$, $[I_{N0}^f]$ referem-se a correntes de falta injetadas, tem-se:

$$[I_{N1}^f] = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{3} I_K^f \\ \cdot \\ 0 \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ (K) \\ \cdot \\ (i) \\ \cdot \\ (n) \end{matrix} \quad [I_{N2}^f] = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{3} I_K^f \\ \cdot \\ 0 \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ (K) \\ \cdot \\ (i) \\ \cdot \\ (n) \end{matrix} \quad [I_{N0}^f] = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{3} I_K^f \\ \cdot \\ 0 \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ (K) \\ \cdot \\ (i) \\ \cdot \\ (n) \end{matrix}$$

Para um barramento genérico (i) qualquer tem-se que:

$$U_{i1}^f = U_{i1}^0 - \frac{1}{3} Z_{iK1} I_K^f$$

$$U_{i2}^f = U_{i2}^0 - \frac{1}{3} Z_{iK2} I_K^f$$

$$U_{i0}^f = U_{i0}^0 - \frac{1}{3} Z_{iK0} I_K^f$$

Para o próprio barramento (K), em curto, tem-se, portanto:

$$U_{K1}^f = U_{K1}^0 - \frac{1}{3} Z_{K1K1} I_K^f$$

$$U_{K2}^f = U_{K2}^0 - \frac{1}{3} Z_{K2K2} I_K^f$$

$$U_{K0}^f = U_{K0}^0 - \frac{1}{3} Z_{K0K0} I_K^f$$

Somando as três componentes acima tem-se que:

$$U_{K1}^f + U_{K2}^f + U_{K0}^f = U_{K1}^0 + U_{K2}^0 + U_{K0}^0 - \frac{1}{3}(Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0})I_K^f$$

Ou seja:

$$U_{Ka}^f = U_{Ka}^0 - \frac{1}{3}(Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0})I_K^f$$

Observando a figura (3.7) tem-se ainda que:

$$U_{Ka}^f = Z_F I_K^f$$

Dai:

$$Z_F I_K^f = U_{Ka}^f - \frac{1}{3}(Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0})I_K^f$$

Finalmente:

$$I_K^f = \frac{U_{Ka}^0}{Z_F + \frac{1}{3}(Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0})} \quad (3.17)$$

Supondo a tensão pré-falta U_{Ka}^0 igual a 1.0 [pu], suposição normalmente feita, tem-se:

$$I_K^f = \frac{3.0}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0} + 3Z_F} \quad (3.18)$$

No cálculo de curto-circuito em sistemas de maior porte, é comum supor que todos os componentes do sistema tem impedâncias de seqüência positiva e negativa iguais (com a finalidade de economizar a memória utilizada em computadores). Esta hipótese é perfeitamente aceitável, pois apenas introduz alguma imprecisão para faltas nas proximidades de fontes geradoras e outros componentes não estáticos do sistema. Dentro dessa suposição tem-se a corrente de falta é dada por:

$$I_K^f = \frac{3.0}{2Z_{KK1} + Z_{KK0} + 3Z_F} \quad (3.19)$$

Após calculado o valor da corrente I_K^f através de qualquer uma das expressões acima, pode-se calcular os valores das tensões pós-falta em quaisquer barramentos do sistema:

$$U_{i1}^f = U_{i1}^0 - \frac{Z_{iK1}}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0} + 3Z_F} U_{Ka}^0$$

$$U_{i2}^f = U_{i2}^0 - \frac{Z_{iK2}}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0} + 3Z_F} U_{Ka}^0$$

$$U_{i0}^f = U_{i0}^0 - \frac{Z_{iK0}}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0} + 3Z_F} U_{Ka}^0$$

Como o sistema é suposto equilibrado na condição pré-falta, tem-se que:

$$U_{i0}^0 = U_{i2}^0 = 0$$

$$U_{i1}^0 = U_{ia}^0$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} U_{i1}^f \\ U_{i2}^f \\ U_{i0}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{ia}^0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{U_{Ka}^0}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_{KK0} + 3Z_F} \begin{bmatrix} Z_{iK1} \\ Z_{iK2} \\ Z_{iK0} \end{bmatrix}$$

As correntes de contribuição nos ramos podem ser calculadas através das seguintes expressões:

$$I_{ij1}^f = \frac{U_{i1}^f - U_{j1}^f}{Z_{iK1}}$$

$$I_{ij2}^f = \frac{U_{i2}^f - U_{j2}^f}{Z_{iK2}}$$

$$I_{ij0}^f = \frac{U_{i0}^f - U_{j0}^f}{Z_{iK0}}$$

onde Z_{ij1} , Z_{ij2} e Z_{ij0} são, respectivamente, as impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero do ramo ij.

As correntes de contribuição da(s) fonte(s) são dadas por:

$$\begin{aligned} I_{Fonte_{i1}}^f &= \frac{U_{Gi1}^0 - U_{i1}^f}{Z_{Gi1}} \\ I_{Fonte_{i2}}^f &= \frac{0 - U_{i2}^f}{Z_{Gi2}} \\ I_{Fonte_{i0}}^f &= \frac{0 - U_{i0}^f}{Z_{Gi0}} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Utilizando-se as equações de síntese, é possível obter as tensões e correntes de fase:

$$[U_{abc}] = [A][U_{012}] \quad \text{e} \quad [I_{abc}] = [A][I_{012}]$$

Onde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad a = 1 \angle 120^\circ = 1 e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

De maneira semelhante ao estudo aplicado para o curto-circuito monofásico, pode-se obter as expressões correspondentes para os demais tipos de faltas assimétricas. A seguir é apresentada somente a expressão para obter as componentes de seqüência da corrente de falta, sendo as expressões para o cálculo das tensões dos barramentos e das contribuições nos ramos e dos geradores idênticas às já demonstradas.

Para uma falta fase-fase tem-se que:

$$\begin{aligned}
 I_{K1}^f &= \frac{U_{K1}^0}{Z_{KK1} + Z_{KK2} + Z_F} \\
 I_{K2}^f &= -I_{K1}^f \\
 I_{K0}^f &= 0
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

Para faltas do tipo fase-fase-terra são válidas as seguintes equações:

$$\begin{aligned}
 I_{K1}^f &= \frac{U_{K1}^0 \left[\frac{1}{Z_{KK2} + Z_P} + \frac{1}{Z_{KK0} + Z_P + 3Z_F} \right]}{1 + \frac{Z_P + Z_{KK1}}{Z_{KK2} + Z_P} + \frac{Z_P + Z_{KK1}}{Z_{KK0} + Z_P + 3Z_F}} = \\
 &= \frac{U_{K1}^0}{Z_{KK1} + Z_P + (Z_{KK2} + Z_P) // (Z_{KK0} + Z_P + 3Z_F)} \\
 I_{K2}^f &= \frac{U_{K1}^0 - (Z_{KK1} + Z_P) I_{K1}^f}{Z_{KK2} + Z_P} \\
 I_{K0}^f &= \frac{U_{K1}^0 - (Z_{KK1} + Z_P) I_{K1}^f}{Z_{KK0} + Z_P + 3Z_F}
 \end{aligned}$$

Para faltas trifásicas desequilibradas tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \frac{Z_P + Z_Q + Z_R}{3} + 3Z_F + Z_{KK0} & \frac{Z_P + a^2 Z_Q + a Z_R}{3} & \frac{Z_P + a Z_Q + a^2 Z_R}{3} \\ \frac{Z_P + a Z_Q + a^2 Z_R}{3} & \frac{Z_P + Z_Q + Z_R}{3} + 3Z_F + Z_{KK1} & \frac{Z_P + a^2 Z_Q + a Z_R}{3} \\ \frac{Z_P + a^2 Z_Q + a Z_R}{3} & \frac{Z_P + a Z_Q + a^2 Z_R}{3} & \frac{Z_P + Z_Q + Z_R}{3} + 3Z_F + Z_{KK2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{K0}^f \\ I_{K1}^f \\ I_{K2}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ U_{K1}^0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Capítulo 4

Principais Equipamentos Utilizados na Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição

4.1 Introdução

Nesse capítulo, são apresentadas informações básicas dos principais equipamentos utilizados para proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição:

1. Disjuntor e Relé
2. Religador
3. Chave Seccionalizadora
4. Chave e Elo Fusível

4.2 Disjuntor e Relé

4.2.1 Definições

Disjuntor: equipamento ou dispositivo mecânico capaz de conduzir ou interromper as correntes de carga e de curto-circuito em alta velocidade.

Relé: segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, o relé é um dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado.

Outras normas definem o relé como um dispositivo cuja função é detectar em circuitos ou equipamentos elétricos, condições perigosas e anormais de funcionamento, avisando e comandando, de modo conveniente, manobras de chaveamento.

4.2.2 Características e Classificação

Dentre os itens mais importantes para a especificação de disjuntores [1] [3], deve-se considerar:

- a) **Corrente Nominal** – Valor de corrente permanente (em ampères) que o disjuntor é capaz de conduzir sem comprometer a estrutura dos contatos. Deve ser superior à máxima corrente do alimentador, convenientemente medida ou avaliada na situação de maior carga do circuito, e deve prever o crescimento da carga.
- b) **Tensão Nominal** – Valor de tensão (em kV) que o disjuntor foi projetado para operar normalmente. Deve ser compatível com a tensão do sistema.
- c) **Capacidade Dinâmica ou Instantânea** – Capacidade do disjuntor de suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito e respectivo fator de assimetria para a qual foi projetado (Em sistemas de média tensão o fator máximo de assimetria $m = 1,6$). Deve ser compatível com o sistema onde o disjuntor é instalado.
- d) **Corrente de Interrupção ou Ruptura** – Corrente máxima (em kA) que o disjuntor é capaz de interromper com segurança. Deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra calculada no ponto de instalação.
- e) **Corrente de Fechamento** – Corrente máxima admitida pelo equipamento para fechar o circuito. Normalmente, esta corrente é cerca de 2,5 a 3 vezes a corrente de ruptura do disjuntor.
- a) **Corrente de Disparo** - As correntes de disparo devem ser menores do que as correntes de curto-circuito na zona de proteção do equipamento, incluindo, sempre que possível, os trechos a serem adicionados quando na realização de manobras usuais.
- f) **Temporização** – Intervalo de tempo que deve possibilitar a coordenação com outros equipamentos de proteção do sistema.

- g) Nível Básico de Isolamento (NBI)** – Nível de isolamento (em kV) contra impulso (*Impulse withstand voltage – BIL*) do equipamento. Deve ser compatível com o NBI do sistema.

4.2.3 Meios de Extinção

Os quatro principais meios de extinção existentes em disjuntores são:

- **Óleo** – Disjuntores com pequeno ou grande volume (PVO ou GVO).



Figura 4.1 - Disjuntores a Óleo (PVO), Tripolares para uso Externo e Interno.

- **Ar Comprimido** – Disjuntores pneumáticos.
- **SF6** – Disjuntores a gás.
- **Vácuo** – Disjuntores com câmeras de extinção sob vácuo.

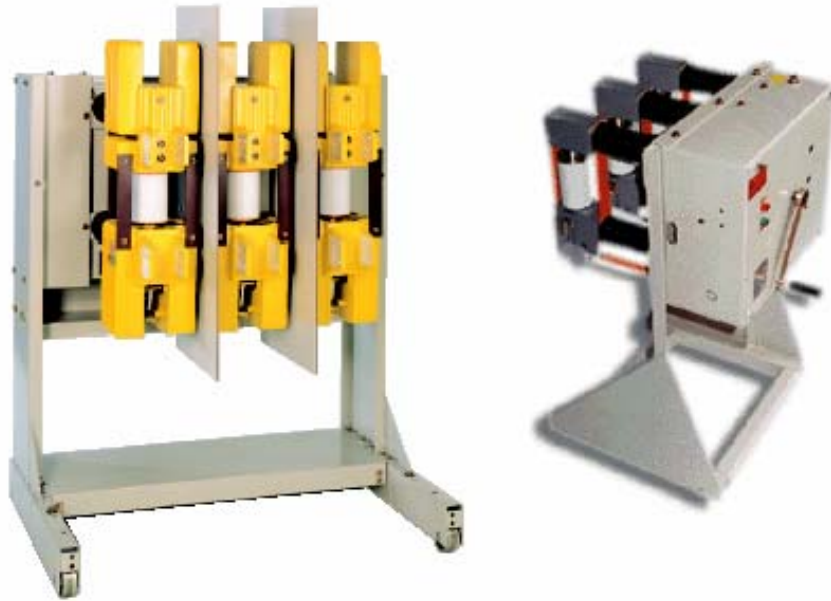


Figura 4.2 – Disjuntores a Vácuo Tripolares para Uso Interno.

Como se pode observar nas figuras (4.1) e (4.2), os disjuntores podem também ser tripolares ou monopolares, e de instalação interna ou externa.

4.2.4 Classificação de Relés

Em relação aos relés, pode-se classifica-los através de algumas características como:

- a) Quanto às grandezas físicas de atuação: elétricas, mecânicas, térmicas, óticas, etc;
- b) Quanto à natureza da grandeza a que respondem: corrente, tensão, potência, frequência, temperatura, etc;
- c) Quanto ao tipo construtivo: eletromecânicos (indução), mecânicos (centrífugo), eletrônicos (fotoelétricos), microprocessados (digitais), etc;
- d) Quanto à função: sobrecorrente (50 e 51), sobretensão (59), direcional de corrente ou potência (67), diferencial de corrente (87), distância (21), etc;

- e) Quanto à forma de conexão do elemento sensor: direto no circuito primário ou através de equipamentos de medição, como transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs).
- f) Quanto a grau de importância: principal (51) ou intermediário (86).

4.2.5 Princípio de Funcionamento dos Relés

Ao detectarem uma perturbação que venha a comprometer os equipamentos ou o funcionamento normal do sistema, os relés enviam um sinal elétrico que comanda a abertura de um ou mais disjuntores, de modo a isolar o equipamento ou parte do sistema afetada pela falha, impedindo que a perturbação danifique equipamentos, comprometa a operação do sistema ou propague-se para outros componentes e sistemas não afetados pela falha.

Fundamentalmente, existem dois princípios de operação de relés eletromagnéticos:

1) Operação por Atração Eletromagnética

A operação destes relés deve-se a atração de uma haste para o interior de uma bobina ou pela atração de uma armadura pelos pólos de um eletroímã, fechando assim algum contato que permite a circulação da corrente para energização da bobina de abertura do disjuntor. São sensíveis tanto à corrente alternada, quanto à corrente contínua, respondendo, então, tanto a componente fundamental da corrente alternada de curto-circuito, quanto a componente contínua existente devido à assimetria da corrente de falta. São utilizados em aplicações onde se deseja alta velocidade na eliminação da falha, ou com tempo definido de atuação. Outra característica é a existência de apenas uma grandeza de atuação, podendo ser supervisionado, entretanto, por outro relé de alta velocidade para prover proteção direcional, por exemplo. Em aplicações com retardo definido, estes relés operam instantaneamente, dando partida a um temporizador que dispara o disjuntor depois do tempo desejado.

Suas aplicações são indicadas para proteção instantânea, ou seja:

- Relé de sobrecorrente (para detecção de curtos-circuitos elevados) de fase e neutro;
- Relés de sobre e subtensão instantâneo;
- Relé diferencial (junto ao transformador de força)
- Relé de religamento.

2) Operação por Indução Eletromagnética

O princípio de funcionamento desses tipos de relés é o mesmo de motores de indução e medidores de energia elétrica, ou seja, pela interação dos fluxos magnéticos defasados que atravessam um disco ou tambor onde as correntes são induzidas. Somente funcionam com corrente alternada, e desse modo, não enxergam a componente contínua das correntes de curto-circuito. Normalmente são aplicados em relés que operam em alta velocidade, podendo ser instantâneos ou temporizados.

4.2.6 Tipos Construtivos de Relés Eletromagnéticos

4.2.6.1 Relé Eletromagnético Tipo Armadura Axial

O relé eletromagnético do tipo armadura axial consiste de uma bobina que, quando energizada, atrai para seu anterior um núcleo móvel de ferro. O movimento desta peça atua direta ou indiretamente, comandando a abertura do disjuntor. A ação de comando pode ser efetuada lenta ou rapidamente, isto é, com ou sem amortecimento.

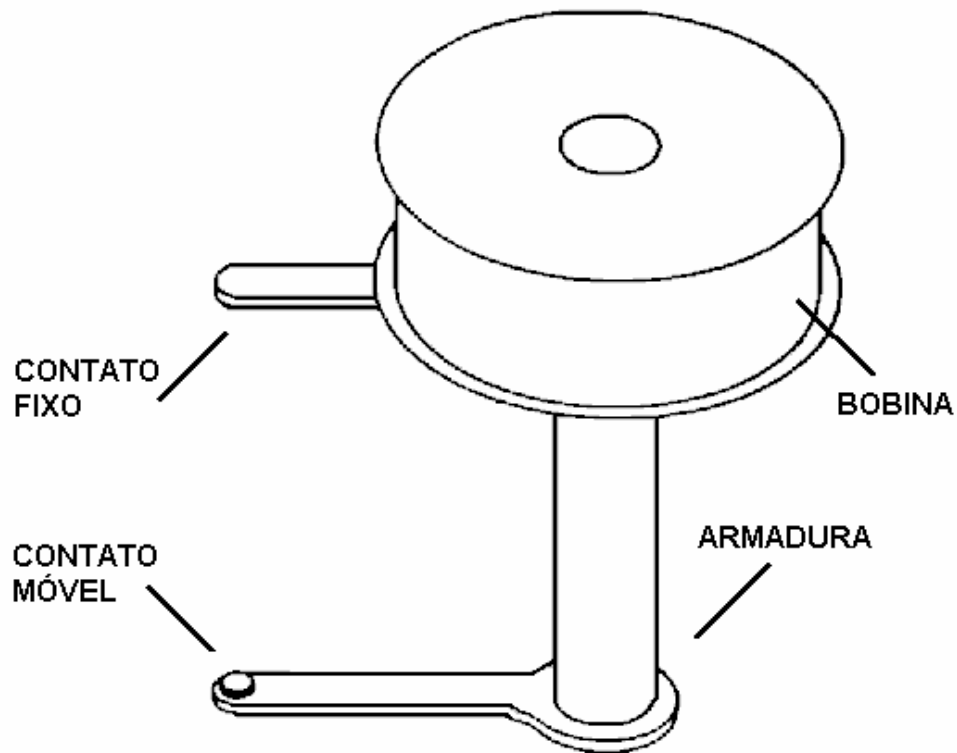


Figura 4.3 – Relé Eletromagnético Tipo Armadura Axial [2].

4.2.6.2 Relé Eletromagnético Com Armadura em Charneira

Os relés eletromagnéticos com armadura em charneira são formados por uma armadura magnética móvel em torno de um eixo e uma peça magnética fixa que contém uma bobina. Quando a bobina é excitada, se estabelece um fluxo magnético que atrai a armadura móvel. O movimento de armadura é utilizado para fechar ou abrir contatos que comandam a abertura do disjuntor.

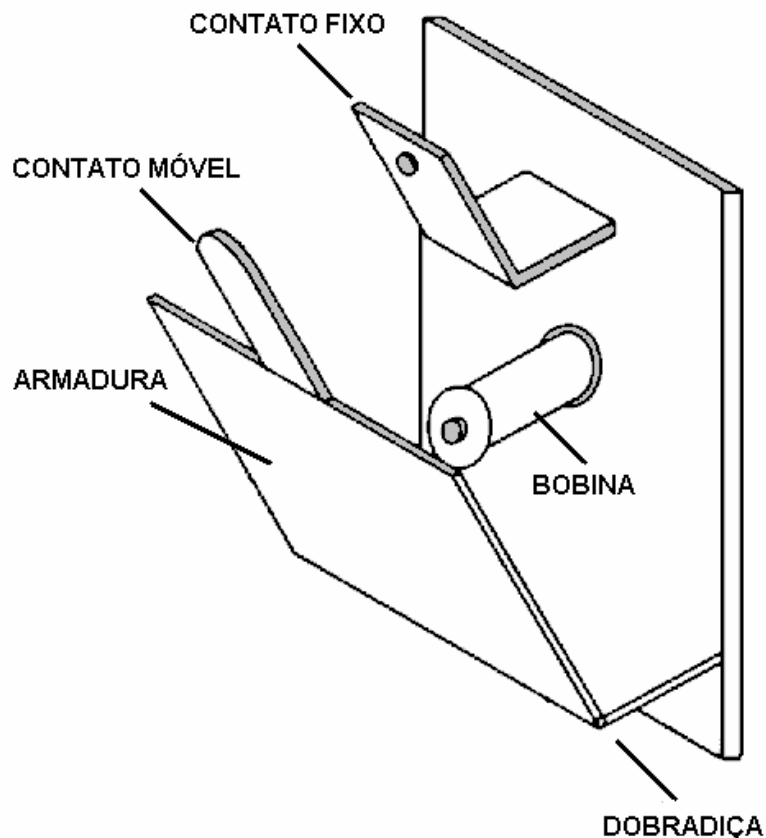


Figura 4.4 – Relé Eletromagnético com Armadura em Charneira [2].

4.2.6.3 Relé Eletromagnético Tipo Disco

Os relés eletromagnéticos do tipo disco consistem de um disco condutor, geralmente de alumínio, que se movimenta por indução dentro do entreferro de um núcleo magnético excitado pela corrente que circula na bobina do núcleo. Em geral, junto ao disco, existe um contato móvel para o comando da abertura do disjuntor. É possível modificar o tempo de fechamento dos contatos, modificando o tempo de percurso total do contato móvel.

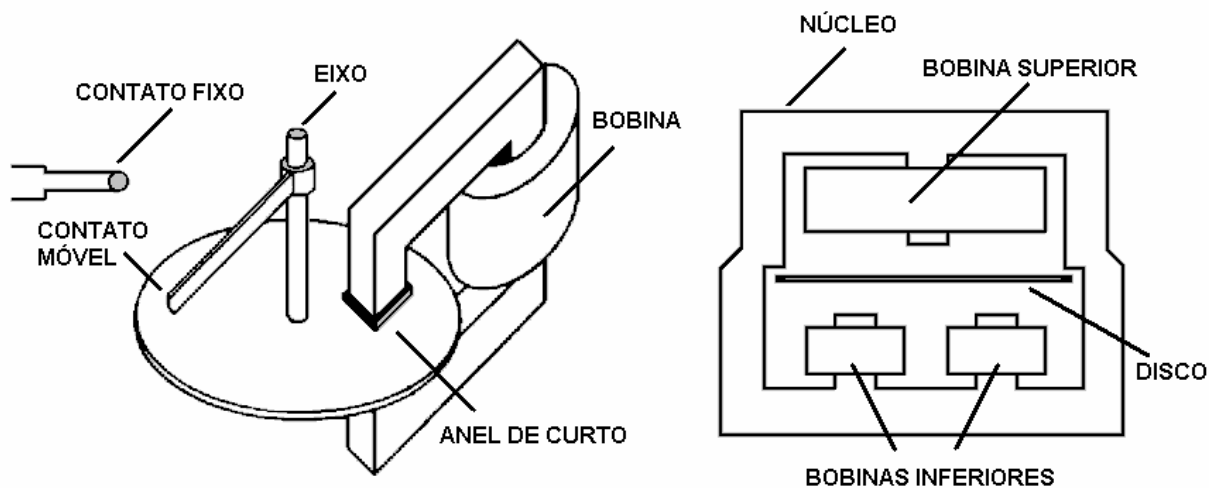


Figura 4.5 – Relé Eletromagnético Tipo Disco [2].

4.2.6.4 Relé Eletromagnético Tipo Tambor

Os relés eletromagnéticos do tipo tambor são uma evolução do relé de disco; são constituídos por um tambor condutor, em geral de alumínio, que se movimenta no entreferro de um circuito magnético múltiplo. Tal formato permite que se obtenha um grande conjugado motor aliado a uma alta rapidez de ação.

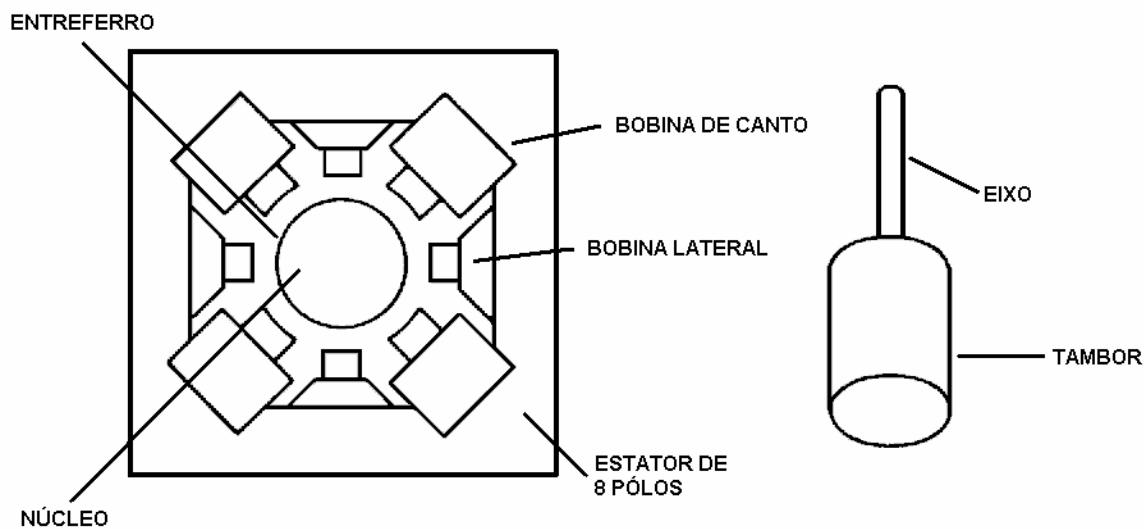


Figura 4.6 – Relé Eletromagnético Tipo Tambor [2].

4.2.6.5 Relé Eletromagnético de Bobina Móvel

Os relés eletromagnéticos de bobina móvel são constituídos de uma bobina móvel no interior de um campo magnético. Ao elemento móvel está fixado o contato móvel para fechamento de circuito de comando do disjuntor.

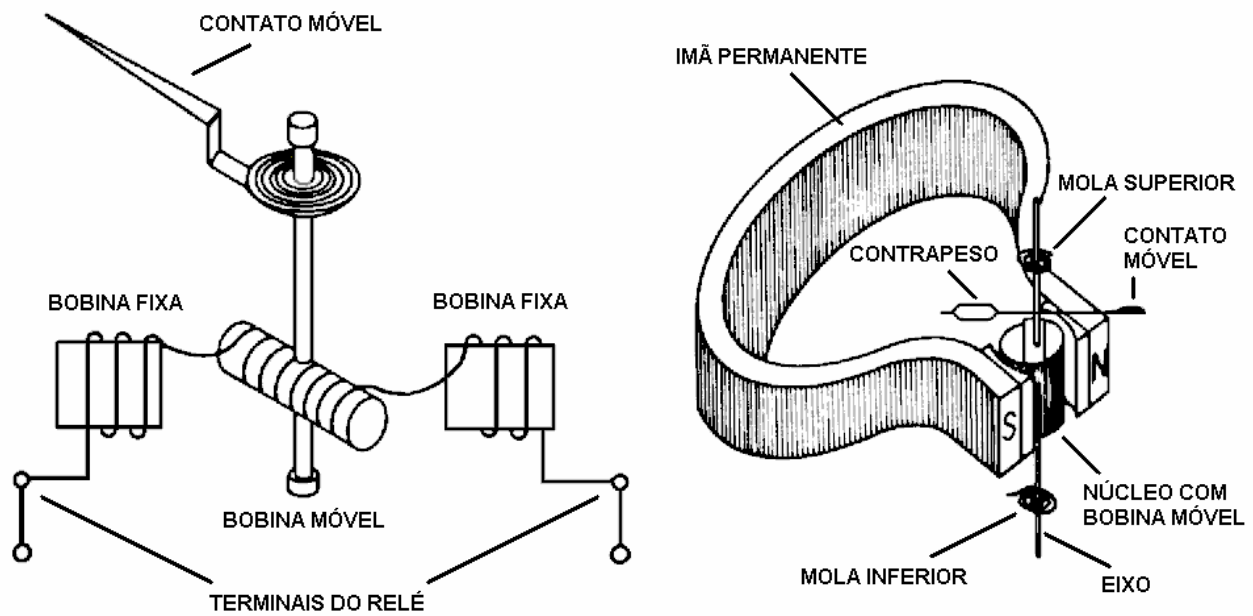


Figura 4.7 – Relé Eletromagnético de Bobina Móvel [2].

4.2.7 Ajuste de Relés de Corrente

A maioria dos relés tem uma ampla faixa de ajuste que os torna adaptáveis a diversas circunstâncias.

A figura (4.8) mostra uma diagrama esquemático de um conjunto relé-disjuntor.

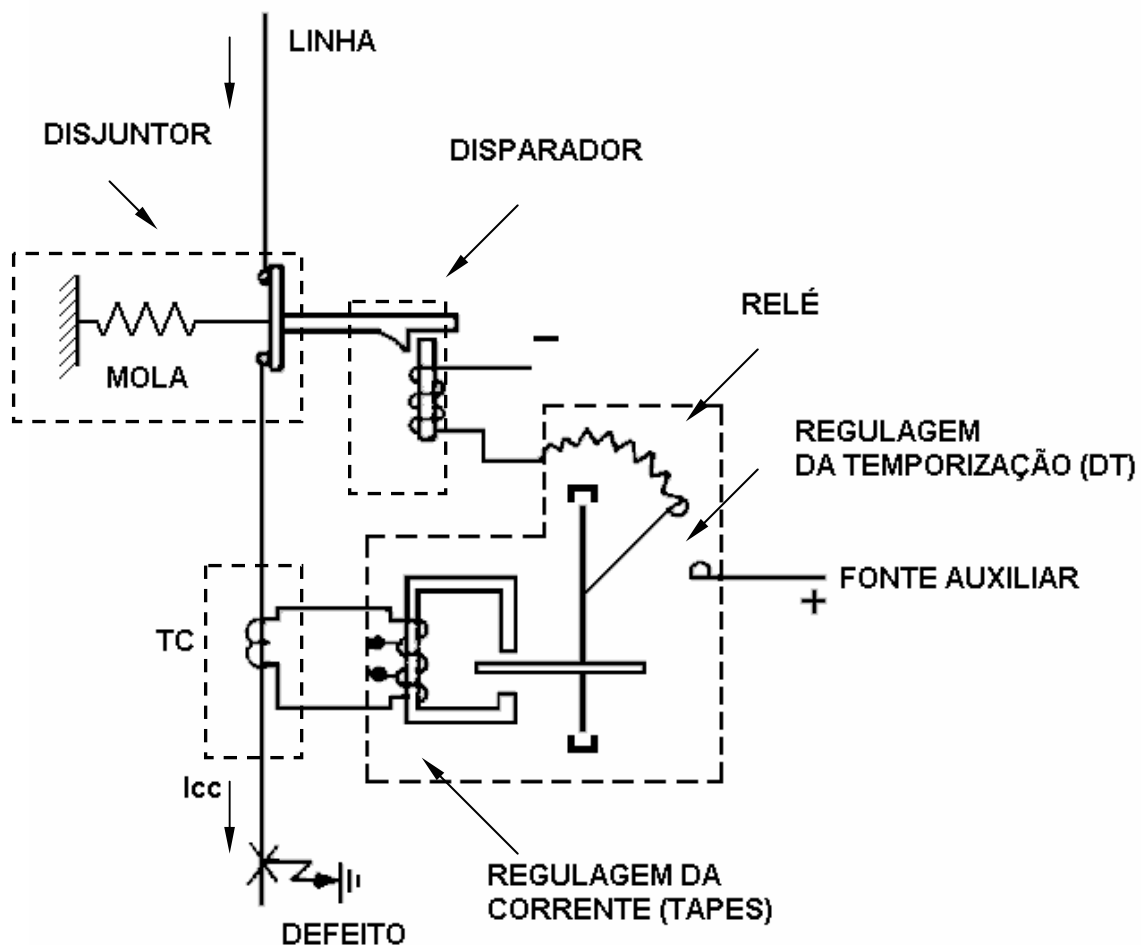


Figura 4.8 – Diagrama Esquemático de um Conjunto Relé-Disjuntor [2].

Há normalmente dois ajustes:

- a) Ajuste de Corrente – realizado através do posicionamento do entreferro, ou pela mola de restrição, através de pesos, ou por tapes de derivação da bobina (*tap*);
- b) Ajuste de Tempo – é realizado regulando-se o percurso do contato móvel (*Ajuste do dispositivo de tempo – DT*), ou por meio de outros dispositivos de temporização.

Embora esses ajustes sejam feitos independentemente, sua relação pode ser observada nas chamadas curvas de tempo-corrente (*Time–Current Characteristics - TCCs*), fornecidas pelo fabricante, como mostra a figura (4.9). Em geral, no eixo vertical são mostrados os tempos (em segundos) enquanto que no eixo horizontal

aparecem as correntes de acionamento, em múltiplos de 1 a 20 vezes a derivação (*tap*) escolhida. Assim, essa derivação passa a ser o valor de atuação do relé, ou seja, o valor para o qual o relé começa a atuar e realmente operaria seus contatos em um tempo infinito; por motivos de segurança devido a problemas de atrito, por exemplo, costuma-se adotar um valor de defeito uma vez e meia o valor de atuação (*fator de sensibilidade*). Como indicação, e em igualdade de condições de escolha, em um relé de característica de *tempo inverso*, o valor de atuação ou partida (*pick-up*) deve ser escolhido na parte mais inversa das curvas, ou seja, múltiplo baixo e dispositivo de temporização alto.

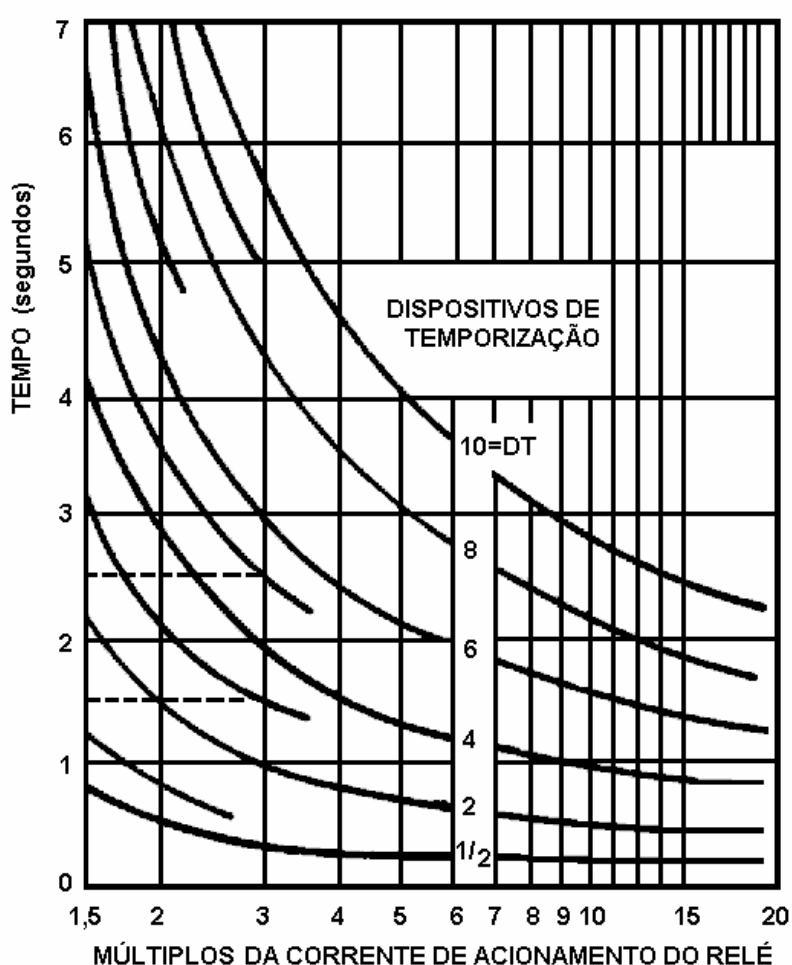


Figura 4.9 – Gráfico de Múltiplos de Corrente x Tempo de Relés [2].

Existem três famílias de curvas de tempo-corrente de relés:

- **NI – Normalmente Inversa:** É família de curvas mais comum, onde o tempo de operação é inversamente proporcional ao valor de atuação.
- **MI –Muito Inversa:** As características dessas curvas são mais acentuadas que as curvas NI.
- **EI – Extremamente Inversa:** São as curvas mais acentuadas entre todas as curvas.

A figura (4.10) mostra curvas típicas de cada família e também ajustes de pick-up e de tempo de um relé de corrente.

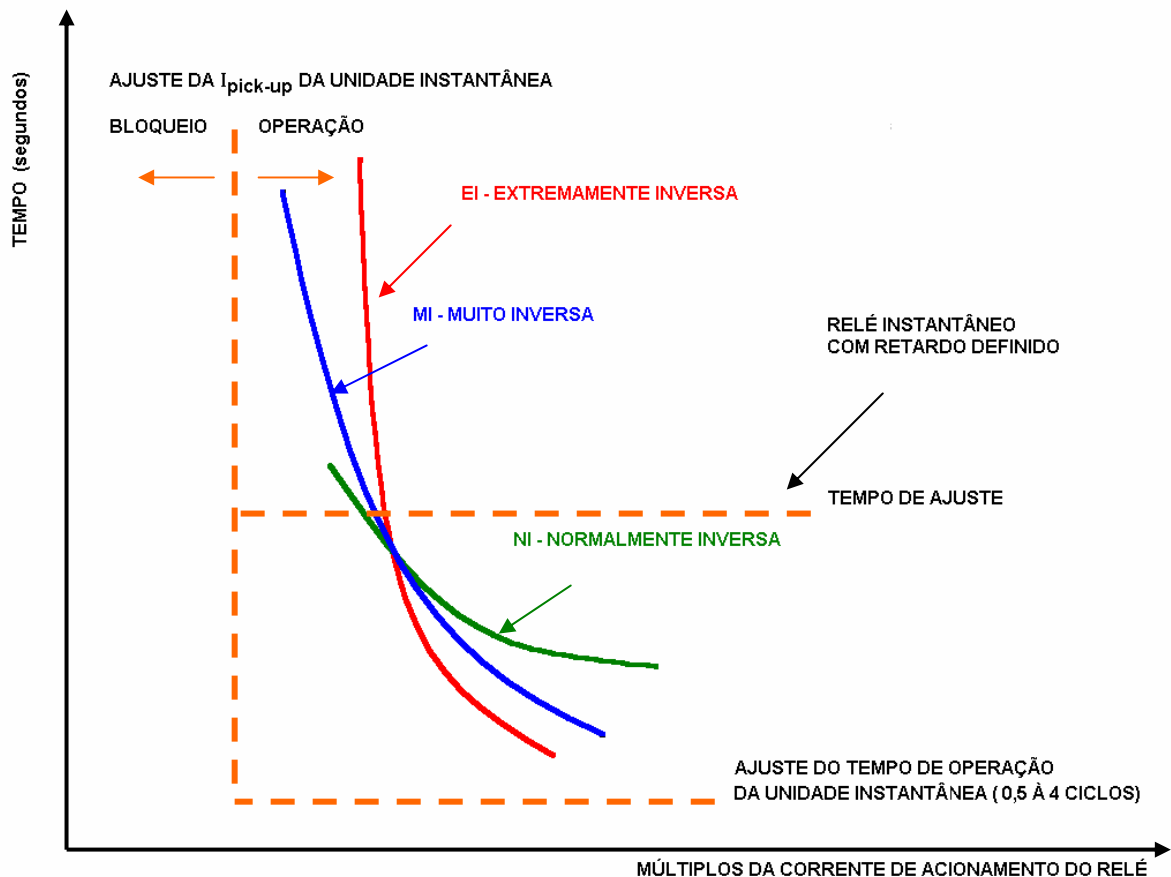


Figura 4.10 – Curvas Típicas de Tempo-Corrente de Relés.

4.2.8 Transformadores de Corrente

Os relés normalmente utilizados na proteção são conectados ao sistema de potência através de transformadores de correntes (TCs), esses equipamentos evitam a conexão direta dos relés nos circuitos de corrente alternada de média e alta tensão, reduzindo as correntes de linha a valores compatíveis para os quais esses equipamentos foram fabricados.

Devido aos problemas de saturação e fluxo remanescente, esses equipamentos requerem uma maior atenção no seu dimensionamento e instalação.

Basicamente, são constituídos de um núcleo de ferro, de um enrolamento primário, que tem geralmente poucas espiras, às vezes mesmo uma única, e um enrolamento secundário, que ao contrário do primário, tem um grande número de espiras, sendo que a esse enrolamento são conectadas as bobinas dos diversos medidores e/ou relés.

Segundo a ABNT, os valores nominais que caracterizam os TCs são [2]:

- a) **Corrente nominal e relação nominal** - Segundo as normas NBR 6546 e NBR 6856 da ABNT, o valor padrão da corrente do secundário é de 5 ampères, havendo para a corrente do primário diversos valores entre 5 e 8000 ampères.
- b) **Classe de tensão de isolamento nominal** - É definida pela tensão do circuito ao qual o TC será conectado (em geral, é a tensão máxima de serviço).
- c) **Freqüência nominal** - É a freqüência nominal do sistema ao qual o TC é conectado (50 ou 60 Hertz).
- d) **Classe de exatidão nominal** - Corresponde ao erro máximo de transformação esperado, se respeitada a carga permitida. É importante que os TC's de proteção retratem com fidelidade as correntes de falta, sem sofrer os efeitos da saturação; em geral nos sistemas de medir tensão despreza-se o erro de ângulo de fase.

- e) Carga nominal** - É carga ($Z_{total} = R_{total} + jX_{total}$) vista pelo TC, que corresponde ao equipamento de medição ou relé conectado ao secundário mais a carga correspondente a cablagem. Os catálogos dos fabricantes de relés e medidores fornecem as cargas Z_c , enquanto que a carga referente aos cabos de conexão pode ser calculada pela expressão:

$$Z_L = 2 \cdot 10^{-2} \cdot \left(\frac{l}{S} \right) \quad (ohms) \quad (4.1)$$

Onde:

Z_L = resistência dos cabos de conexão (ohms),

l = comprimento dos cabos de conexão em cobre (metros),

S = seção reta do condutor (milímetros quadrados)

- f) Fator de sobrecorrente nominal (RTC)** - Relação entre a máxima corrente de curto que o TC suporta e a sua corrente nominal. Segundo a ABNT, os valores padrões de RTC são 5, 10 15 e 20.

Considerando que a corrente nominal do secundário do TC é de cinco ampères, tem-se que:

$$RTC = \frac{I_{primário}}{5} \quad (4.2)$$

- g) Fator térmico nominal (FT)** - É a relação entre a máxima corrente primária admissível e a corrente primária nominal. Segundo a ABNT, os valores padrões de FT são 1.0, 1.2, 1.3, 1.5 e 2.0.
- h) Limites de corrente de curta-duração para efeito térmico** - É o valor eficaz da corrente primária simétrica que o TC pode suportar por um tempo determinado (normalmente 1 segundo), com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder os limites de temperatura especificados para esta classe de isolamento. Em geral, é maior ou igual à corrente de interrupção máxima do disjuntor associado.

- i) **Limites de corrente de curta-duração para efeito mecânico** - É o maior valor eficaz de corrente primária que o TC pode suportar durante determinado tempo (normalmente 1 segundo), com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem causar danos mecânicos, devido às forças eletromagnéticas resultantes. Deve-se adotar um valor de 2,5 vezes o limite para efeito térmico, na classe 10-30 kV e três vezes na classe de 60-220 kV.

4.2.8.1 Tipos de Transformadores de Corrente

Existem vários tipos de TC's usados em proteção:

- **Clássico**
- **Núcleo com entreferro**
- **Seção Majorada (TPX)**
- **Linearizado (Seção majorada com entreferro)**
 - com pequeno entreferro - resposta senoidal + exponencial → TPY
 - com grande entreferro - resposta só senoidal → TPZ

O aumento da seção do núcleo permite uma melhor resposta do TC face ao nível de saturação, o que é adequado para proteções de alta velocidade que atuam nos primeiros ciclos da falta, onde a saturação é comum.

O entreferro permite uma rápida desmagnetização do fluxo remanescente no núcleo, depois de interrompida a corrente, porém, pode trazer problemas de exatidão devido a uma maior corrente de magnetização associada à redução da reatância do ramo magnetizante.

Normalmente, os TC's utilizados para a proteção são do tipo bucha, pois estes tipos de transformadores têm baixa impedância, apresentando uma menor saturação para elevados valores de correntes primárias.

As figuras (4.11) e (4.12) mostram um TC tipo bucha e o circuito equivalente simplificado de um TC.



Figura 4.11 – Transformador de Corrente Tipo Bucha.

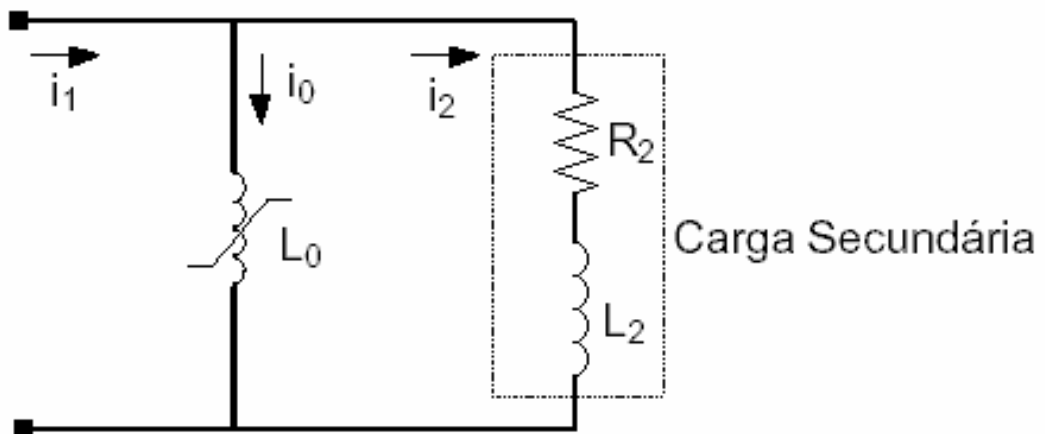


Figura 4.12 – Circuito Equivalente Simplificado de um TC.

4.3 Religador

4.3.1 Definição

Religador: Um circuito religador automático é definido, segundo a norma nacional americana (American National Standard) - ANSI C37.60 como “*um dispositivo autocontrolado automático que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma seqüência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, permanecendo fechado ou bloqueado*”. Dessa maneira, existem dois tipos básicos de operação: fechado ou bloqueado.

4.3.2 Introdução

Uma grande porcentagem das faltas que ocorrem em sistemas aéreos de distribuição consiste de faltas temporárias que podem ser causadas por descargas atmosféricas, vento, animais ou contatos com árvores.

A porcentagem desse tipo de falta varia de acordo com o sistema elétrico e as condições ao seu redor. No entanto, considera-se que geralmente 50% a 90% de todas as faltas em circuitos aéreos são faltas temporárias, ou inicialmente temporárias. O reconhecimento desses fatos levou ao desenvolvimento de dispositivos de proteção capazes de “sentir” e interromper as correntes falta, religando automaticamente o circuito um certo número de vezes antes de interromper o mesmo definitivamente.

Historicamente, o primeiro dispositivo religador automático desenvolvido foi um fusível repetidor. Esse equipamento consistia em dois ou três fusíveis de expulsão conectados em uma mesma chave, permitindo o religamento automático depois que um desses fusíveis é solicitado para operar. O sucesso desse dispositivo orientou a introdução do primeiro circuito religador automático em 1939. Esse religador ofereceu uma melhora relativa na operação do fusível repetidor quando este era reinicializado por si só (anterior a última operação) e rápido o suficiente para prevenir algumas faltas transitórias que podem transformar-se em faltas permanente. No entanto, isso era tão rápido que a coordenação com outros dispositivos ao longo da linha (outros fusíveis ou outros religadores) não era

possível. Então, em 1944, o religador, como hoje é conhecido, foi desenvolvido. Esse dispositivo tinha características duplas de tempo-corrente (rápida e retardada ou temporizada) para permitir a proteção diante de faltas temporárias que ainda estivessem sujeitas à coordenação com outros dispositivos ao longo da linha.

Os primeiros religadores eram monofásicos com controle hidráulico e interrupção em óleo. Possuíam baixa capacidade de condução de corrente e baixa capacidade de interrupção e eram geralmente usados na saída de linhas no lugar de fusíveis. Mais tarde, religadores trifásicos foram desenvolvidos com controle eletrônico e interrupção em óleo ou interrupção a vácuo. E com o passar do tempo, a capacidade de interrupção e a capacidade de condução aumentaram gradativamente, permitindo seu uso como dispositivos seccionadores de circuitos alimentadores e em subestações de distribuição como dispositivos de proteção principal do alimentador.

Atualmente, existe um grande número de religadores produzidos por vários fabricantes para diferentes níveis de tensão, de corrente contínua e de taxa de interrupção de corrente; sendo que alguns apresentam desempenho e capacidade de interrupção compatível com a dos disjuntores.

4.3.3 Características e Classificação

Os religadores são classificados de acordo com os seguintes parâmetros, conforme ANSI C 37.60 e a ABNT NBR 8177:

- a) **Tensão Nominal** – Valor de tensão (em kV) que o disjuntor foi projetado para operar normalmente. Deve ser compatível com a classe de tensão do sistema.
- b) **Tensão Suportável** – Tensão máxima (em kV) que o equipamento pode suportar *a seco* e *sobre chuva* num período de um minuto ou 60 micro - segundos (μ s).
- c) **Nível Básico de Isolamento (NBI)** – Nível de isolamento (em kV) contra impulso (*Impulse withstand voltage – BIL*) do equipamento. Deve ser compatível com o NBI do sistema.
- d) **Corrente Nominal (Contínua)** – Corrente máxima que um religador é capaz de transferir. Esse valor é associado à capacidade da bobina série, e deve prever aumento de carga do sistema.
- e) **Corrente Mínima de Disparo** – Esse parâmetro está associado exclusivamente a religadores com bobina série. Para esses religadores, a corrente mínima de disparo deve ser duas vezes o valor da corrente contínua nominal do equipamento. As correntes de disparo devem ser menores do que as correntes de curto-circuito na zona de proteção do equipamento, incluindo, sempre que possível, os trechos a serem adicionados quando se realizarem manobras consideradas usuais.
- f) **Capacidade de Interrupção** – Capacidade do disjuntor (em kA) de suportar o valor máximo curto-circuito simétrico para a qual foi projetado, deve ser compatível com nível de curto-circuito do sistema considerando também possíveis assimetrias.
- g) **Freqüência Nominal** – É a freqüência (em Hertz) para qual o equipamento foi projetado. Normalmente é freqüência do sistema (50 ou 60 Hz).

- h) Curvas de Temporização** – Curvas típicas de operação do equipamento (fornecidas pelo fabricante) e devem permitir a coordenação com outros equipamentos de proteção.
- i) Seqüência de Operação** – Deve ser definida de acordo com as necessidades de coordenação. As operações rápidas devem eliminar, na medida do possível, as faltas temporárias antes da fusão dos elos fusíveis instalados a jusante, enquanto que as operações temporizadas (lentas) devem permitir a fusão do elo a jusante sem que ocorra o desarme ou bloqueio do religador após a última operação. Deve-se respeitar um limite máximo de 4 operações.
- j) Tempo de Religamento** – É o tempo compreendido entre a operação de abertura e conseqüente fechamento dos contatos do religador. Normalmente esse tempo não é ajustável situando-se entre 1 e 2 segundos, mas quando houver essa possibilidade o tempo de religamento deve ser ajustado para permitir maior coordenação com os equipamentos instalados a montante e a jusante do religador.
- k) Tempo de Rearme ou Reinicialização** – É o tempo necessário para que o religador anule as suas operações executadas, tornando-se apto para iniciar novamente a seqüência de operações pré-estabelecidas. Em religadores eletrônicos esse tempo pode ser ajustado de acordo com a necessidade.

As tabelas (4.1) e (4.2) mostram a capacidade de interrupção de religadores operados por bobina-série e dos religadores do tipo KFE e KFVE e seus respectivos valores de resistores para disparo de fase e neutro.

Tensão Nominal (kV)	Corrente Máxima Nominal (A)	Corrente de Interrupção Simétrica (A rms)	Tipo de Religador
Monofásico			
2,4 – 14,4	50	1250	H
	100	3000 - 2000	4H
	200	3000 – 2000	V4H
	280	6000 – 4000	L
	560	12000 - 8000	D
24,9	100	2000	E
	280	4000	4E
24,9 – 34,5	560	8000	DV
Trifásico			
2,4 – 14,4	100	3000 – 2000	6H
	200	3000 – 2000	V6H
	400	6000 – 4000	R
	560	12000 – 10000	W
	400	6000	KF
	560	12000	VW
24,9	560	8000	WV
	560	10000	VWV
24,9 – 34,5	400	6000	RV
	400	6000	RVE

Tabela 4.1 – Características de Religadores Monofásicos ou Trifásicos [9].

Corrente de Disparo Mínima de Fase [A]	Corrente de Disparo Mínima de Terra [A]	Corrente de Interrupção Simétrica [A]
–	5	6000
10	10	6000
20	20	6000
30	30	6000
50	50	6000
70	70	6000
100	100	6000
140	140	6000
200	200	6000
280	280	6000
320	320	6000
400	400	6000
450	–	6000
560	–	6000
800	–	6000

Tabela 4.2 – Corrente de Disparo e Interrupção de Religadores Tipo KFE e KFVE [5].

4.3.4 Tipos de Religadores

Os religadores podem ser classificados: (a) Pelo *Meio* onde ocorre a *interrupção*; (b) Pelo *Método de Controle* utilizado; ou (c) Pelo *Número de Fases*.

a) Meio de Interrupção

Os primeiros religadores utilizavam meios interruptores a óleo; no entanto, na década de 60 os religadores passaram a utilizar interrupção a vácuo, uma tecnologia herdada dos disjuntores. Essas novas tecnologias comprovaram aumentar a eficiência e a vida útil do equipamento, reduzindo a necessidade de manutenção.

Os religadores que utilizam óleo como meio de interrupção também fazem uso de óleo como meio isolante. Enquanto que os religadores a vácuo podem utilizar

óleo, ar ou materiais sólidos (isolamento a seco) para promover o isolamento contra impulsos e tensões de alta frequência.

As figuras (4.13) e (4.14) mostram religadores a óleo e a vácuo monofásicos e trifásicos.



Figura 4.13 – Religadores a Óleo (Monofásicos e Trifásicos).



Figura 4.14 – Religadores a Vácuo para Uso Interno e Externo.

b) Sistemas de Controle

Os religadores podem ser classificados pelo tipo de controle: *controle hidráulico*, *eletrônico* ou *microprocessado*. O sistema de controle hidráulico é associado a religadores com mecanismo de disparo tipo *série* (com bobina série), enquanto que o sistema de controle eletrônico é associado a religadores sem bobina série com mecanismo de disparo tipo paralelo (*shunt*).

Os religadores controlados hidráulicamente utilizam isolamento a óleo juntamente com um mecanismo hidráulico composto por várias bombas, orifícios e válvulas responsáveis por executar as operações características de disparo, temporização, contagem e religamento. Nesses tipos de religadores, as sobrecorrentes são percebidas pela bobina-série.

Os religadores controlados eletronicamente (por relés) foram desenvolvidos em 1960 e utilizam controle eletrônico acoplado ou um conjunto de relés de sobrecorrente e de religamento para comandar a operações de abertura, religamento e bloqueio do religador. Esses dispositivos eletrônicos são localizados na parte externa do tanque do religador, e são considerados mais precisos e flexíveis que os dispositivos hidráulicos. Nesse tipo de religador são utilizados transformadores de corrente (TCs) para a leitura das correntes que circulam através das buchas.

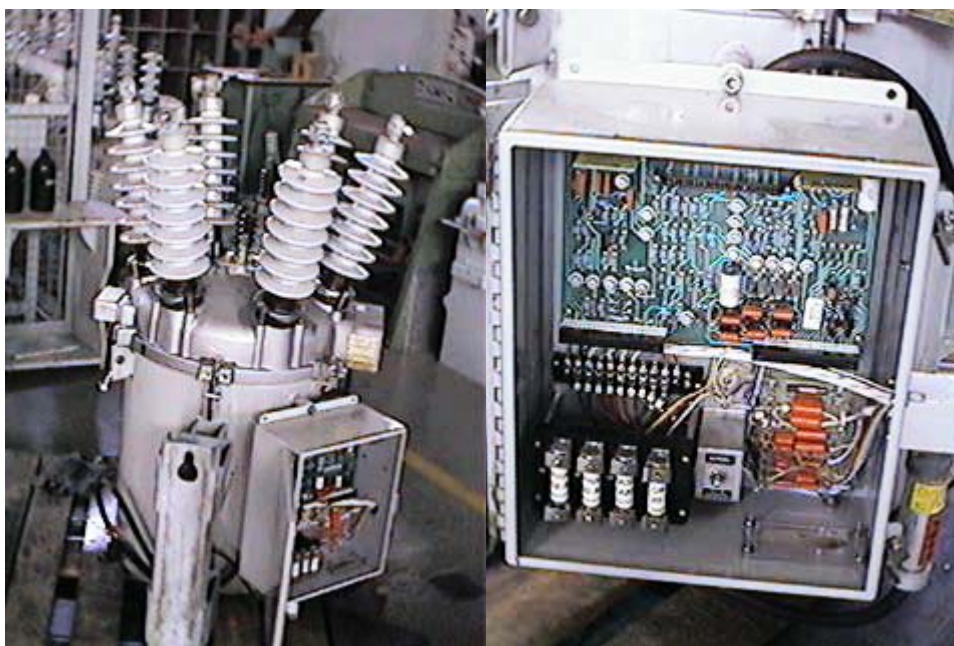


Figura 4.15 - Religador a Óleo Trifásico (modelo KFE) com Controle Eletrônico.

Os religadores controlados por microprocessadores (microprocessados ou digitais) por sua vez são a última geração de religadores, com maior precisão, e versatilidade.

c) Número de Fases

Os circuitos religadores automáticos podem ser monofásicos ou trifásicos. Os dispositivos trifásicos possuem dois tipos de operação: (1) Comando de disparo (*trip*) monofásico com bloqueio (*lockout*) trifásico; (2) Comando de disparo trifásico com bloqueio trifásico. As unidades trifásicas menores são normalmente do tipo (1). Religadores de maior dimensão são normalmente do tipo (2), onde todas as três fases recebem o comando de disparo simultaneamente, assim como em disjuntores.

4.3.5 Teoria de Operação

4.3.5.1 Operação de Bloqueio de Religadores

Em geral, a maioria dos religadores utilizados atualmente possui a função de bloqueio, ou seja, equipamentos cujos contatos abrem e permanecem bloqueados após uma seqüência típica de quatro disparos e três religamentos, como mostra a figura (4.16). Se algum dos religamentos obtiver sucesso (caso a falta for eliminada), o mecanismo de operação do religador volta à posição inicial e o equipamento está pronto para atuar novamente.

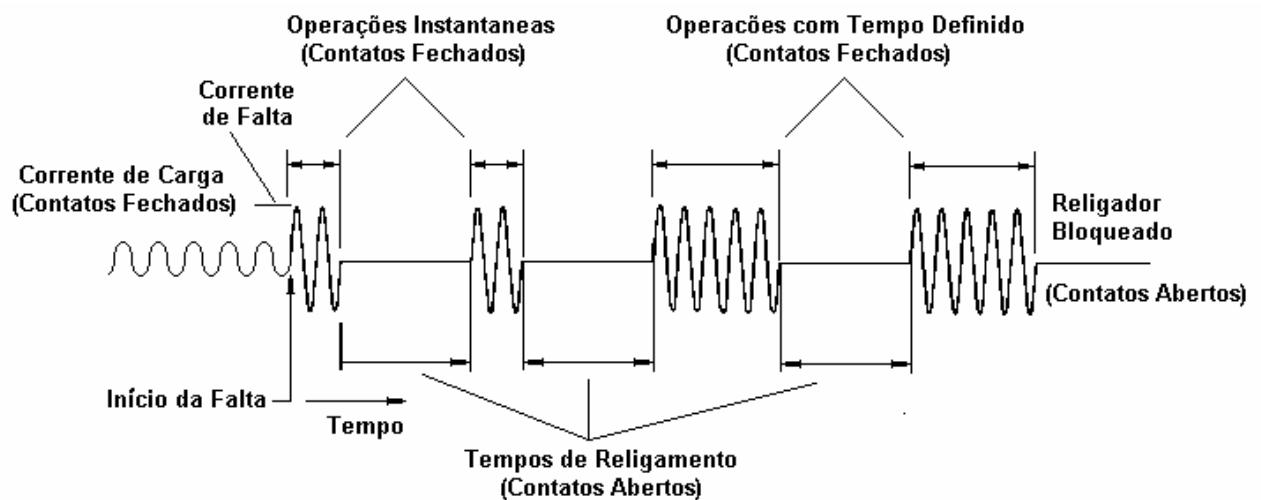


Figura 4.16 – Seqüência Típica de Operação de um Religador Ajustado para Quatro Disparos [1].

Na Figura (4.16) pode-se observar *Operações Instantâneas* ou *Rápidas* e *Operações com Retardo de Tempo*. Essas operações de comando são também chamadas de características de tempo-corrente de religadores. A Figura (4.17) indica como essas características são usualmente apresentadas em termos de tempo e corrente.

As figuras (4.17) e (4.18) mostram curvas de atuação de religadores dotados de bobina-série de diferentes tipos.

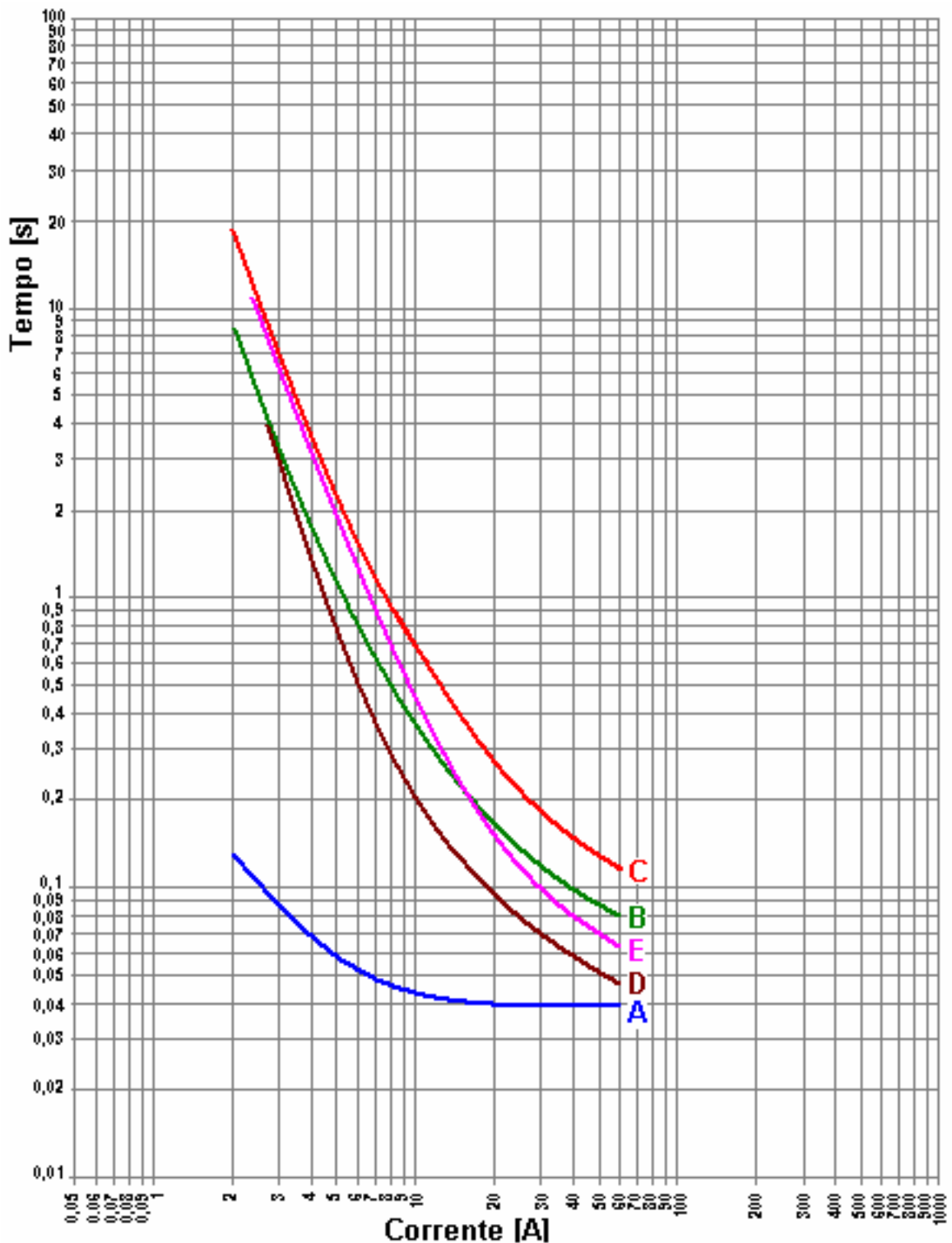


Figura 4.17 – Curva de Atuação de Religadores do Tipo R, RX, RV, W, VW, VVV, WV – Bobina-Série [5].

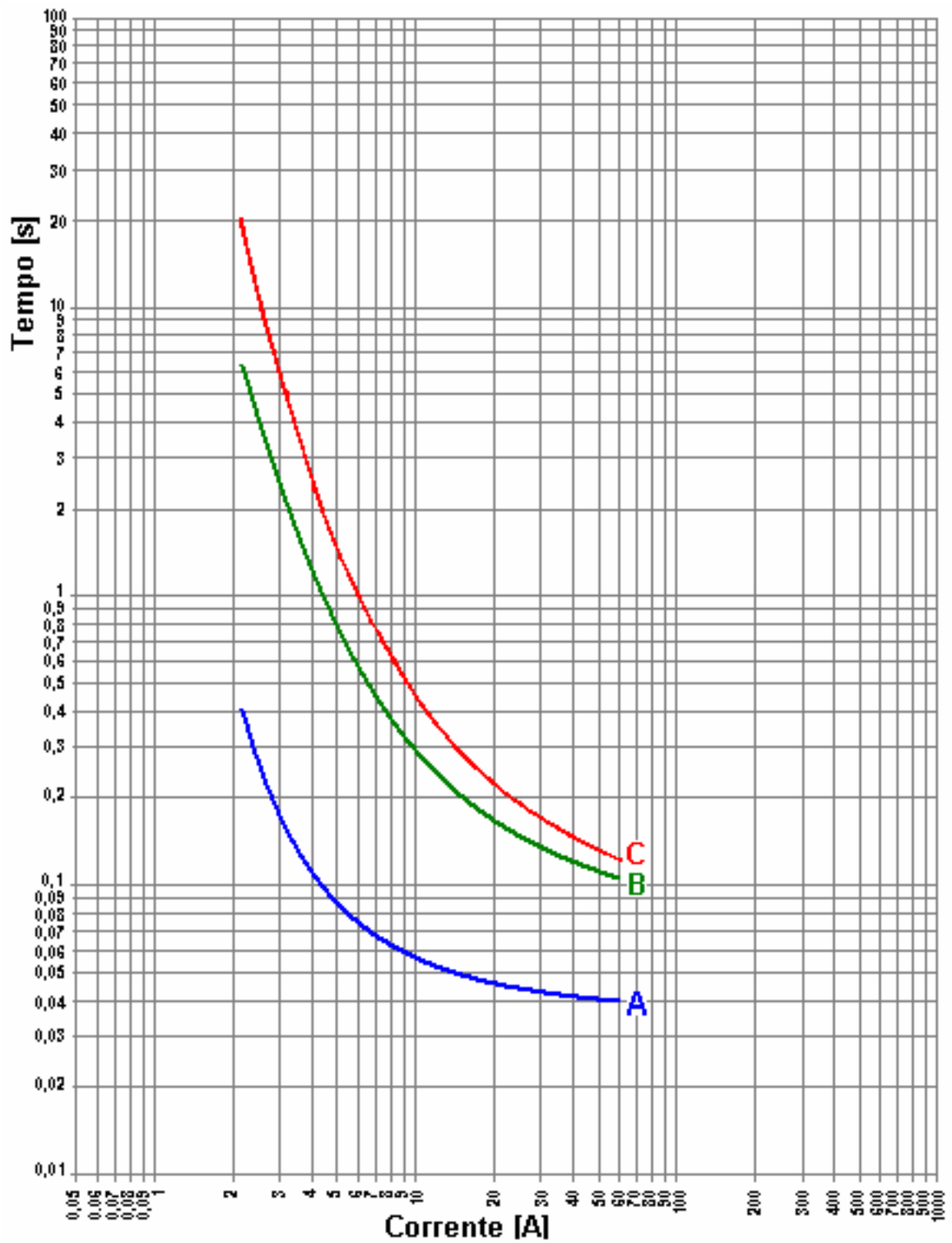


Figura 4.18 – Curva de Atuação de Reliadores do Tipo KF – Bobina-Série [5].

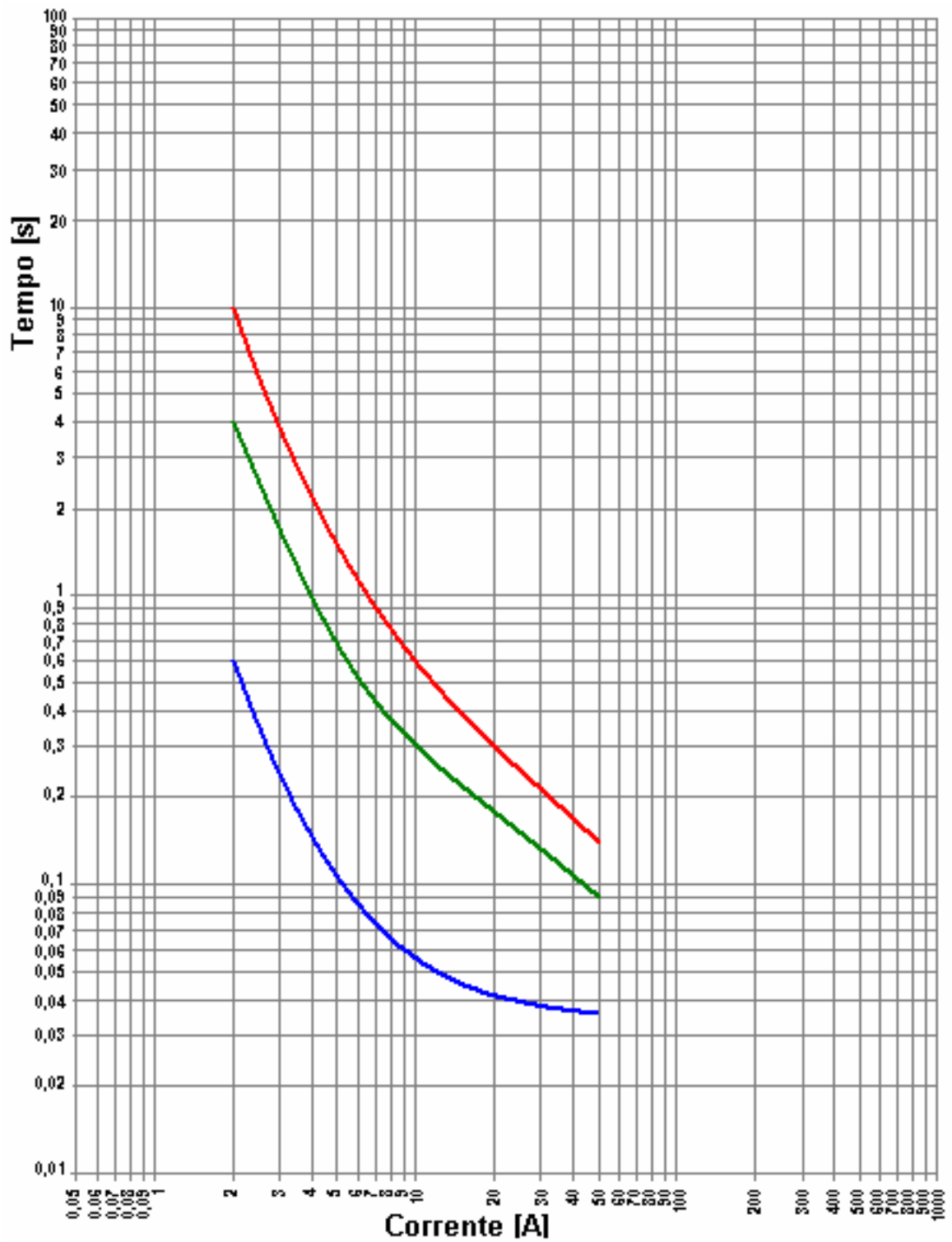


Figura 4.19 – Curva de Atuação de Reliquadores do Tipo 4H, V4H, 6H, V6H – Bobina-Série [5].

Nas figuras (4.17), (4.18) e (4.19), a curva A é uma curva rápida (curva instantânea), enquanto as curvas B, C, D e E são as curvas com tempo definido (temporizadas).

Se a falta não for eliminada antes do último comando de disparo temporizado, o religador interrompe o circuito, permanecendo bloqueado até ser manualmente religado.

A Figura (4.20) mostra o ciclo de trabalho típico de religadores.

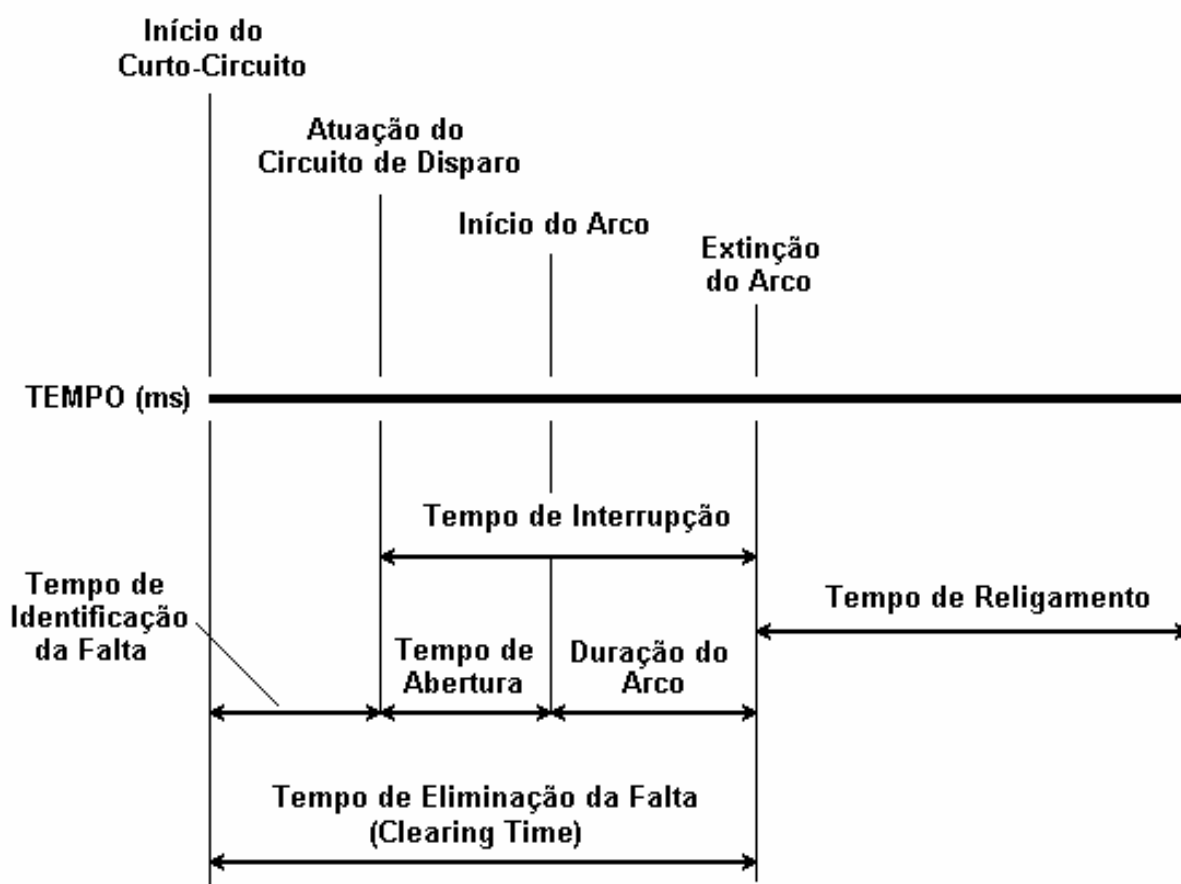


Figura 4.20 – Ciclo de Trabalho Típico de Religadores [1].

4.3.5.2 Modo de Operação Normalmente Fechado

Esse modo de operação substitui a *posição de bloqueio* de religadores, ou seja, ao invés de abrir e permanecer bloqueado após uma seqüência de operação típica, o religador entra em modo *normalmente-fechado*, com seus contatos fechados, possibilitando assim que a corrente de falta que circula através do

religador seja eliminada por um outro equipamento de proteção ao longo da linha. Após a interrupção da falta, o religador retorna automaticamente ao seu estado inicial. A limitação do modo de operação normalmente-fechado está associada às características térmicas do religador.

As normas técnicas reconhecem dois tipos de religadores: os de bobinas séries e os de bobinas shunt. Uma breve descrição da operação de cada tipo de bobina é apresentada a seguir.

4.3.5.3 Operação da Bobina Série

Quando ocorre uma sobrecorrente em um circuito protegido por esse tipo de religador, esta corrente é percebida por uma bobina-série interna. A energização de disparo é proveniente do circuito primário e é realizada através da bobina-série, quando a contagem do tempo é iniciada. As funções temporizadas são em seguida controladas por um sistema hidráulico. A força de abertura dos contatos é fornecida por molas carregadas por uma operação prévia de fechamento ou durante uma operação de religamento. A força de fechamento dos contatos é fornecida pelo carregamento das molas após o comando de disparo ou por energia fornecida pelo circuito primário (ou circuito auxiliar) através de uma bobina de fechamento.

4.3.5.4 Operação da Bobina de Derivação “Shunt”

As bobinas de derivação “*shunt*” dos religadores identificam as sobrecorrentes por meio de transformadores de corrente conectados internamente às buchas do equipamento. A energia para o comando de disparo normalmente não é fornecida pelo circuito primário, mas sim, através de outras fontes, como baterias, por exemplo. No entanto, as baterias podem ser carregadas através do circuito primário através de transformadores de corrente ou de potencial. Todas as funções de temporização são controladas por sistemas eletrônicos ou por relés de proteção instalados na parte externa do religador. A força de abertura dos contatos é proveniente de molas carregadas durante uma operação prévia de fechamento ou durante uma operação de religamento. A força de fechamento dos contatos é obtida de molas carregadas por um motor ou pela energia fornecida pelo circuito primário (ou circuito auxiliar) através de uma bobina de fechamento.

4.3.5.5 Proteção Contra Faltas Fase-Terra

Os religadores trifásicos podem ser equipados com uma bobina de derivação (*shunt*) acionada por relés ou mecanismos de disparo de terra (*Ground Trip*). Esse dispositivo, normalmente, é composto pelos seguintes elementos: transformador de corrente (TC), bobina de disparo e circuito eletrônico de disparo. É utilizado para detecção de faltas fase-terra de alta impedância e pequena intensidade em sistemas com neutro multi-aterrado (efetivamente aterrados). No seu ajuste, deve-se considerar a circulação de corrente através do neutro, típico de sistemas de distribuição de baixa tensão, de modo que a corrente mínima de disparo seja maior que a pior condição de desequilíbrio. Uma faixa típica de disparo de terra de religadores utilizados em sistemas com neutro multi-aterrado é 30 a 50% da corrente mínima de disparo de fase. Do mesmo modo que o disparo de fase, o disparo de terra (*Ground Trip*) pode ser ajustado através das curvas de tempo-corrente fornecidas pelo fabricante.

Para o caso de sistemas com neutro isolado, é recomendável o uso de dispositivo de proteção de defeito fase-terra baseado na tensão residual. Esse dispositivo é composto dos seguintes elementos: transformadores de potencial monofásicos e bobinas de disparo. É recomendável, ainda, a utilização da chave auxiliar, para isolamento da bobina de disparo, quando os contatos do religador estiverem abertos, e da chave de bloqueio, para tornar inoperante a bobina de disparo antes do fechamento manual do religador.

As figuras (4.21) e (4.21) mostram curvas de atuação de religadores dotados de bobinas de terra (*ground trip solenoid*) de 63,5 e 110 ampères respectivamente.

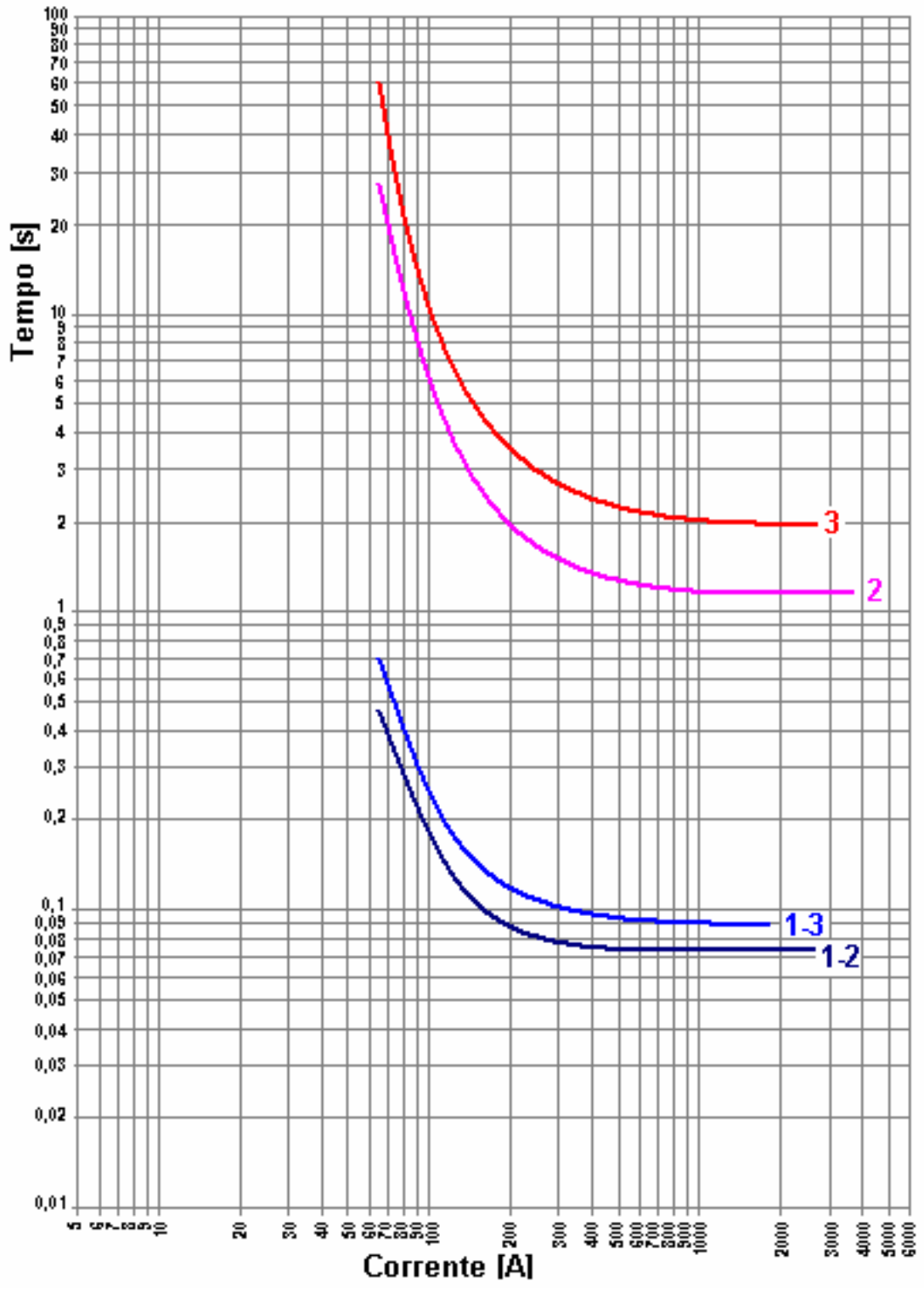


Figura 4.21 – Curvas de Atuação de Reliquadores tipo R, RV, RX, VW, VWV, W, WV com Bobina-Terra de 63,5 Ampères [5].

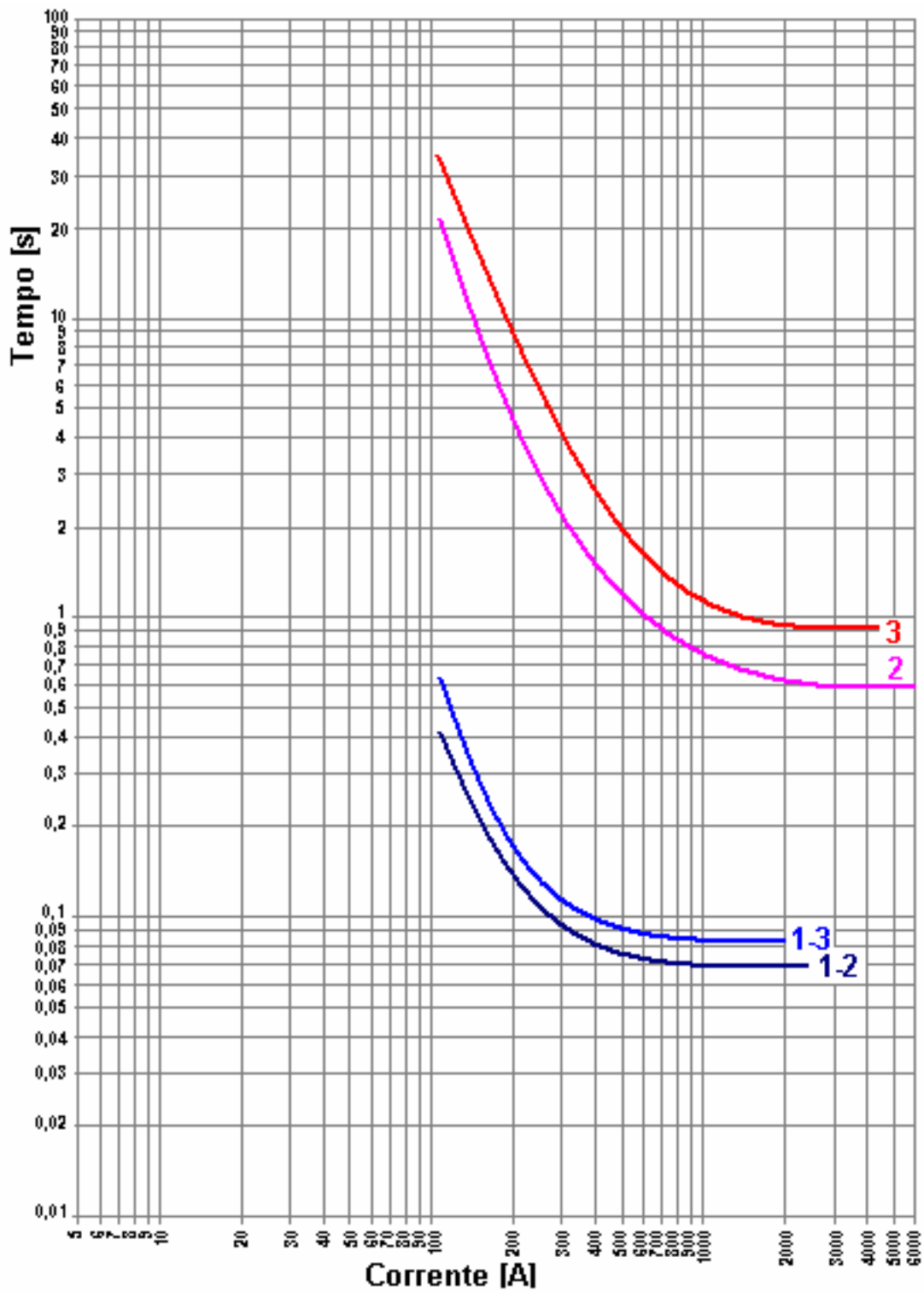


Figura 4.22 – Curvas de Atuação de Reliadores tipo R, RV, RX, VW, VWV, W, WV com Bobina-Terra de 110 Ampères [5].

Nas figuras (4.21) e (4.22), as curvas 3 e 2 são as curvas de atuação de fase enquanto que as curvas 1-3 e 1-2 são as curvas de disparo de terra (*ground trip*).

Essas curvas de atuação podem ser obtidas através dos fabricantes, sendo que programas computacionais de coordenação, como o ASPEN por exemplo, já contém as curvas dos modelos e fabricante mais comuns na sua base de dados, facilitando a realização da seletividade e coordenação de dispositivos.

4.3.5.6 Esquema de Instalação de Religadores

Na instalação de religadores em sistemas de distribuição deve-se ter muita atenção, pois grande parte desses equipamentos é dotada de bobinas de fechamento que devem ser energizadas para o religamento do circuito após atuação do religador, desse modo, essas bobinas devem estar do lado da fonte.

Além de pára-raios em ambos os lados do religador (fonte e carga), devem ser utilizadas chaves fusíveis ou chaves de manobra (chaves de *by-pass*) para operações de manutenção.

A figura (4.23) mostra o esquema padrão de instalação de religadores.

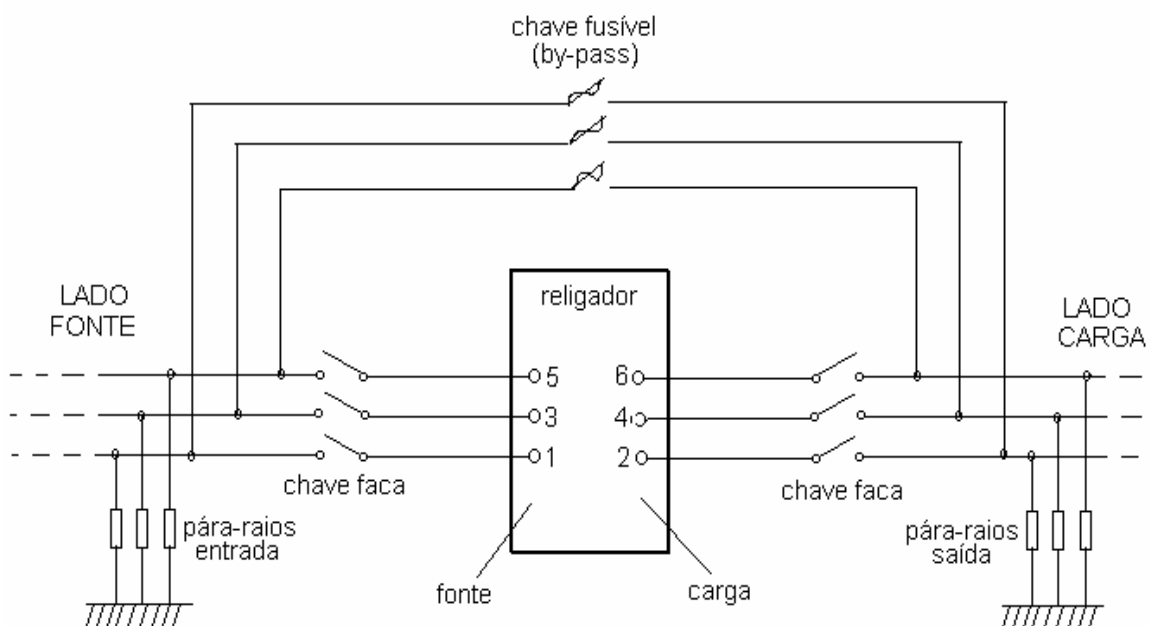


Figura 4.23 – Esquema de Ligação do Religadores [5].

4.4 Chave Seccionalizadora

4.4.1 Introdução

A Norma Nacional Americana (ANSI - C37.63) define uma seccionalizadora automática de linha como: “Um dispositivo de abertura que interrompe automaticamente o circuito elétrico principal depois de sentir e responder a um número de impulsos de corrente de magnitude igual ou superior a um valor predeterminado, mantendo o circuito isolado enquanto permanecerem abertas”.

Em outras palavras, uma seccionalizadora é uma chave automática que efetua contagens de aberturas de equipamentos de proteção (religador ou disjuntor) e abre o circuito após um número pré-determinado de atuações, isolando assim, apenas o trecho em falta, e evitando que regiões sãs sejam interrompidas pela abertura permanente (*desarme*) do religador ou disjuntor.

As seccionalizadoras, ao contrário de outros dispositivos de proteção de sobrecorrente, não operam por tempo e corrente. Elas são normalmente utilizadas entre dois dispositivos de proteção, cujas curvas de operação são bem parecidas.

As seccionalizadoras não são equipamentos de interrupção de corrente de falta, e devem ser utilizadas com um equipamento de proteção de retaguarda (religador ou disjuntor) que tenha capacidade de interromper a corrente de falta, sendo a operação de abertura ocorre com o sistema desenergizado, a vazio. Desconsiderando a interrupção da corrente de falta, as seccionalizadoras podem ser usadas em áreas de alta corrente de falta, onde pequenos religadores não são recomendados em termos nível de curto-circuito e capacidade de interrupção.

Além de operarem como dispositivos de proteção, as seccionalizadoras têm características construtivas que lhes permitem serem utilizadas como dispositivo de chaveamento, podendo ser manualmente operadas, mas apenas em corrente de carga.

4.4.2 Tipos de Seccionalizadoras

As seccionalizadoras podem ser classificadas pelo seu meio de isolamento e interrupção, ou pelo seu tipo de controle. Os meios de isolamento e interrupção podem ser óleo, ar ou vácuo. O controle deve ser de atuação em *série*, no caso de seccionalizadoras hidráulicas ou de tipo seco, ou de atuação *por derivação* para controle eletrônico ou eletromecânico. A chave seccionalizadora pode ainda ser classificada como monofásica ou trifásica e de operação manual ou automática. Na prática, podem ser identificadas três variedades de seccionalizadoras: hidráulica, de tipo seco e a vácuo.

4.4.2.1 Seccionalizadora Hidráulica

A seccionalizadora hidráulica pode ser monofásica ou trifásica, e externamente, tem a aparência de uma chave a óleo, como mostram as figuras (4.24) e (4.25). A isolamento e a interrupção da corrente de carga são realizadas através do óleo, do mesmo modo que em uma chave a óleo convencional. O mecanismo de controle pode ser atuado através de uma bobina série, ou por derivação (*shunt*), através de transformadores de corrente (TCs). A temporização, reinicialização, contagem e outras operações de controle podem ser realizadas através de dispositivos eletromecânicos ou através de um circuito eletrônico.



Figura 4.24 – Seccionalizadora Hidráulica Monofásica.

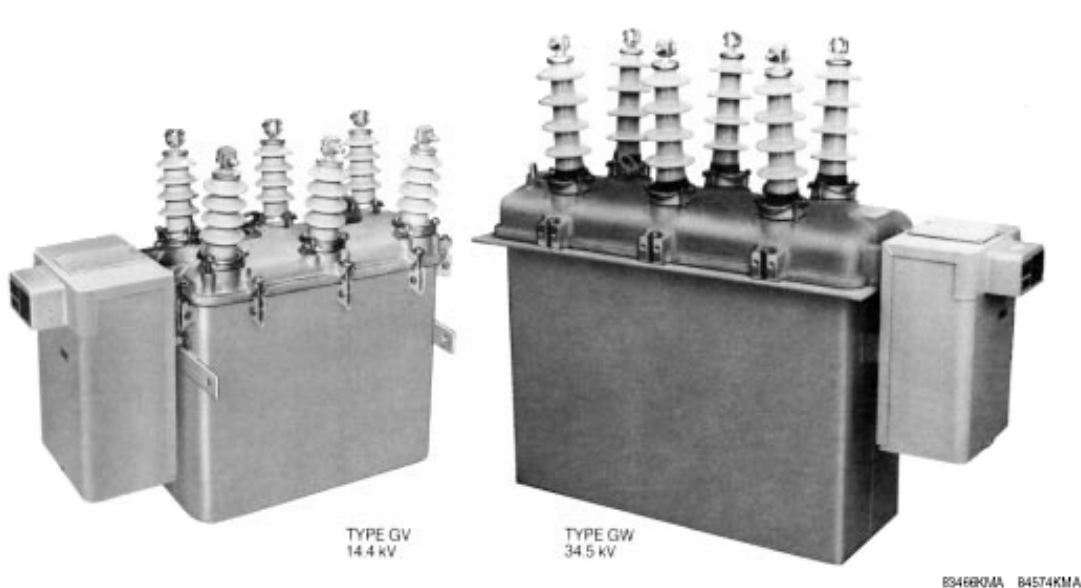


Figura 4.25 - Seccionalizadoras Hidráulicas Trifásicas (tipos GV e GW).

4.4.2.2 Seccionalizadora a Vácuo

A aparência externa desse tipo de seccionalizadora é similar a uma chave a vácuo trifásica, como mostra a figura (4.26). Isolação a ar e a vácuo é utilizada nesses equipamentos para a interrupção da corrente de carga. Essas seccionalizadoras atuam pela perda do sinal de tensão e utilizam temporizadores para controlar as operações de disparo (*trip*), fechamento e bloqueio.



Figura 4.26 - Seccionalizadora a Vácuo.

4.4.2.3 Seccionalizadora Tipo Seco (*dry-type*)

A aparência externa desse tipo de seccionalizadora é similar a uma chave-fusível, como mostra a figura (4.27). A isolação é realizada por um espaçamento em ar; sendo que a interrupção da corrente de carga é obtida através da utilização de um sistema formado por um eletrodo cilíndrico e dispositivo para extinção de arco. A seccionalizadora atua através de uma bobina série que desarma a chave através de um atuador químico que deve ser substituído após a abertura, ou através de um mecanismo que deve ser rearmado manualmente (*resettable sectionalizer*) após a atuação. O mecanismo de contagem e ajuste de tempo pode ser mecânico ou eletrônico.

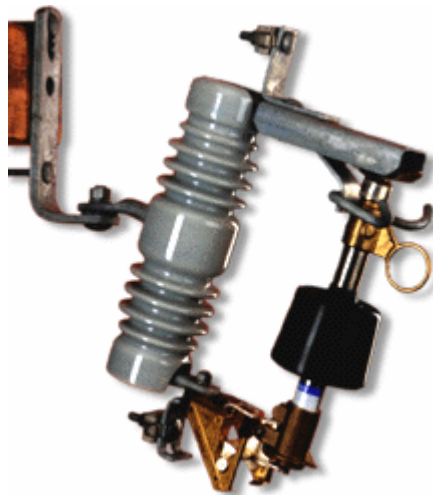


Figura 4.27 - Seccionalizadora de Tipo Seco com Controle Eletrônico.

4.4.3 Teoria de Operação

As seccionalizadoras reduzem o número de interrupções e a área interrompida, devido à queima de fusíveis durante faltas temporárias e ao bloqueio do religador ou disjuntor responsável pela sua proteção de retaguarda, durante a ocorrência de faltas permanentes na sua zona de proteção. Todos os tipos de seccionalizadoras têm um funcionamento similar e necessariamente devem ser instaladas próximas a um equipamento de proteção com religamento automático (disjuntor ou religador). Quando uma corrente maior que a corrente mínima de

atuação circula através da seccionalizadora, ela é acionada e começa a contar. O dispositivo capaz de detectar essa sobrecorrente, geralmente causada por uma falta ou por corrente de energização (*inrush*), é uma bobina série ($I_{atuação} = 1,6 \times I_{bobina\ série}$) ou um resistor de ajuste ($I_{atuação} = I_{resistor}$). Quando essa corrente que circula através da seccionalizadora cai abaixo de um valor predeterminado, tipicamente 40% da corrente de atuação mínima, a contagem é completada. Ou seja, quando o equipamento de proteção de retaguarda (do lado da fonte) atua ou quando a corrente de energização desaparece. No primeiro caso, o equipamento de proteção deve religar novamente o circuito depois de um intervalo de tempo. Se a falta for temporária, não há sobrecorrente após o religamento e ambos os dispositivos são reinicializados. Porém, se a falta for permanente, uma sobrecorrente é restabelecida e o processo se repete. Depois de um número pré-determinado de religamentos, para o qual a seccionalizadora foi ajustada, ela deve abrir (a vazio), isolando a parte da linha onde a falta ocorreu, permitindo assim que trechos de linha sem falta (antes da seccionalizadora) sejam restabelecidas no próximo religamento.

A figura (4.28) mostra um diagrama unifilar de um alimentador de distribuição protegidos por um religador (na subestação) e uma chave seccionalizadora.

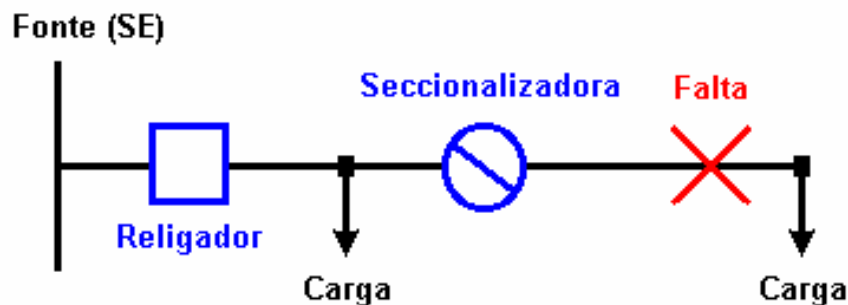


Figura 4.28 – Circuito de Distribuição com Religador e Seccionalizadora.

4.4.4 Características e Classificação

As seccionalizadoras podem ser classificadas segundo os seguintes parâmetros, de acordo com as normas internacionais ANSI C37.63 e IEEE C6211:

- a) **Tensão Nominal** – Tensão de serviço (em kV) da chave, cujo valor deve ser igual ou superior a classe de tensão do sistema.
- b) **Nível Básico de Impulso (NBI)** – Nível de isolamento (em kV) contra impulso (Impulse withstand voltage – BIL) e que deve ser compatível com o nível de isolamento do sistema.
- c) **Corrente Nominal (Contínua)** – Assim como em religadores, esta é a máxima corrente que a bobina-série da seccionalizadora pode suportar sem exceder seu limite térmico. Deve ser superior a máxima corrente de carga do ponto de instalação, considerando um possível aumento de carga e eventuais manobras.
- d) **Capacidade Interrupção** – Corrente máxima de carga que a seccionalizadora pode interromper, o que lhe permite atuar como uma chave seccionalizadora automática ou como uma chave de carga manual ou motorizada. Este valor deve considerar uma eventual falha, no caso da seccionalizadora abrir o contato sob carga durante a energização do circuito ou durante uma falta.
- e) **Corrente Máxima de Falta** – Corrente assimétrica máxima que a seccionalizadora pode suportar durante um curto período de tempo antes que a proteção de retaguarda interrompa a falta. Em seccionalizadoras com bobina-série, esta classificação depende da corrente nominal desta bobina, enquanto nas seccionalizadoras sem bobina-série, esta corrente independe da corrente mínima de atuação do equipamento.
- f) **Corrente Mínima de Atuação** – Mínima corrente requerida para iniciar a operação de contagem. Seccionalizadoras de tipo seco e hidráulica atuam com 160 % da corrente nominal de suas bobinas série ($I_{atuação} = 1,6 \times I_{bobina\ série}$). O valor dessa corrente deve ser 80% da corrente de fase (ou fase-terra) mínima de disparo do equipamento religador de proteção do lado da fonte (religador ou disjuntor).

- g) Contagem de Disparo (*counts to trip*)** – Número de vezes que a seccionalizadora deve contar antes de abrir o contato e isolar o circuito. A maioria das seccionalizadoras é ajustada em 1, 2 ou 3 contagens para o disparo, sendo que esse número deve ser inferior ao número máximo de religamentos da proteção de retaguarda. Em chaves eletrônicas de tipo seco esse valor deve ser especificado ao fabricante.
- h) Tempo de Memória (*memory time*)** – Período de tempo que a seccionalizadora deve reter a contagem. O tempo de memória é usualmente especificado como um valor mínimo, mas deve ser suficientemente grande para que a seccionalizadora retenha a contagem através de toda a seqüência típica de disparos e religamentos da proteção de retaguarda (do lado da fonte). Em seccionalizadoras hidráulicas e do tipo seco, esse tempo varia com a temperatura, que deve ser considerada nos processos de cálculo. O tempo de memória deve ser definido de modo a permitir coordenação com os religadores, quaisquer que sejam os seus ajustes de seqüência de operação.
- i) Tempo de Reinicialização (*reset time*)** – Tempo requerido depois de uma ou mais contagens para que o mecanismo de contagem retorne à posição inicial da operação.
- j) Tempo Curto** – É tempo que a seccionalizadora pode suportar a *Corrente Máxima de Falta* antes da atuação da proteção de retaguarda, e cujo valor está associado à capacidade térmica e mecânica da seccionalizadora. Para seccionalizadoras hidráulicas e de tipo seco, o valor de tempo curto é limitado pela capacidade térmica da bobina série, sendo que o efeito de múltiplos religamentos também deve ser considerado. Enquanto que em seccionalizadoras sem bobina série, o valor de tempo curto é definido pelas limitações mecânicas do mecanismo seccionador.

As tabelas (4.3) e (4.4) mostram um resumo das características de seccionalizadoras de controle hidráulico e eletrônico respectivamente.

Controle Hidráulico 14,4 kV			Corrente de Atuação (A)	Monofásicos 95 ou 125 kV, NBI			Trifásicos 110 kV, NBI		
Bobina Série	Corrente de Interrupção Simétrica (A)			Corrente de Curto-Circuito (ampères) de Curta Duração					
	1 ϕ	3 ϕ		Corrente de Curto- Circuito (assimétrica)	1s	10s	Corrente de Curto- Circuito (assimétrica)	1s	10s
5	308	440	8	800	200	60	800	200	60
10			16	1600	400	125	1600	400	125
15			24	2400	600	190	2400	600	190
25			40	4000	1000	325	4000	1000	325
35			56	6000	1500	450	6000	1500	450
50			80	6500	2000	650	7000	2000	650
70			112	6500	3000	900	8000	3000	900
100			160	6500	4000	1250	8000	4000	1250
140			224	6500	4000	1800	8000	4000	1800
160			256	—	—	—	9000	5700	2600
185			296	—	—	—	9000	5700	2600
200			320	—	—	—	9000	5700	2600

Tabela 4.3 – Características de Chaves Seccionadoras de Controle Hidráulico.

Controle Eletrônico 34,5 kV		Corrente de Atuação (A)	14,4 kV – NBI 110			24,9 – 34,5 kV – NBI 150		
Corrente Contínua (A)	Corrente de Interrupção Simétrica (A)		Corrente de Curto-Circuito (ampères) de Curta Duração					
			Corrente de Curto-Circuito (assimétrica)	1s	10s	Corrente de Curto-Circuito (assimétrica)	1s	10s
400	800	80	15000	10000			10000	
		112						
		160						
		224						
		320						
		448						
600	1320	80	15000	10000				
		112						
		160						
		224						
		320						
		448						
640								

Tabela 4.4 – Características de Chaves Seccionalizadoras de Controle Eletrônico.

4.5 Chave e Elo-Fusível

4.5.1 Introdução

O presente item visa discriminar características básicas para especificação de chaves e elos fusíveis de distribuição de energia elétrica com tensão nominal de até 34,5 kV (circuitos primários ou de média tensão).

4.5.2 Definições

Chave-fusível – dispositivo de conexão constituído de porta fusível (cartucho) e demais partes que tem como função interromper o circuito quando a corrente através do elo-fusível excede um dado valor em dado tempo.

Elo-fusível – o elo fusível é um dispositivo de interrupção súbita que deve ser manualmente repostado para restauração da continuidade do sistema elétrico.

4.5.3 Funções Básicas dos Elos-Fusíveis

Existem diferentes tipos de elos-fusíveis, cada qual com características próprias. Os fusíveis podem ser constituídos de elementos metálicos simples, os quais derretem-se devido às perdas i^2R no material, ou por outros métodos, como por exemplo, através de molas sob pressão.

Independente do tipo e material, um fusível apresenta diferentes funções básicas. Primeiramente, ele deve ser capaz de perceber uma condição de sobrecorrente no sistema que está protegendo. Essa sobrecorrente causa um aumento de temperatura no elemento fusível que leva a sua fusão parcial (baixa sobrecorrente) ou completa (elevada sobrecorrente) do elemento. Nesse instante, o fusível deve interromper essa sobrecorrente e suportar a tensão de restabelecimento transitória (TRT) durante ou após a interrupção.

Após a interrupção estar completa, o fusível rompido deve suportar a tensão do sistema aplicada aos seus terminais, de modo que os danos causados por eventuais sobrecorrentes sejam mínimos. Isto é importante quando a falta é de

grande magnitude e o dispositivo de proteção a ser utilizado deve ser um fusível limitador de corrente.

O fusível deve facilitar sua coordenação com os outros dispositivos de proteção do sistema, minimizando assim o número de consumidores afetados pela sua atuação. Esta coordenação na maioria das vezes é realizada com dispositivos que são protegidos (do lado da carga) e dispositivos que realizam a proteção de retaguarda (do lado da fonte) do elo fusível. Por essa razão, os fabricantes disponibilizam curvas de tempo-corrente (TCCs) de seus fusíveis, que são as principais ferramentas utilizadas em estudos de coordenação.

Com esses estudos, deve-se evitar atuações indesejadas dos fusíveis (*sneakouts*) e atuações descoordenadas por alteração das TCCs, evitando que equipamentos de proteção a montante atuem, e desta maneira tornando a operação mais barata e melhorando a confiabilidade do sistema.

4.5.4 Componentes dos Elos-Fusíveis

Os principais componentes dos elos fusíveis são:

Cabeça com botão – acessório que fixa o elo fusível à parte superior do cartucho e dá continuidade elétrica.

Elemento fusível – parte que se funde ou se rompe quando a chave opera, normalmente constituída de liga de estanho, prata ou níquel-cromo. Suas dimensões e resistividade elétrica determinam os valores de corrente e tempo de fusão. É comum a utilização de um fio de alta resistência mecânica e elétrica em paralelo com o elemento fusível para evitar o alongamento do elo devido a esforços por tração.

Cartucho – é a parte móvel e removível de uma chave-fusível destinada a receber o elo, não incluindo este.

Tubo protetor – peça cilíndrica de material isolante, normalmente de fibra, que protege o elemento fusível contra danos mecânicos e atua como estabilizador destinado a conter os gases liberados para interrupção do arco para pequenas

sobrecorrentes (O tubinho é utilizado para elos-fusíveis de corrente nominal de até 100 A).

Rabicho – cordoalha de cobre estanhado que fixa o elo a parte inferior do cartucho porta-fusível.

Base de fusível (porta-fusível) – é a parte fixa de uma chave-fusível provida com terminais para conexão a um circuito exterior.

Indicador – parte de uma chave-fusível destinada a indicar visualmente a operação da chave (Nota – em geral, essa indicação é dada pela posição que toma o cartucho após a operação do elo-fusível).

4.5.5 Princípio de Funcionamento

O elemento fusível é fabricado de modo que suas propriedades não sejam alteradas durante a passagem da corrente nominal, sendo capaz de fundir-se durante a passagem de uma corrente superior ao limite máximo previsto para fusão [9].

O intervalo de tempo necessário para fusão depende dos seguintes fatores:

- densidade de corrente que passa através do fusível.
- propriedades físicas do material que constitui o elemento fusível.
- material envolvente.
- temperatura ambiente.
- grau de envelhecimento, etc.

Durante a fusão do elo, ocorre formação de um arco elétrico que ioniza a camada de ar envolvente, dificultando sua extinção.

A interrupção só é obtida devido à ação de gases desionizantes gerados no interior do todo protetor que protege o elo. Estes gases resultam da decomposição

parcial da fibra isolante (tubo) devido às altas temperaturas criadas durante a ocorrência de sobrecorrentes.

Os gases liberados elevam a rigidez dielétrica aumentando rapidamente a resistência elétrica e interrompendo a corrente quando esta passa pelo valor zero, impedindo a reignição do arco voltaico.

Quanto maior a corrente a ser interrompida, maior deve ser a quantidade de gases necessária para extinção do arco, desse modo, o revestimento interno do cartucho deve ser dimensionado para produzir a quantidade de gases necessária de acordo com a corrente máxima que o elo pode interromper.

4.5.6 Características e Classificação

As chaves e elos fusíveis podem ser classificados de acordo com os seguintes parâmetros:

- a) **Tensão Nominal** - A tensão nominal da chave deva ser, no mínimo, igual ou superior à classe de tensão do sistema.
- b) **Corrente Nominal**. Deve ser igual ou maior do que 150% do valor nominal do elo-fusível a ser instalado no ponto considerado. Em casos onde não exista possibilidade de crescimento de carga, não há necessidade de obedecer a este critério.
- c) **Nível Básico de Isolamento (NBI)**. Deve ser compatível com o do sistema.
- d) **Capacidade de Interrupção**. A corrente de curto-circuito máxima, simétrica, no ponto de instalação chave fusível do transformador deve ser menor do que a corrente de interrupção simétrica da chave, correspondente ao valor de X/R no ponto. Caso o fabricante não forneça os valores da corrente de interrupção com os correspondentes X/R , deve-se adotar o seguinte critério: a chave fusível do transformador deve ter corrente de interrupção maior do que o valor assimétrico da máxima corrente de curto-circuito no ponto da sua instalação.

4.5.7 Tipos de Elos-Fusíveis

Existem basicamente dois tipos de fusíveis: (1) Fusíveis de Expulsão e (2) Fusíveis Limitadores de Corrente.

4.5.7.1 Fusível de Expulsão

O fusível de expulsão é o tipo de fusível mais utilizado nos sistemas de distribuição. Ele é composto por um elemento fusível de seção relativamente pequena para sentir a sobrecorrente e começar o processo de interrupção. Acoplado a esse pequeno elemento fusível existe um condutor de maior seção, normalmente chamado de condutor mestre (*leader*).

A figura (4.29) mostra uma chave fusível convencional com elo de expulsão.



Figura 4.29 - Chave Fusível com Elo de Expulsão.

Nesse tipo de chave e elo fusível, o início do arco sempre ocorre em uma área conhecida. Com o calor produzido pelo arco (4000 a 5000 K) ocorre uma rápida liberação de gases provenientes de materiais especiais existentes no elo fusível, como fibras, melamina, ácido bórico e tetracloreto de carbono. Esses gases liberados criam uma alta pressão ao redor da área do arco. Assim, quando a onda de corrente alcança zero, o arco é reduzido ao mínimo e esses gases podem rapidamente se misturar com os gases ionizados diminuindo a ionização e

modificando o meio dielétrico que deve suportar a tensão transitória de restabelecimento (TTR) e posteriormente a tensão nominal do sistema (após a interrupção).

A figura (4.30) mostra o comportamento da corrente e da tensão durante a interrupção de uma sobrecorrente em um elo fusível de expulsão.

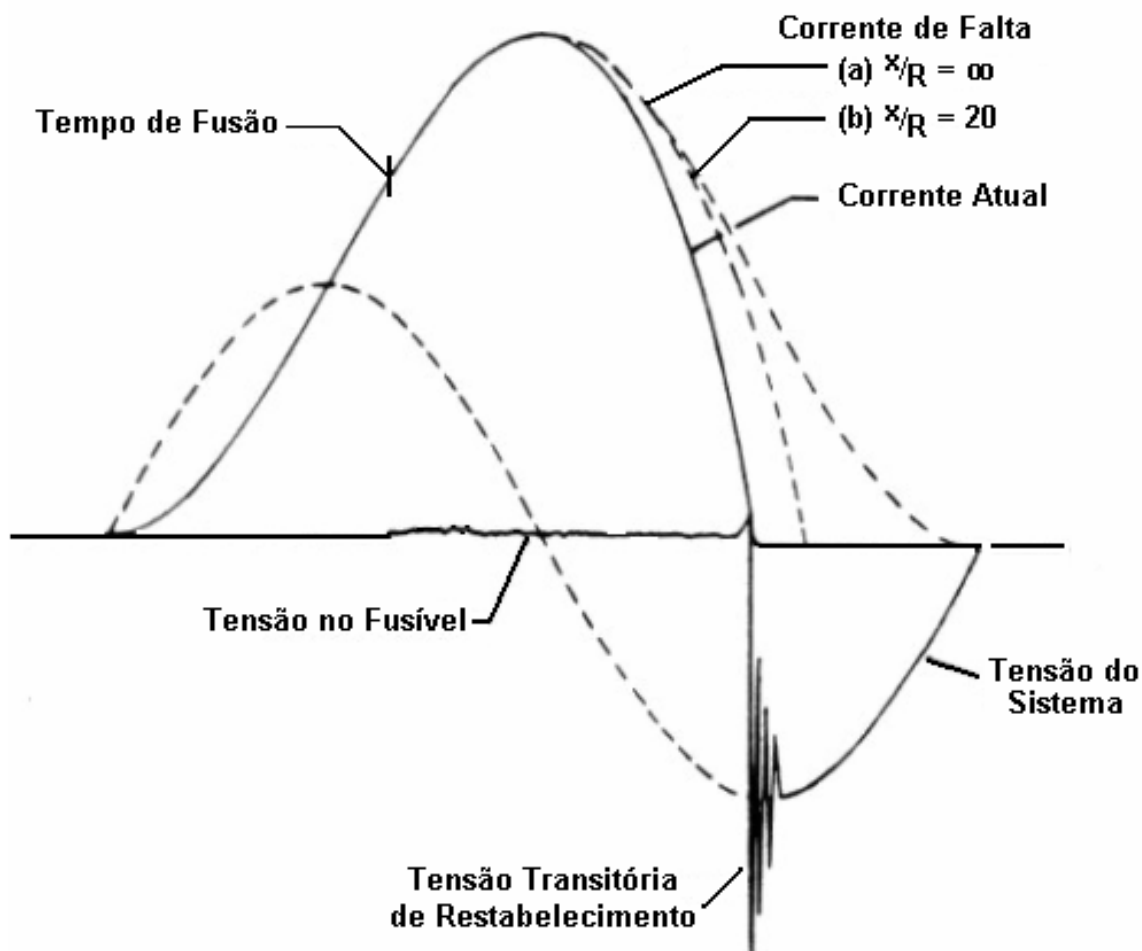


Figura 4.30 – Características Tensão-Corrente-Tempo do Fusível de Expulsão

[1].

Pode-se observar nesta figura que quando a corrente passa pelo zero, a tensão do fusível volta rapidamente ao valor de tensão do sistema; ocorrendo assim, uma elevada e perigosa tensão transitória de restabelecimento que pode reiniciar o arco através do elo fusível. Desse modo, os fusíveis de expulsão devem ser projetados para suportar essa tensão transitória durante a interrupção.

Uma das principais vantagens dos fusíveis de expulsão é que eles permitem a utilização de um elo fusível relativamente econômico. Além disso, existe uma larga variedade de tipos e tamanhos de elos fusíveis que podem ser utilizados no mesmo tipo de cartucho, facilitando a instalação e manutenção.

Segundo a Norma NBR 5359-1989 [16] da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, os fusíveis de expulsão podem ser do tipo K (“rápidos”), do tipo T (“lentos”) e do tipo H (“de alto surto”).

Os elos de tipo K e T coordenam com outros equipamentos de proteção em uma faixa mais ampla de corrente, sendo utilizados na proteção de ramais, enquanto que os elos do tipo H são utilizados na proteção de transformadores de distribuição e rede secundária.

A corrente nominal dos elos tipos K e T é de, aproximadamente, 150% do seu valor nominal, sendo que para os do tipo H, a corrente é próxima de 100% desse valor.

Os fusíveis dos tipos K e T só começam a operar valores de corrente iguais ou superiores a 2 vezes o seu valor nominal, ao passo que os do tipo H iniciam o processo de fusão quando a corrente atinge 1,5 vezes o seu valor nominal e não operam para sobre-correntes de curta duração (associadas a descargas atmosféricas) que não representam perigo para o transformador.

4.5.7.2 Fusível Limitador de Corrente

O fusível limitador de corrente ao contrário do fusível de expulsão não espera que a corrente passe pelo zero para obter a interrupção, mas força a mesma a anular-se.

Esse tipo de fusível consiste normalmente de condutores de prata envoltos por areia. Assim, quando ocorre a fusão desses condutores há uma pequena quantidade de ar ionizado na areia, que por sua vez não é combustível.

O arco gerado durante a interrupção fica em contato com a areia forçando a redução da corrente até que esta se anule.

A areia derrete formando uma substância do tipo líquido-vitrío que resfria o elemento vaporizado.

Uma característica comum de todos os fusíveis limitadores de corrente é que ao invés de utilizar um elemento fusível curto, como nos demais tipos de fusíveis, é utilizado um elemento fusível muito longo. Um fusível de 8,3 kV, por exemplo, utiliza um elemento de 55,88 centímetros de comprimento. O elemento é completamente recoberto por uma camada de sílica, para conter o arco e manter uma pressão elevada na sua área de ocorrência e durante a fusão do componente. Isso permite então que o fusível produza uma resistência muito alta no circuito em um curto período de tempo (tipicamente centenas de microssegundos).

As figuras (4.31) e (4.32) mostram uma chave fusível especial com cápsula de contenção de partículas e elo limitador de corrente; e uma chave fusível convencional com fusível limitador de corrente anexo atuando como retaguarda.



Figura 4.31 – Chave Fusível com Elo Limitador de Corrente.



Figura 4.32 –Chave Fusível com Elo Limitador de Corrente Anexo.

A figura (4.33) mostra as relações de corrente, tensão e tempo para um fusível limitador de corrente operando sob as mesmas condições de falta mostradas para o fusível de expulsão na figura (4.30).

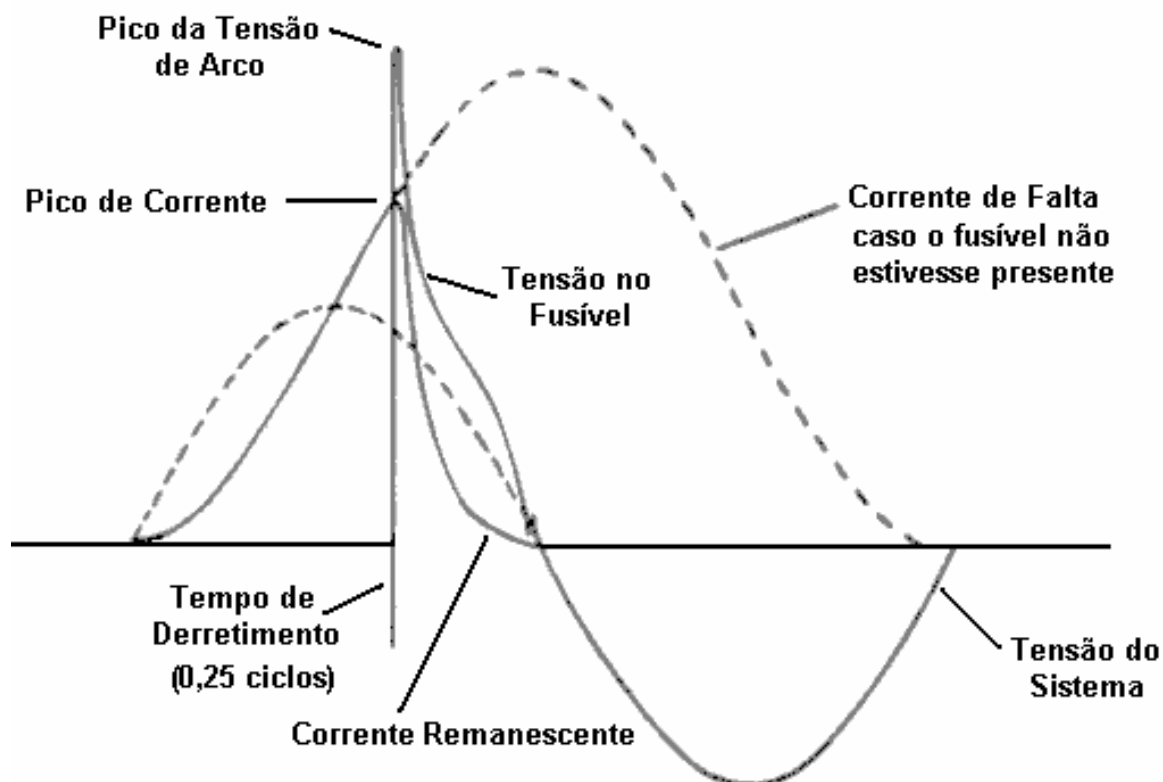


Figura 4.33 – Características Tensão-Corrente-Tempo do Fusível Limitador de Corrente [1].

Pode-se notar que mesmo que o tempo de fusão seja idêntico, as características seguintes mudam rapidamente. A rápida inserção de uma resistência devido à fusão do elemento causa um arco com elevada tensão através do fusível. Isto ocorre devido à ação de interrupção da corrente pela indutância do circuito. A resistência também limita o crescimento da corrente que obrigatoriamente começa a assumir um valor menor. Em um sistema com fator de potência muito elevado e nas mesmas condições, a corrente atinge zero muito perto da tensão zero normal. Nesse instante, a tensão transitória de restabelecimento (TTR) é muito pequena; o que faz com que os fusíveis limitadores de corrente sejam praticamente insensíveis às tensões transitórias típicas do sistema.

A grande vantagem desse tipo de fusível é a sua capacidade de limitar a corrente e a energia de curto-circuito. São necessários muitos tipos de dados para descrever totalmente sua capacidade. Historicamente os fabricantes têm usado

gráficos com diferentes e possíveis relações de corrente de pico e corrente nominal RMS para cada fusível.

Uma característica importante dos fusíveis limitadores de corrente é o fato deles poderem absorver toda a energia liberada durante a interrupção da corrente de falta sem danificar a estrutura física do dispositivo. A excelente capacidade limitadora de corrente desses dispositivos permite que eles tenham taxas de interrupção praticamente ilimitadas. O fato de nenhum gás ser expelido do fusível durante a interrupção permite que ele seja instalado em pequenos compartimentos.

Devido ao fato do fusível limitador de corrente produzir uma resistência muito alta rapidamente, isso deve ser considerado cuidadosamente no projeto, de modo que arcos de elevada tensão não sejam produzidos; pois essas sobretensões podem danificar o isolamento do circuito ou equipamento protegido e causar operações desnecessárias de pára-raios.

Uma característica adicional e interessante dos fusíveis limitadores de corrente é que a solicitação térmica (*thermal stress*) máxima não ocorre nas máximas correntes de interrupção, mas sim, em uma faixa de corrente chamada crítica, que produz a máxima energia durante a fusão, o que leva a um esforço térmico máximo. Acima desta faixa de corrente o esforço térmico é geralmente menor. No entanto, nas correntes de falta mais elevadas, a operação de fusão ocorre mais rapidamente gerando vibrações e alterações de pressão que precisam ser suportadas pelo fusível.

4.5.8 Dimensionamento de Chaves e Elos-Fusíveis

1) Chave Fusível

A tabela (4.5) apresenta alguns valores típicos de corrente de chaves e elos-fusíveis.

Elos-Fusíveis	Chave Fusível
1 a 50 A	50 A
51 a 100 A	100 A
101 a 200 A	200 A

Tabela 4.5 – Corrente Nominal de Elos e Chaves-Fusíveis [10].

No dimensionamento de chaves fusíveis são válidos os seguintes critérios [10]:

$$\mathbf{A)} \quad I_{no\ min\ al}(chave) > I_{c\ arg\ a} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{B)} \quad Icc_{máx}(chave) > Icc_{máx}(\text{ponto de instalação}) \quad (4.2)$$

O $Icc_{máx}$ da chave consiste no curto-circuito máximo (assimétrico) que a chave pode suportar, também denominada capacidade de interrupção, e que por norma ABNT PB-995/1990 [17] varia entre 1250 e 2000 ampères.

2) Elo Fusível

Na especificação de elos fusíveis deve-se obedecer à seguinte regra:

$$KxI_{c\ arg\ a} \leq I_{no\ min\ al}(elo) \leq 0,25xIcc_{(min)}(\text{do trecho protegido}) \quad (4.3)$$

Sendo:

$$K = \left(1 + \frac{C\%}{100}\right)^N \quad (4.4)$$

Onde:

K – Multiplicador.

C% - Taxa anual de crescimento previsto.

N – Máximo de anos para o qual o estudo está previsto.

4.5.9 Aplicação de Chaves e Elos-Fusíveis

4.5.9.1 Proteção de Transformadores e Redes Secundárias

Quando a chave-fusível for utilizada para a proteção de transformadores, devido à pequena probabilidade de defeitos no lado de alta tensão, normalmente, não é considerada a corrente de curto-circuito para a especificação da chave-fusível. Caso a chave não seja instalada junto ao transformador, a corrente de curto-circuito deve ser levada em conta na especificação. Para que essa proteção seja efetiva, os seguintes critérios devem ser obedecidos:

- a) O elo-fusível deve operar para curtos-circuitos no transformador ou na rede secundária, eliminando a repercussão dessas falhas na rede primária.
- b) O elo-fusível deve suportar continuamente, sem fundir, a sobrecarga que o transformador é capaz de admitir sem prejuízo de sua vida útil.
- c) O elo-fusível pode fundir no intervalo de 17 segundos, quando submetido a uma corrente de 250% e 300% da corrente nominal do transformador.
- d) O elo-fusível deve suportar a corrente transitória de magnetização durante 0,1 segundo, sendo esta estimada em 8 a 12 vezes a corrente nominal dos transformadores de potência até 2000 kVA.

Nota. Nem sempre é possível atender, simultaneamente, às quatro condições citadas acima. Nestes casos opta-se por perder a proteção do transformador contra sobrecargas (2º critério) [3].

Apesar da previsão de atuação para sobrecargas, estas nem sempre são obtidas principalmente para transformadores de pequenas potências, tornando a proteção muitas vezes inoperante para esta condição, conforme comentado. As tabelas (4.6) e (4.7) fornecem os elos fusíveis utilizados nos transformadores de distribuição conforme potência e tensões nominais primárias.

POTÊNCIA TRANSFORMADOR TRIFÁSICO [kVA]	TENSÕES PRIMARIAS			
	13,8 kV		23,0 kV	
	I_N [A]	ELO	I_N [A]	ELO
15	0,63	1H	0,39	1H
30	1,26	2H	0,79	1H
45	1,88	3H	1,18	1H
75	3,14	5H	1,97	2H
112.5	4,71	6K	2,95	5H
150	6,28	8K	3,94	5H
225	9,41	10K	5,90	6K
300	12,55	15K	7,87	10K

Tabela 4.6 – Elos fusíveis – Transformadores Trifásicos.

POTÊNCIA TRANSFORMADOR MONOFÁSICO [kVA]	TENSÕES PRIMARIAS			
	13.8 kV		23.0 kV	
	I_N [A]	ELO	I_N [A]	ELO
3	0,22	0.5H	0,13	0,5H
5	0,36	1H	0,22	0,5H
7.5	0,54	1H	0,33	1H
10	0,72	1H	0,43	1H
15	1,09	1H	0,65	1H
25	1,81	2H	1,09	1H

Tabela 4.7 – Elos fusíveis – Transformadores Monofásicos.

A tabela (4.8) fornece os valores mínimos e máximos de fusão dos elos fusíveis em função de determinados intervalos de tempo. Estes valores devem ser estar de acordo com a capacidade de sobrecarga dos transformadores.

I_N (elo)	CORRENTE [A]					
	300 seg		10 seg		0.1 seg	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1H	2,5	3,2	6,9	8,5	53,0	80,0
2H	3,5	4,2	9,2	12,0	90,0	130,0
3H	4,8	6,0	12,0	14,5	90,0	130,0
5H	7,4	9,0	15,0	18,0	90,0	130,0
6K	12,0	14,4	13,5	20,5	72,0	86,0
8K	15,0	18,0	18,0	27,0	97,0	116,0
12K	25,0	30,0	29,5	44,0	166,0	199,0

Tabela 4.8 – Tabela de Curvas de Tempo Mínimo e Tempo Máximo de Fusão dos Elos Fusíveis.

Segundo a ABNT, os valores de sobrecorrente máximas que um transformador deve suportar durante determinados intervalos de tempo (curva de sobrecarga) obedecem aos valores discriminados na tabela (4.9):

TEMPO	MÚLTIPLOS DE I_N
2 segundos	25.0
10 segundos	13.7
30 segundos	6.7
60 segundos	4.8
5 minutos	3.0
30 minutos	2.0

Tabela 4.9 – Valores Tempo x Corrente de Sobrecarga de Transformadores.

O carregamento máximo do transformador para 300 s deve ser igual a três vezes a corrente nominal do transformador. As tabelas (4.10) e (4.11) mostram o carregamento máximo para transformadores trifásicos e monofásicos.

POTÊNCIA TRANSFORMADOR TRIFÁSICO [kVA]	Carregamento Máximo de Transformadores Trifásicos (300 segundos)			
	13,8 kV		23,0 kV	
	I_N [A]	ELO	I_N [A]	ELO
15	1,89	1H	1,17	1H
30	3,78	2H	2,37	1H
45	5,64	3H	3,54	1H
75	9,42	5H	5,91	2H
112.5	14,13	6K	8,85	5H
150	18,84	8K	11,82	5H
225	28,23	10K	17,70	6K
300	37,65	15K	23,61	10K

Tabela 4.10 – Carregamento Máximo para Transformadores Trifásicos.

POTÊNCIA TRANSFORMADOR MONOFÁSICO [kVA]	Carregamento Máximo de Transformadores Monofásicos (300 segundos)			
	13.8 kV		23.0 kV	
	I_N [A]	ELO	I_N [A]	ELO
3	0,66	0.5H	0,39	0.5H
5	1,08	1H	0,66	0.5H
7.5	1,62	1H	0,99	1H
10	2,16	1H	1,29	1H
15	3,27	1H	1,95	1H
25	5,43	2H	3,27	1H

Tabela 4.11 – Carregamento Máximo para Transformadores Monofásicos.

Através da análise destas tabelas, pode-se verificar que os elos fusíveis utilizados não protegem os transformadores para toda e qualquer sobrecarga, sendo necessário assim acompanhar os carregamentos e processar as informações do consumo mensal (faturamento) dos consumidores conectados aos respectivos transformadores ou através de medições.

Considerando a ocorrência de faltas na rede secundária, há também limitações da proteção com a utilização de elos-fusíveis instalados na rede primária, como por exemplo, em curtos-circuitos fase-terra (mínimo) com queda de um dos condutores no solo, e para faltas que ocorrem a uma distância em relação ao transformador superior a 500 metros [20].

4.5.9.2 Proteção de Ramais

Na proteção de ramais, os critérios relacionados a seguir levam em consideração os aspectos de crescimento de carga e possibilidades de manobras[3]:

- a) A corrente nominal do fusível de um ramal deve ser aproximadamente igual a 150% do valor da máxima corrente de carga medida ou convenientemente avaliada, no ponto considerado. O valor da máxima corrente de carga deve considerar a corrente devida a manobras.
- b) A corrente nominal do elo-fusível deve ser, no máximo, 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo (resistência de falta de 40Ω) no fim do trecho, se possível, considerando também o fim do trecho para o qual ele é proteção de retaguarda.
- c) A corrente nominal da chave-fusível deve ser maior ou igual a 150% da corrente nominal do elo-fusível a ser instalado no ponto considerado.

NOTA: Caso não seja possível atender algum destes critérios e contemplar o crescimento de carga e eventuais manobras, o dimensionamento deve ser feito somente com base na corrente de carga.

4.5.9.3 Proteção de Banco de Capacitores

É comum a utilização de bancos de capacitores para correção do fator de potência em redes primárias de distribuição. Os bancos de capacitores são constituídos, geralmente, de, no máximo, quatro elementos ou unidades em paralelo por fase, conectados isolados ou em estrela aterrada, com potência máxima de 1200 kVAr. São apresentados a seguir alguns critérios para proteção destes equipamentos.

Os capacitores são projetados para suportar até 135% de sua potência nominal, harmônicos e sobretensões que não excedam 110% da tensão nominal.

Quando ocorre um arco no interior do banco causado pela danificação do dielétrico, este dielétrico e o papel isolante decompõem-se, formando gases. Como os capacitores são hermeticamente fechados, a pressão destes gases pode ser suficiente para romper ou explodir o tanque, dependendo do valor e da duração do corrente de curto-circuito.

Os elos-fusíveis são os principais dispositivos utilizados na proteção de bancos de capacitores e devem ser especificados de acordo com potência, classe de tensão e as curvas de probabilidade de ruptura do tanque [3].

As tabelas (4.12) e (4.13) apresentam um resumo dos elos-fusíveis indicados para a proteção de bancos de capacitores de acordo com a potência, classe de tensão e o tipo de conexão destes equipamentos.

Potência do Banco (kVAr)	Corrente Nominal (A)	Estrela Isolada		Estrela Aterrada	
		Elo K	Elo T	Elo K	Elo T
300	12,6	12	12	15	12
600	25,2	25	25	30	25
900	37,2	40	40	50	40
1200	50,3	50	50	65	50

Tabela 4.12 – Elos-Fusíveis para Proteção de Bancos de Capacitores (15 kV)

[9].

Potência do Banco (kVAr)	Corrente Nominal (A)	Estrela Isolada		Estrela Aterrada	
		Elo K	Elo T	Elo K	Elo T
300	7,53	8	8	10	8
600	15,06	15	15	15	15
900	22,59	20	20	25	25
1200	30,12	30	30	30	30

Tabela 4.13 – Elos-Fusíveis para Proteção de Bancos de Capacitores (24,2 kV)

[9].

Capítulo 5

Critérios de Seletividade e Coordenação de Equipamentos de Proteção de Sistemas de Distribuição

5.1 Introdução

O principal objetivo do estudo da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica prestado ao consumidor. Para isso, é necessário um amplo conhecimento do sistema elétrico que se deseja proteger e dos dispositivos de proteção disponíveis. O ponto de partida é normalmente o diagrama unifilar do circuito que mostra todas as informações necessárias, como a localização dos transformadores, disjuntores, religadores, chaves de manobra e chaves fusíveis, com as principais características de cada dispositivo. O comprimento das linhas e a bitola dos condutores utilizados devem ser informados também, assim como a potência e a demanda das cargas conectadas.

A figura (5.1) mostra um diagrama unifilar típico de um sistema de distribuição. As linhas sólidas ilustram o tronco principal e os ramais trifásicos, enquanto que as linhas pontilhadas representam os ramais monofásicos.

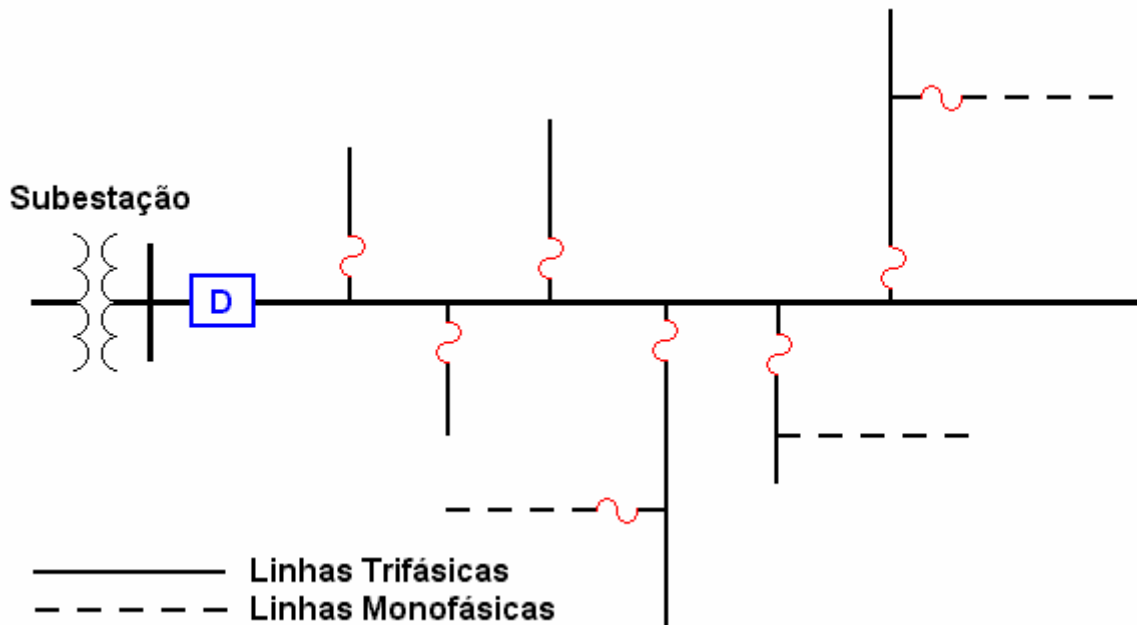


Figura 5.1 – Diagrama Unifilar Típico de um Sistema de Distribuição [1].

5.2 Filosofia Básica de Sistemas de Distribuição

Para garantir a qualidade do fornecimento de energia e a confiabilidade do sistema, a proteção deve isolar uma linha ou equipamento em falta o mais rápido possível e com o mínimo de distúrbio para o resto do sistema. Porém, deve-se considerar que, segundo estudos, 90% das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são faltas transitórias ou temporárias, devido à queda de árvores, ventanias, raios, etc. Desse modo, os estudos de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção devem considerar procedimentos específicos desenvolvidos para minimizar os efeitos dessas faltas no sistema.

O primeiro passo necessário para o estudo da coordenação da proteção em sistemas de distribuição é determinar os critérios a serem aplicados para cada dispositivo de proteção de sobrecorrente. A próxima tarefa é a criação de um diagrama detalhado que mostre, além das informações básicas do sistema, as correntes de falta (máxima e mínima), as correntes de carga e a localização das cargas críticas e mais importantes.

Alguns dos critérios normalmente utilizados na especificação de equipamentos e dispositivos de proteção de sobrecorrente são:

- a) Curvas de Tempo-Corrente dos dispositivos.
- b) Condições especiais de circuito com considerações de terreno, densidade de carga, natureza crítica da carga, etc.
- c) Definição da zona de proteção de cada dispositivo de proteção, evitando a invasão de zonas e a existências de zonas desprotegidas.

A figura (5.2) mostra um diagrama unifilar com as zonas de proteção de diferentes dispositivos: do disjuntor na saída do alimentador (em azul), do religador no tronco principal (em verde) e das chaves fusíveis nos ramais laterais (em vermelho).

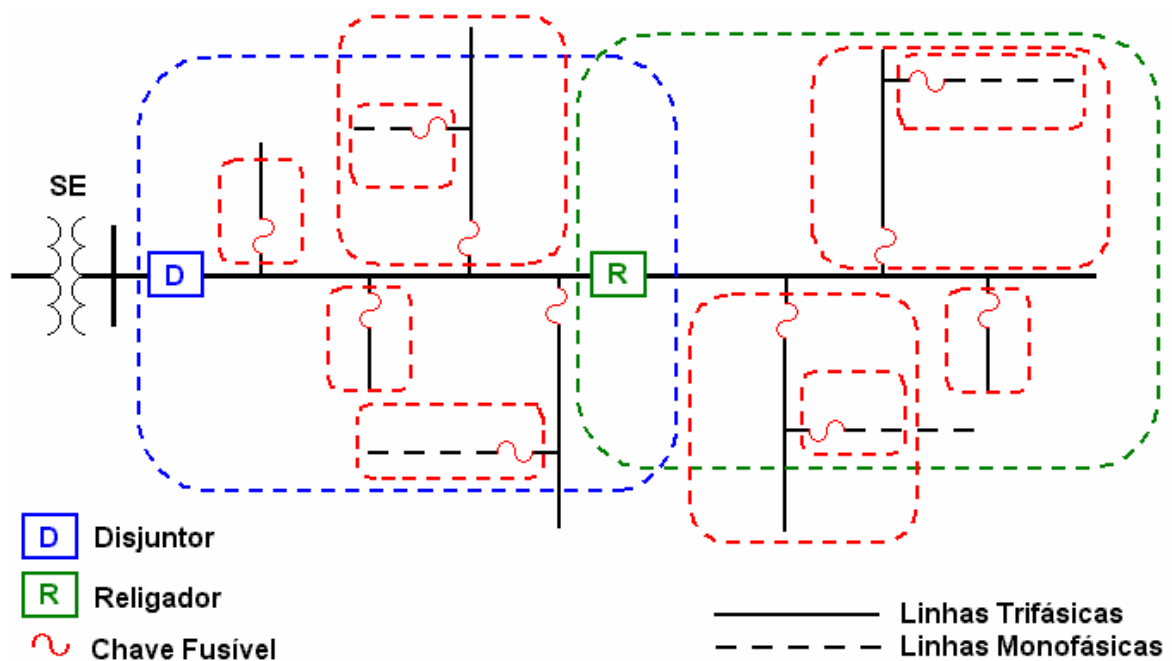


Figura 5.2 – Diagrama Unifilar com Diferentes Zonas de Proteção.

Uma zona de proteção é uma pequena ou grande parte do circuito protegida por um determinado equipamento de proteção que é denominado “*protetor*”. A proteção dos dispositivos “*protetores*” é realizada por um outro dispositivo denominado como “*proteção de retaguarda*”, cuja zona de proteção envolve parcialmente ou totalmente a zonas dos dispositivos protegidos por esse equipamento de retaguarda.

Na sua zona de proteção, o equipamento protetor deve extinguir uma falta temporária ou permanente, antes que o equipamento de retaguarda interrompa o circuito (no caso do elo fusível), ou desarme (no caso do religador ou disjuntor) depois de efetuar um número pré-determinado de desligamentos e religamentos.

A definição das zonas de proteção de cada dispositivo deve assegurar que interrupções causadas por faltas permanentes sejam restringidas à menor seção do sistema num período de tempo mínimo.

Com base nesses princípios, são apresentados a seguir diversos critérios de coordenação para os diferentes equipamentos de proteção existentes em sistemas de distribuição.

5.3 Coordenação entre Elos-Fusíveis

5.3.1 Considerações Gerais

A coordenação entre diferentes fusíveis é realizada através de suas curvas de tempo e corrente (TCCs) disponibilizadas pelos fabricantes. Nesse tipo de proteção, por norma (ABNT NBR 5359/1989 [16]), o tempo total de interrupção do elo protetor não deve exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo de retaguarda. A figura (5.3) mostra um circuito protegido por dois fusíveis coordenados entre si.

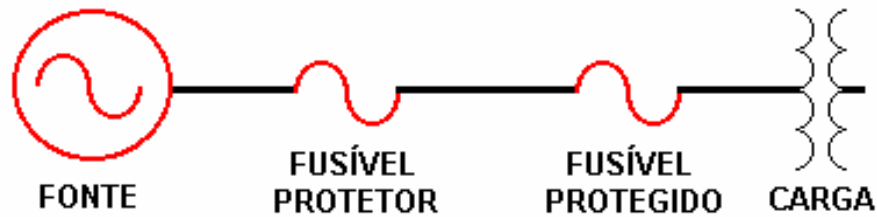


Figura 5.3 – Coordenação de Fusíveis [1].

5.3.2 Critérios de Ajuste

Para que a coordenação entre elos fusíveis seja realizada, deve-se obedecer, na medida do possível, aos critérios relacionados a seguir [3]:

- a) Idealmente, o elo fusível protegido (lado da carga) deve coordenar com o elo protetor (lado da fonte) para a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do elo protetor. Entretanto, tendo em vista a grande probabilidade de ocorrência de faltas fase-terra (valor de curto-circuito mínimo), o elo protegido deve estar coordenado com o protetor para a corrente de curto-circuito fase-terra mínima no ponto de instalação do elo protetor. No caso do elo protetor ser o elo do transformador, deve-se desprezar este critério de coordenação caso o valor do elo protegido recomendado seja muito elevado, pois assim, pode-se prejudicar a coordenação do alimentador como um todo.
- b) Não permitir elevado número de elos fusíveis em série, o que compromete a coordenação seletiva do sistema. Neste caso, deve-se reduzir a quantidade de elos ou optar pela instalação de um religador ou chave seccionalizadora.
- c) Nunca utilizar elos tipo H para a proteção de ramais ou circuitos primários, reservando esse tipo de elo somente para proteção de transformadores de distribuição e redes secundárias.
- d) Para ampliar a faixa de coordenação entre os elos-fusíveis e reduzir os tipos de elos utilizados, deve-se optar sempre que possível por:
 - somente elos preferenciais (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 K);
 - somente elos não-preferenciais (8, 12, 20, 30, 50 e 80 K).

- e) Evitar a utilização de elos 6K e 6T para a proteção de ramais em virtude da sua sensibilidade para descargas atmosféricas. Prefere-se a utilização de elos 10K, ou até mesmo, elos de 15K, pois além de menos sensível a oscilações transitórias correntes, estes elos ampliam a faixa de coordenação com os elos de transformadores e com religadores instalados a montante [5].
- f) Para a coordenação de elos-fusíveis, pode-se utilizar as Tabelas de Coordenação apresentadas nas tabelas (5.1) e (5.2).
- g) Os valores limites de coordenação mostrados nas tabelas (5.1) e (5.2) podem ser determinados através das curvas de tempo corrente dos elos-fusíveis, lembrando-se, que o tempo total de interrupção do elo protetor não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido.

NOTA: Em pontos muito distantes da fonte, deve-se analisar criteriosamente o valor do curto-circuito fase-terra mínimo, pois este pode ser de pequena intensidade e não ser visto pelas proteções do alimentador caso o elo instalado seja superior ao 6K [5].

As tabelas (5.1) e (5.2) mostram valores de coordenação de elos fusíveis tipo K e tipo T respectivamente, enquanto que as tabelas (5.3) e (5.4) mostram valores de coordenação entre elos fusíveis do tipo K e H e elos fusíveis do tipo T e H respectivamente.

Elo Fusível Protetor	Elo Fusível Protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6k		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8k			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10k				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12k					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15k						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20k							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25k								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30k									850	1700	2800	3900	5800	9200
40k										1100	2200	3900	5800	9200
50k											1450	3500	5800	9200
65k												2400	5800	9200
80k													4500	9200
100k													2000	9100
140k														4000

Tabela 5.1 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo K.

Elo Fusível Protetor	Elo Fusível Protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
6t		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8t			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10t				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12t					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15t						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20t							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25t								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30t									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40t										1700	3800	6100	9700	15200
50t											1750	4400	9700	15200
65t												2200	9700	15200
80t													7200	15200
100t													4000	15200
140t														7500

Tabela 5.2 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo T.

Elo Fusível Protetor	Elo Fusível Protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	125	230	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela 5.3 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo H com Elos Tipo K.

Elo Fusível Protetor	Elo Fusível Protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Tabela 5.4 – Coordenação de Elos Fusíveis Tipo H com Elos Tipo T.

5.4. Coordenação entre Religadores e Elos-Fusíveis

5.4.1 Primeira Condição: Elos do Lado da Carga

A figura (5.4) mostra um circuito protegido por um religador e um elo fusível coordenados entre si.

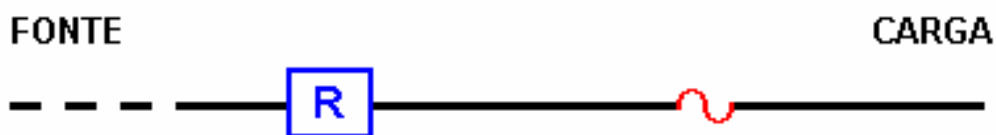


Figura 5.4 – Posicionamento do Religador e do Elo-Fusível na Rede [4].

5.4.1.1 Critérios de Ajuste

Para que esse tipo de coordenação seja realizado com sucesso, deve-se obedecer aos seguintes critérios:

- a) Consegue-se melhor coordenação entre religadores e elos fusíveis com o religador ajustado para quatro operações até o bloqueio, sendo duas operações instantâneas (“*rápidas*”) e duas operações temporizadas (“*lentas*”);
- b) Para todos os valores de falhas possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador multiplicado por um *fator K* (conforme tabela 5.5) característico do religador, que varia em função do número de operações rápidas ajustado no religador e do tempo de religamento do circuito;

Tempo de Religamento [s]	Fator multiplicador K	
	Uma Operação Rápida	Duas Operações Rápidas
0.50	1.20	1.80
1.00	1.20	1.35
1.50	1.20	1.35
2.00	1.20	1.35

Tabela 5.5 – Fator Multiplicador das Operações Rápidas do Religador.

- c) Para todos os valores de falhas possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo total de interrupção do elo deve ser inferior ao tempo mínimo de abertura do religador na sua curva “*lenta*”, ajustando o religador para duas ou mais operações temporizadas;

Os critérios (b) e (c) definem a faixa de corrente onde os dois equipamentos estão coordenados. O limite inferior é definido pela intersecção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva “*lenta*” do religador, enquanto o limite superior é definido pela intersecção da curva de tempo mínimo de fusão do elo com a curva “*rápida*” do religador multiplicado pelo fator **K**, conforme mostrado na figura (5.5).

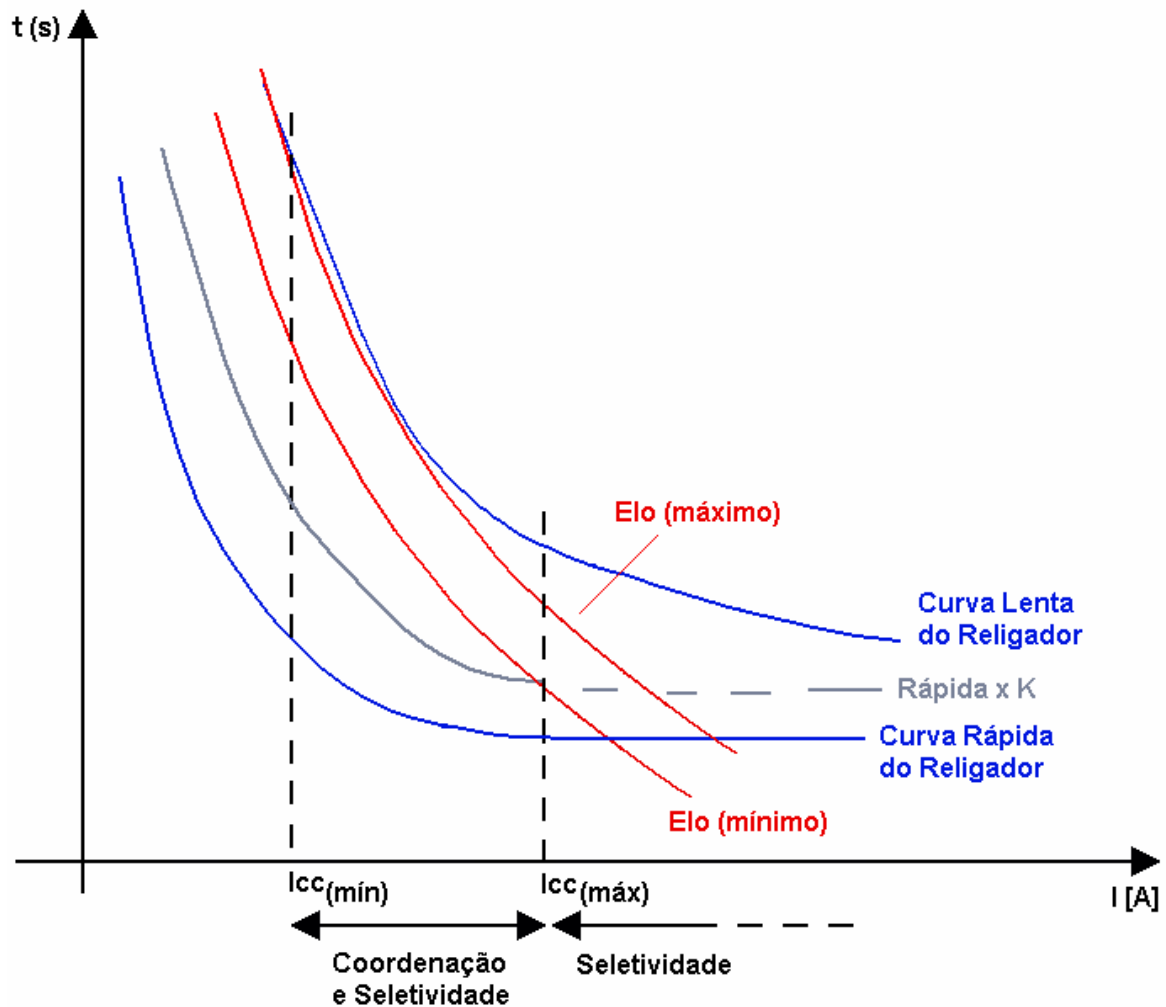


Figura 5.5 – Coordenação Religador Elo-Fusível [4].

No caso do religador possuir dispositivo de disparo de terra (*ground trip*), a coordenação torna-se mais complicada, entretanto é sempre recomendável a utilização desse acessório visando à proteção do circuito para falhas de menor intensidade (fase-terra mínimo teórico e menores valores). Dificilmente consegue-se coordenação entre religador e elos para toda a faixa de correntes de curto, e nessas situações, recomenda-se que a coordenação satisfaça, prioritariamente, a condição de falta mínima.

As tabelas (5.6) e (5.7) mostram respectivamente os elos fusíveis recomendados para coordenação com religador tipo 6H e religador tipo R, ambos com seqüência de operação (2A,2B = duas operações na curva rápida A e duas na curva temporizada B).

Bobina Série [A]	10		15		25		35		50		70		100	
Elo Fusível	6K		8K		12K		15K		25K		30K		40K	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
		20	80	30	100	50	180	70	220	100	400	140	500	200
Elo Fusível	6T		8T		10T		12T		15T		25T		30T	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	90	165	30	150	50	280	70	390	100	490	140	620	200	1000

Tabela 5.6 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo 6H com Seqüência de Operação (2A,2B) [4].

Bobina Série [A]	25		35		50		70		100	
Elo Fusível	12K		20K		25K		30K		50K	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
		50	205	70	360	100	460	140	570	200
Elo Fusível	10T		12T		20T		25T		40T	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	50	300	70	415	100	700	140	890	200	1500

Tabela 5.7 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo R com Seqüência de Operação (2A,2B) [4].

As tabelas (5.8) e (5.9) mostram respectivamente elos fusíveis recomendados para a coordenação com religadores do tipo 6H e religadores do tipo R, ambos com seqüência de operação (1A,3C = uma operação na curva rápida A e três na curva temporizada C).

Bobina Série [A]	10		15		25		35		50		70		100	
Elo Fusível	6K		10K		15K		20K		25K		40K		50K	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	20	80	33	160	60	275	70	330	100	400	140	720	200	630
Elo Fusível	6T		6T		12T		15T		20T		30T		40T	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	30	165	30	230	50	420	70	550	100	680	140	1200	200	1400

Tabela 5.8 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo 6H com Seqüência de Operação (1A,3B) [4].

Bobina Série [A]	25		35		50		70		100	
Elo Fusível	15K		25K		30K		40K		50K	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	50	290	70	365	400	600	140	780	200	950
Elo Fusível	10T		12T		20T		25T		40T	
Limites de Corrente [A]	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	50	300	70	720	100	900	140	1150	200	1900

Tabela 5.9 – Elos Fusíveis Recomendados para Coordenação com Religadores Tipo R com Seqüência de Operação (1A,3B) [4].

5.4.2 Segunda Condição: Religador do Lado da Carga

A figura (5.6) mostra um circuito e um transformador de rede protegidos por um elo-fusível e um religador coordenados entre si.

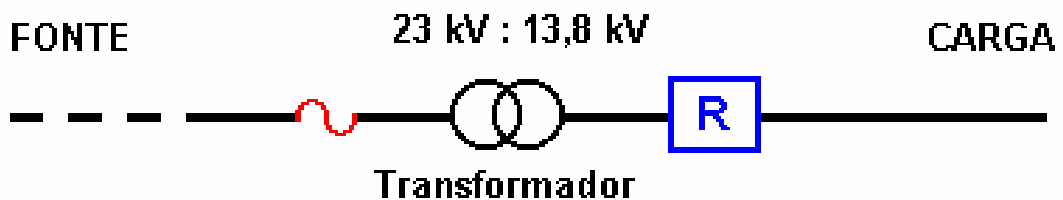


Figura 5.6 – Posicionamento do Religador e Elo Fusível na Rede [4].

5.4.2.1 Critérios de Ajuste

Esse tipo de configuração, por vezes existente em subestações rurais, onde normalmente o fusível encarrega-se da proteção de um transformador rebaixador, conforme mostrado na figura anterior, deve-se obedecer aos seguintes critérios de ajuste:

- O tempo associado ao máximo valor de falta no ponto de instalação do elo deve ser superior ao tempo estabelecido para a curva lenta do religador multiplicada por um fator **K1**, conforme tabela (5.10), definido em função do tempo de religamento e da seqüência de operações ajustado no religador.

Tempo de religamento [s]	Fator multiplicador K1		
	Seqüência de operação do religador		
	2 rápidas e 2 lentas	1 rápida e 3 lentas	4 lentas
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9

Tabela 5.10 – Fator Multiplicador de Operações Lentas do Religador.

NOTA: Deve-se lembrar que o elemento fusível não está no mesmo nível de tensão do religador. Portanto, para comparação das curvas de tempo-corrente do religador e do elo, deve-se rebater a curva do elo para o mesmo nível de tensão do religador.

A faixa de corrente em que o elo e o religador estão coordenados situa-se entre a corrente mínima de fusão do elo e a corrente que define o ponto de intersecção da curva lenta do religador multiplicada por **K1** com a curva de tempo mínimo de fusão do elo, conforme mostrado na figura (5.7).

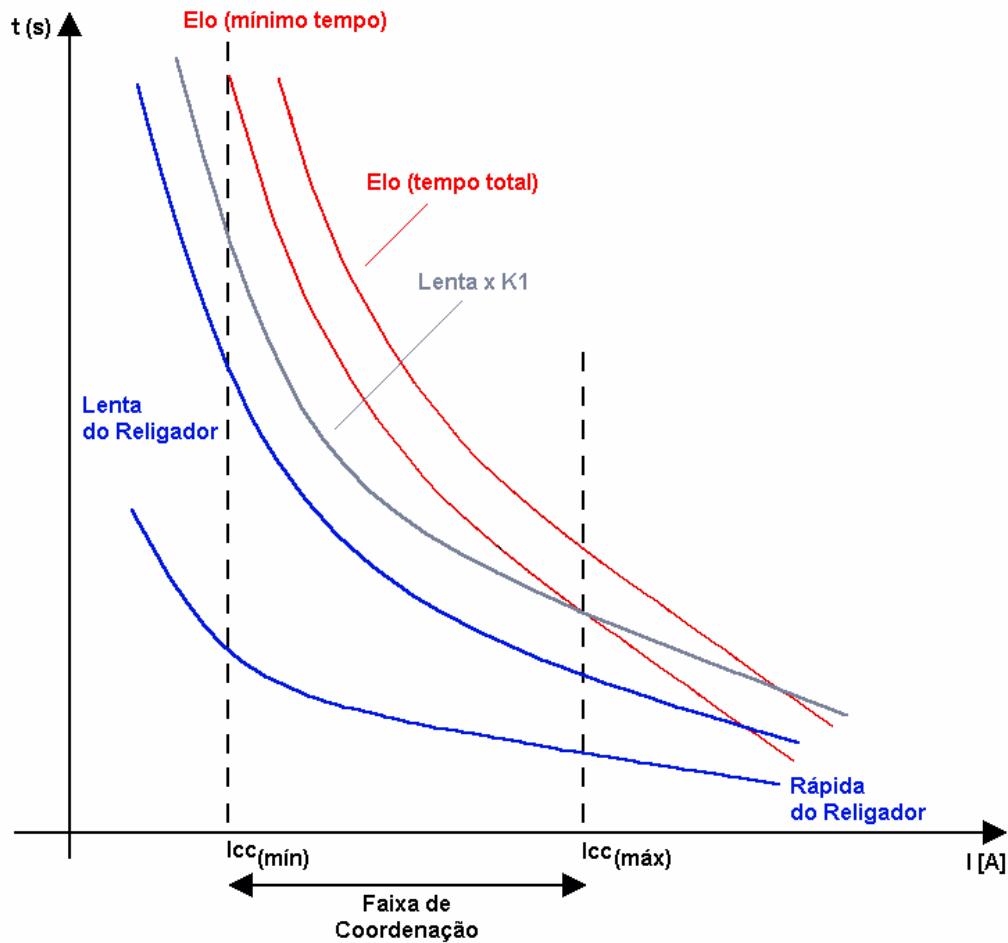


Figura 5.7 – Coordenação Religador Elo-Fusível [4].

5.5 Coordenação entre Religadores

5.5.1 Considerações Gerais

Essa coordenação pode ser obtida através da pesquisa das curvas de tempo-corrente fornecidas pelos fabricantes dos religadores, e deve obedecer a seguinte regra: Para a máxima corrente de falta no ponto de instalação do religador da rede, as curvas temporizadas dos religadores devem distar entre si de no mínimo 0,2 segundos, com o religador *protetor* atuando antes que o religador de *retaguarda*. Assim, estando dimensionado o religador a ser instalado no sistema de distribuição e conhecendo as características do religador (ou disjuntor) da subestação (bobina série e seqüência de operações). Se o intervalo de tempo de 0,2 segundos não tiver sido alcançado, pode-se alterar a seqüência de operações do religador de

retaguarda de (2A,2B = duas operações na curva rápida A e duas na curva temporizada B) para (1A,3C = uma operação na curva rápida A e três na curva temporizada C) para solucionar esse problema.

Deve-se observar que a regra acima não exclui a possibilidade dos religadores atuarem simultaneamente nas curvas rápidas, o que, todavia, não compromete a coordenação do sistema.

Se os equipamentos de proteção forem religador-religador-fusível, no sentido de afastamento da subestação, é comum coordenar inicialmente religador com religador, e posteriormente coordenar religador mais afastado da subestação com o fusível [2].

5.5.2 Religadores Operados apenas por Bobina-Série

A figura (5.8) mostra um circuito protegido por 3 religadores com bobinas série com diferentes ajustes, coordenados entre si.

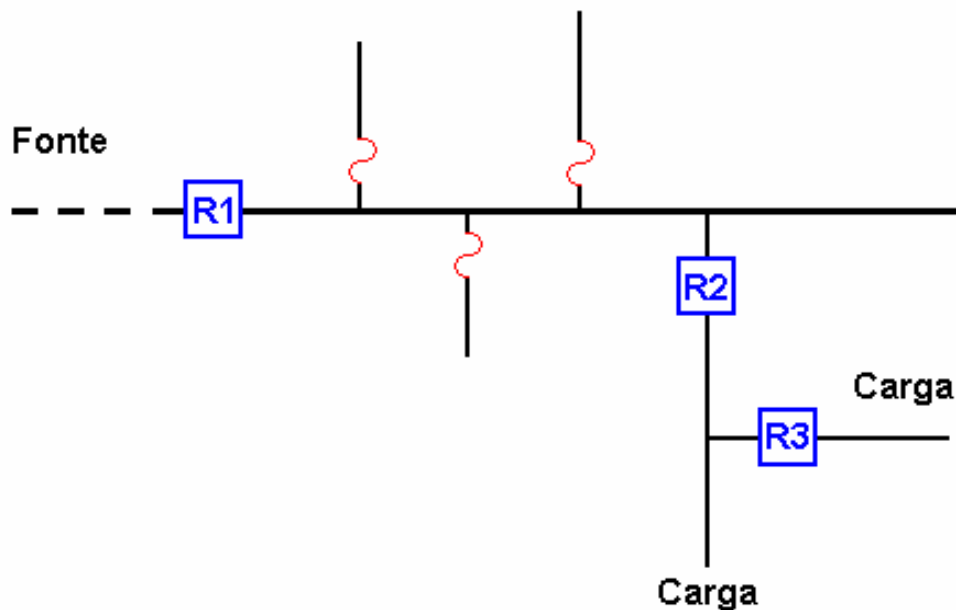


Figura 5.8 – Coordenação de Religadores com Bobinas Série Diferentes [4].

5.5.2.1 Critérios de Ajuste

Os critérios para coordenação com religadores operados apenas por bobinas série são os seguintes:

- Utilizar bobinas de capacidades nominais diferentes e mesmas seqüências de operação. Naturalmente, quanto mais distantes as bobinas da fonte, menores são os seus valores nominais. No circuito mostrado na Figura (5.8) pode-se adotar, por exemplo, os seguintes ajustes:

Religador R1: Bobina série de 100A, (2A-2B) - 2 rápidas e 2 lentas;

Religador R2: Bobina série de 50A, (2A-2B) - 2 rápidas e 2 lentas;

Religador R3: Bobina série de 35A, (2A-2B) - 2 rápidas e 2 lentas;

- Utilizar bobinas de mesma capacidade nominal e adotando seqüências de operação deferentes da seguinte maneira:
 - Religador protetor com um número maior de operações rápidas em relação ao protegido;
 - Religador protetor com um número menor de operações em relação ao protegido;

Nessas condições, para um circuito como o da figura (5.8), pode-se adotar os seguintes ajustes:

Religador R1: Bobina série de 50A, 3 rápidas e 1 lenta (3A,1B);

Religador R2: Bobina série de 50A, 2 rápidas e 2 lentas (2A,2B);

Religador R3: Bobina série de 50A, 1 rápida e 3 lentas (1A,3B);

- Utilizar combinações de capacidades nominais das bobinas e de seqüência de operação, principalmente no caso de apenas dois religadores em série, conforme figura (5.9).

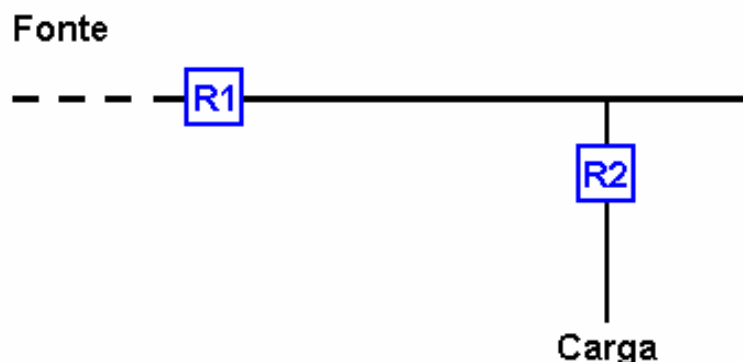


Figura 5.9 – Coordenação de Religadores com Bobinas e Seqüências de Operações Diferentes [4].

Nessas condições pode-se ter:

Religador R1: Bobina série de 100A, 1 rápida e 3 lentas (1A,3B);

Religador R2: Bobina série de 50A, 2 rápidas e 2 lentas (2A,2B);

5.5.3. Religadores com Controle Eletrônico

5.5.3.1 Critérios de Ajuste

Na coordenação de religadores dotados de controle eletrônico deve-se seguir os seguintes critérios de ajuste:

- a) Coordenar os equipamentos pelos níveis de disparo mínimo e seqüências de operação definidas para os religadores operados por bobinas série;
- b) Os tempos de rearme devem ser escolhidos de maneira que cada religador possa cumprir sua seqüência pré-determinada de operações, quaisquer que sejam as correntes de falta. Além disso, o tempo de rearme do religador de retaguarda deve ser maior que o religador protetor. No caso de religador equipado com acessório de disparo de terra, o tempo de abertura de suas curvas e números de ajustes de disparo devem ser utilizadas para o cálculo do intervalo de rearme;
- c) Deve-se escolher a corrente mínima de disparo do religador de retaguarda igual ou maior que o religador protetor;

- d) Os intervalos de rearme devem ser coordenados com a seqüência de operação de cada religador eletrônico, de maneira a impedir rearme durante a seqüência de operações com corrente mínima de disparo. O tempo de rearme pode ser calculado pela expressão:

$$\text{TEMPO DE REARME} = 1.1 \times \text{tempo total de todas as operações de abertura} + 1.15 \times \text{total de intervalos de religamento.}$$

5.6 Coordenação entre Relé e Religador

5.6.1 Considerações Gerais

Seguindo o ajuste desses dois equipamentos recomendados nos capítulo 4, deve-se obedecer aos seguintes procedimentos:

- A corrente mínima de disparo do religador deve ser menor que a corrente mínima de disparo do relé;
- Em todas as correntes de defeito na zona de proteção do religador, o tempo de operação do religador nas curvas temporizadas devem ser menores que o tempo de operação do relé nas suas curvas temporizadas;

Tipo	Tempo de Religamento [s]
H	1
4H, V4H, 6H, V6H	1.5
KF, KFE, KFVE	2
VW, VWV, RV	2
R, RX, W	2

Tabela 5.11 – Tempos de Religamento de Religadores.

Tipo	Tempo de Rearme[s] Curva 100%
AK (BBC)	0.03 a 0.07
ICM (BBC)	9.8
CO-8 (WESTINGHOUSE)	60
RIDI (ASEA)	Instantâneo
IAC (GE)	10

Tabela 5.12 – Tempos de Rearme de Relés.

As tabelas (5.11) e (5.12) mostram os tempos de religamento e rearme para alguns tipos e modelos de religadores usualmente utilizados em sistemas de distribuição.

Para qualquer ajuste de coordenação, a corrente de disparo de fase do religador deve ser superior a corrente de energização do trecho a ser protegido.

$$I_{FASE} \geq I_{Energ}$$

A corrente de energização depende da carga predominante no alimentador ou ramal:

Carga predominantemente residencial: $I_{Energ} = 2$ a 4 vezes a corrente máxima de carga.

Carga predominantemente rural: $I_{Energ} = 4$ a 6 vezes a corrente máxima de carga.

Carga predominantemente industrial: $I_{Energ} = 6$ a 8 vezes a corrente máxima de carga.

5.7 Coordenação entre Relé e Elo-Fusível

5.7.1 Relés de Sobrecorrente do Disjuntor da Subestação

A proteção dos disjuntores das subestações de distribuição é normalmente realizada através de relés de sobrecorrente de fase e neutro, ambos com unidades temporizadas e instantâneas. Os critérios definidos a seguir são válidos para disjuntores e religadores do tipo PRM que são comandados por relés [3].

Os ajustes nas unidades instantâneas e temporizadas do relé de sobrecorrente a serem implementados devem considerar o tipo de equipamento que é utilizado a jusante do disjuntor-relé.

Essas unidades podem ser ajustadas segundo dois modelos:

- MODELO 1 : As unidades temporizadas e instantâneas cobrindo toda a zona para qual o disjuntor é proteção de retaguarda, ou seja, até o ponto C da figura (5.10).
- MODELO 2 : A unidade temporizada cobrindo a zona para a qual o disjuntor é proteção de retaguarda (até o ponto C da figura 5.10) e a unidade instantânea cobrindo somente a zona na qual o disjuntor é proteção primária (até o ponto B da figura 5.10).

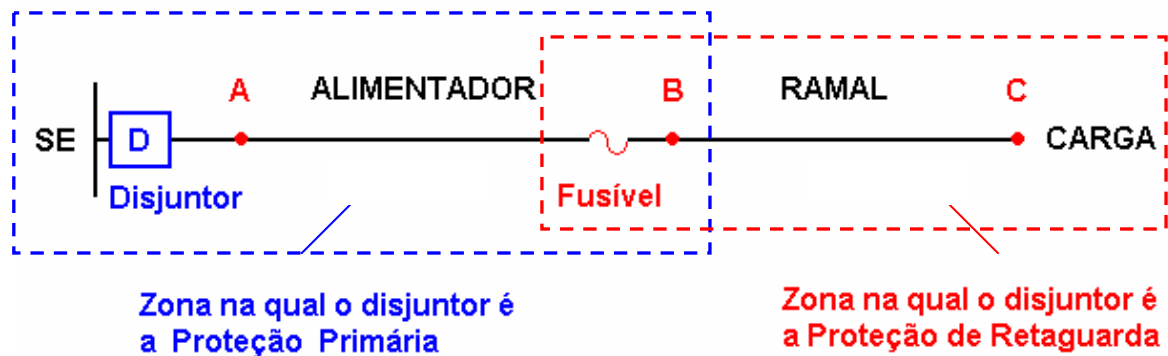


Figura 5.10 - Zonas de Proteção de um Alimentador

5.7.2 MODELO 1

Nesse modelo, as unidades temporizadas e instantâneas dos relés cobrem até o ponto C (Zona 2), como mostra a figura (5.11). É normalmente adotado para alimentadores rurais, sendo indispensável a utilização do relé de religamento no disjuntor com bloqueio da unidade instantânea durante as religações.

Esse modelo de ajuste permite coordenar os relés da subestação com os elos fusíveis instalados em pontos situados dentro da zona de proteção na qual o disjuntor é proteção de retaguarda.

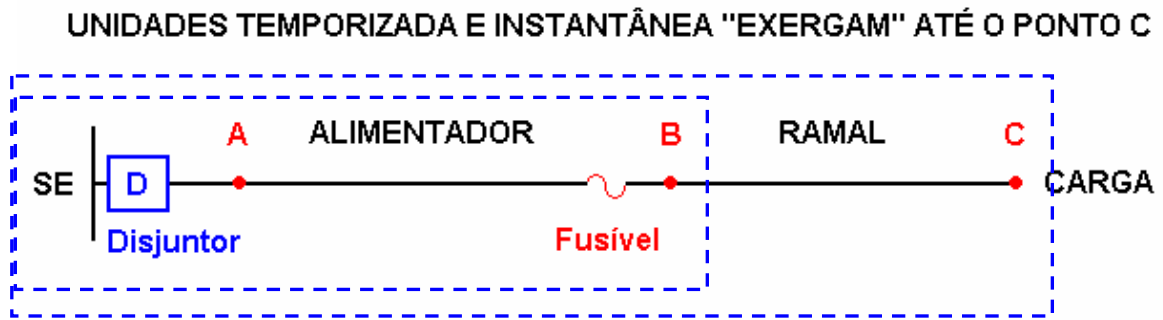


Figura 5.11 - Zonas de Proteção para o Modelo 1.

Para defeitos no trecho BC, a unidade instantânea atua desligando o disjuntor antes de fundir o elo fusível; em seguida, o disjuntor rearma acionado pelo relé de religamento, sendo que nesse período a unidade instantânea do relé de sobrecorrente fica bloqueada.

Caso o defeito desapareça (falha transitória), a alimentação é restabelecida, entretanto, se o defeito persistir (falha permanente), o relé de sobrecorrente opera na unidade temporizada, a qual possui tempos de operação superiores aos tempos de fusão do elo, portanto, ocorre a abertura da chave fusível, isolando assim o trecho BC.

5.7.2.1 Ajuste dos Relés de Sobrecorrente

A) Ajuste da Unidade Temporizada

Para que a unidade temporizada não atue para a corrente de carga e seja sensível aos defeitos até o ponto C da figura (5.11), são necessários os seguintes ajustes:

A1) Relé de Fase

A derivação (*tap*) da unidade temporizada ou a corrente de partida (*pick-up*) de fase deve ser superior a 150% da máxima corrente de carga no ponto A e inferior a mínima corrente de curto-circuito fase-fase ($I_{cc\phi\phi}$) na Zona 2 (no ponto C).

$$150 \% I_{\text{carga(máx)}} \text{ no ponto A} < I_{\text{partida (fase)}} < I_{\text{cc}\phi\phi(\text{min}) \text{ na Zona 2}} \\ (I_{\text{cc}\phi\phi} \text{ no ponto C})$$

O ajuste de tempo deve permitir seletividade do lado da fonte (na subestação) e do lado da carga (com os elos fusíveis).

A seletividade está assegurada quando os ajustes de corrente e tempo da unidade instantânea forem tais que:

- Seja considerada uma diferença mínima de 0,4 segundos entre as curvas características de tempo e corrente dos relés do disjuntor geral da subestação e do disjuntor na saída de cada alimentador.
- A curva característica de tempo x corrente do relé de fase esteja no mínimo 0,2 segundos acima da curva de máximo tempo de interrupção do elo fusível para a corrente de curto-circuito do ponto de coordenação.

A2) Relé de Neutro

A corrente de partida (*pick-up*) de neutro deve ser superior a 200% da máxima corrente de desequilíbrio de fase para o neutro no ponto A e inferior a mínima corrente de curto-circuito fase-terra ($I_{\text{cc}\phi}$) na Zona 2 (no ponto C).

$$200 \% I_{\text{fase-neutro(máx)}} \text{ no ponto A} < I_{\text{partida (neutro)}} < I_{\text{cc}\phi(\text{min}) \text{ na Zona 2}} \\ (I_{\text{cc}\phi} \text{ no ponto C})$$

Sendo que o ajuste de tempo deve permitir seletividade do lado da fonte (na subestação) e do lado da carga (com os elos fusíveis).

B) Ajuste da Unidade Instantânea

B1) Relé de Fase

A corrente instantânea de fase deve ser superior a 200% da máxima corrente de carga no ponto A e inferior a mínima corrente de curto-circuito fase-fase ($I_{\text{cc}\phi\phi}$) na Zona 2 (no ponto C).

$$200 \% I_{\text{carga(máx)}} \text{ no ponto A} < I_{\text{instantânea (fase)}} < I_{\text{cc}\phi\phi(\text{min}) \text{ na Zona 2}}$$

$$(I_{\text{cc}\phi \text{ no ponto C}})$$

Deve-se lembrar que a unidade instantânea é sensível a componente DC existente nas correntes de curto-circuito. Assim sendo, deve-se considerar a assimetria da corrente para o ajuste dessas unidades.

B2) Relé de Neutro

A corrente instantânea de neutro deve ser superior a 200% da máxima corrente de desequilíbrio de fase para o neutro no ponto A e inferior a mínima corrente de curto-circuito fase-terra ($I_{\text{cc}\phi}$) na Zona 2 (no ponto C).

$$200 \% I_{\text{carga(máx)}} \text{ no ponto A} < I_{\text{instantânea (neutro)}} < I_{\text{cc}\phi\phi(\text{min}) \text{ na Zona 2}}$$

$$(I_{\text{cc}\phi \text{ no ponto C}})$$

5.7.3 MODELO 2

Para esse modelo, as unidades temporizadas cobrem até o ponto C, zona para qual o disjuntor é proteção de retaguarda, enquanto que as unidades instantâneas cobrem a Zona 1 (até o ponto B), para qual o disjuntor é a proteção primária, como mostra a figura (5.12). É normalmente adotado para alimentadores urbanos e trifásicos.

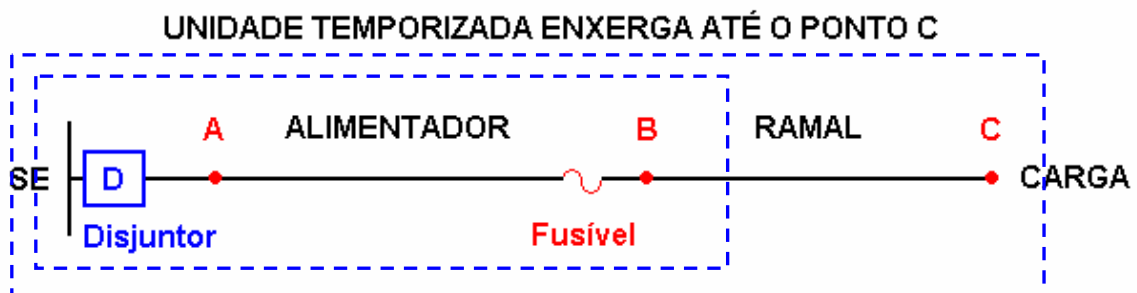


Figura 5.12 – Zonas de Proteção para o Modelo 2.

5.7.3.1 Ajuste dos Relés de Sobrecorrente

A) Ajuste da Unidade Temporizada

A1) Relé de Fase

O ajuste da derivação da unidade temporizada ou corrente de partida de fase é análogo ao do modelo 1.

$$150 \% I_{\text{carga(máx)}} \text{ no ponto A} < I_{\text{partida (fase)}} < I_{\text{cc}\phi\phi(\text{min}) \text{ na Zona 2}}$$

$$(I_{\text{cc}\phi\phi} \text{ no ponto C})$$

A2) Relé de Neutro

A corrente de partida de neutro deve ser superior a 20% da máxima corrente de carga e inferior a mínima corrente de curto-circuito fase-terra ($I_{\text{cc}\phi}$) no ponto C.

$$20 \% I_{\text{carga(máx)}} < I_{\text{partida (neutro)}} < I_{\text{cc}\phi} (\text{min}) \text{ no ponto C}$$

Sendo que o ajuste de tempo deve permitir seletividade do lado da fonte (na subestação) e do lado da carga (com os elos fusíveis).

B) Ajuste da Unidade Instantânea

B1) Relé de Fase

A corrente instantânea de fase deve ser superior à máxima corrente assimétrica de curto-circuito trifásico ($I_{\text{cc}3\phi}$) no ponto B da figura (5.12).

$$I_{\text{instantânea (fase)}} > I_{\text{cc}3\phi} (\text{max}) \text{ no ponto B}$$

B2) Relé de Neutro

A corrente instantânea de neutro deve ser superior à máxima corrente assimétrica de curto-circuito fase-terra ($I_{\text{cc}\phi}$) no ponto C da figura (5.12).

$$I_{\text{instantânea (neutro)}} > I_{\text{cc}\phi} (\text{max}) \text{ no ponto B}$$

OBS.: Em ambos os modelos, a corrente instantânea de fase deve ser superior a corrente de energização do alimentador, cuja o valor depende do tipo de carga predominante: residencial, rural ou industrial.

$$I_{ins\ tan\ t\hat{a}nea(fase)} \geq I_{Energ}$$

5.8 Coordenação entre Religador e Seccionalizadora

5.8.1 Considerações Gerais

A chave seccionalizadora é o equipamento de proteção mais apropriado para a coordenação com o religador, uma vez que a coordenação existe para toda a faixa de correntes de falta existente, o que não ocorre com o elo fusível. Como as seccionalizadoras não atuam segundo curvas de tempo-corrente, sua coordenação com o religador de retaguarda é assegurada apenas pela coerência entre a corrente nominal do religador e a corrente nominal da chave seccionalizadora.

5.8.2 Critérios de Ajuste

Para que haja coordenação entre religadores e seccionalizadoras devem ser obedecidos os seguintes critérios:

- a) O religador deve ser sensível às correntes mínimas de falta na zona de atuação da seccionalizadora e este também deve estar dotado de sensibilização para estas correntes;
- b) Seccionalizadoras com disparo de terra (trifásicas) exigem emprego de religadores também dotados desses dispositivos;
- c) Seccionalizadoras trifásicas exigem religadores trifásicos com abertura simultânea trifásica;
- d) O tempo de memória da seccionalizadora deve exceder o TAT (tempo acumulado total) do religador;

- e) O número de contagens da seccionalizadora deve ser inferior ao número de aberturas para desarme do religador (normalmente é utilizado uma contagem a menos);
- f) A corrente de mínima de atuação da seccionalizadora deve ser, no máximo, 80% da corrente de disparo do religador. Em seccionalizadoras sem dispositivos de sensibilização para defeitos a terra, utilizadas com religadores que têm este acessório, pode-se utilizar correntes menores para atuação da seccionalizadora.

5.8.3 Seccionalizadora com Controle Hidráulico

A corrente mínima de atuação das chaves seccionalizadoras com controle hidráulico é 160% da capacidade de sua bobina.

Apesar das seccionalizadoras não operarem segundo curvas de tempo-corrente, o tempo de memória da seccionalizadora deve ser considerado na coordenação religador-seccionalizadora. As seccionalizadoras com controle hidráulico não fornecem alternativas quanto ao tempo de memória, tendo em vista que este tempo depende do rearme do circuito de contagem hidráulico, em torno de 1 a 1 e meio minuto por contagem.

5.8.4 Seccionalizadora com Controle Eletrônico

Ao contrário das chaves seccionalizadoras com controle hidráulico, as eletrônicas podem ter tempos de memória de 30, 45 e 90 segundos, aumentando assim suas possibilidades de coordenação.

Para coordenação de um religador com uma seccionalizadora eletrônica, é necessário que os critérios de ajustes desse tipo de coordenação seja cumpridos.

Quando a corrente de energização (*inrush*) do circuito protegido ultrapassar a corrente de atuação da seccionalizadora, deve-se utilizar o acessório restritor de corrente de *inrush* para solucionar esse problema [3].

5.8.5 Critérios de Coordenação Religador–Seccionalizadora–Elo-Fusível

A figura (5.13) mostra um circuito protegido por um religador, uma seccionalizadora e um elo–fusível coordenados entre si.

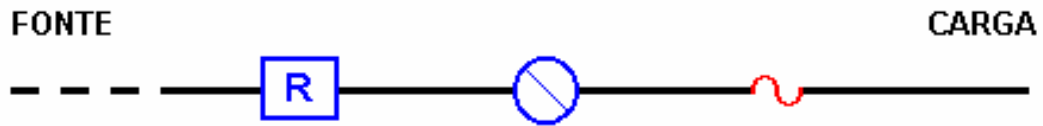


Figura 5.13 – Coordenação Religador-Seccionalizadora-Elo Fusível [5].

Neste caso, além das condições comentadas para coordenação entre religador-elo e religador-seccionalizadora, existem algumas outras observações importantes para que exista uma "certa" garantia de coordenação entre os equipamentos. Isto é, uma falta permanente a jusante do elo deve ser isolada pela chave fusível antes que o seccionalizador conte todas as suas operações para isolamento do circuito. Para isto, em seccionalizadoras não equipadas com acessório restritor por tensão, é necessário que o religador esteja ajustado para uma abertura na curva "*rápida*" e três aberturas na curva "*lenta*".

A figura (5.14) ilustra a situação onde o religador da figura (5.13) é ajustado para uma operação "*rápida*" e três "*lentas*", e a seccionalizadora ajustada para operar após efetuar três contagens do religador. Neste caso observa-se que o elo funde antes que a seccionalizadora efetue a sua última contagem para abertura definitiva, ocorrendo então a coordenação com garantia de seletividade.

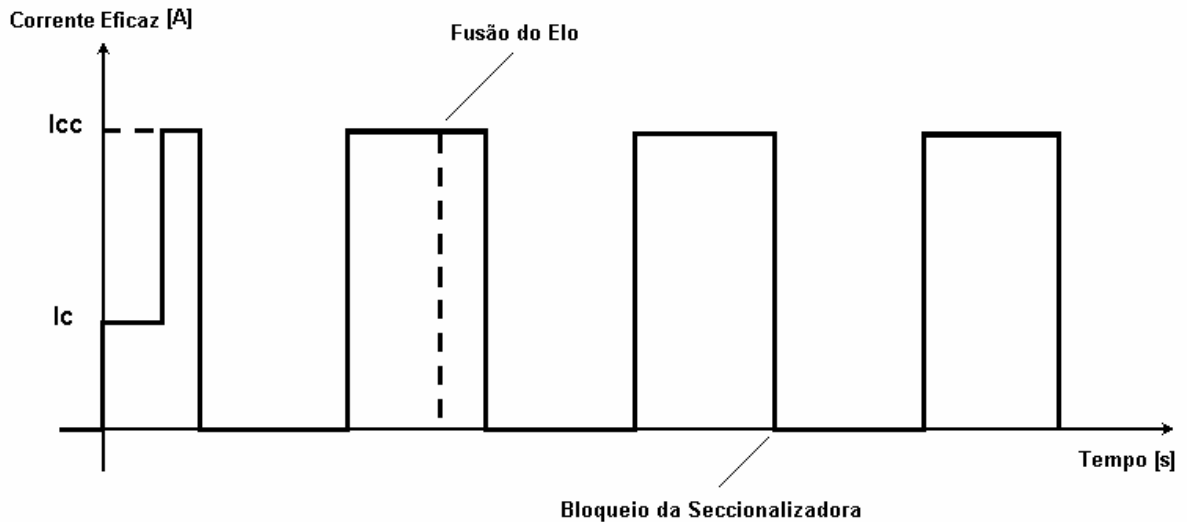


Figura 5.14 – Atuações do Elo e da Seccionalizadora para um Religador Ajustado para Uma Operação Rápida e Três Operações Lentas [3].

A figura (5.15) ilustra uma outra situação, onde o religador está ajustado para duas operações “rápidas” e duas operações “lentas”.

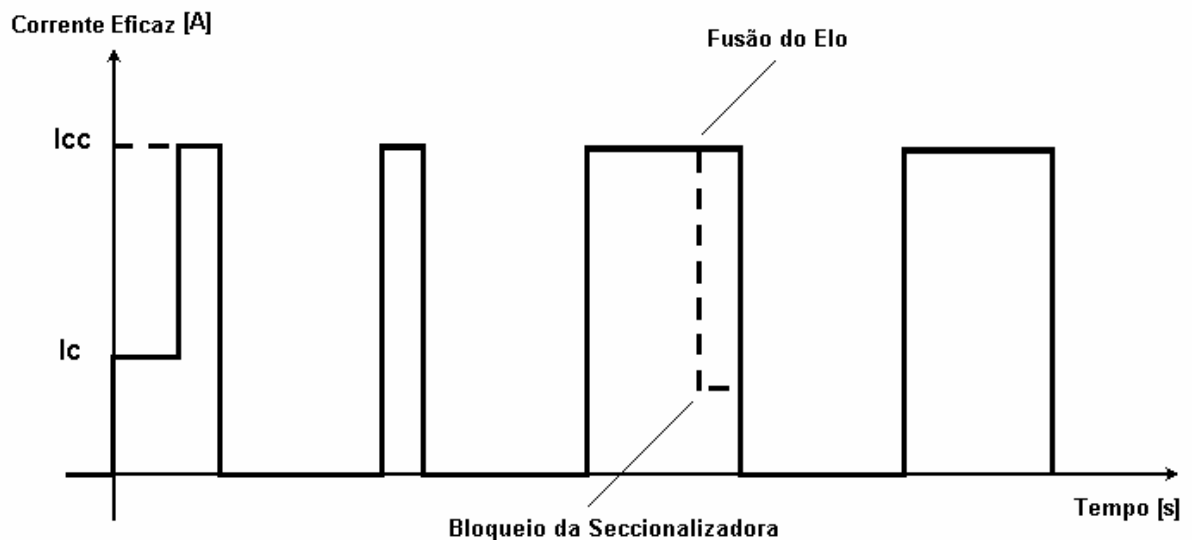


Figura 5.15 – Atuações do Elo e da Seccionalizadora para um Religador Ajustado para Duas Operações Rápidas e Duas Operações Lentas[3].

Nesse caso, em virtude da alta probabilidade do elo não se romper nas duas operações rápidas do religador, há o bloqueio da seccionalizadora mesmo com a atuação do elo, pois a corrente pode ter seu valor reduzido drasticamente com a remoção do curto e, deste modo, a seccionalizadora pode "enxergar" esta operação como uma atuação do religador. A alternativa para contornar essa

possibilidade com a utilização de duas “rápidas” e duas “lentas” no religador é equipar a seccionalizadora com um acessório que restrinja sua operação no restabelecimento da tensão, que retornou aos seus níveis normais (acessório restritor de tensão) evitando que a seccionalizadora atue também.

Nesta última situação, a seccionalizadora opera apenas quando a corrente é anulada, ou seja, no zero de corrente eficaz logo após o instante de fusão do elo, como mostra a figura (5.15).

A figura (5.16) mostra um sistema típico de distribuição com religadores com ajuste (2A,2B) e chaves seccionalizadoras ajustadas para três e duas aberturas do religador com os quais estão coordenadas.

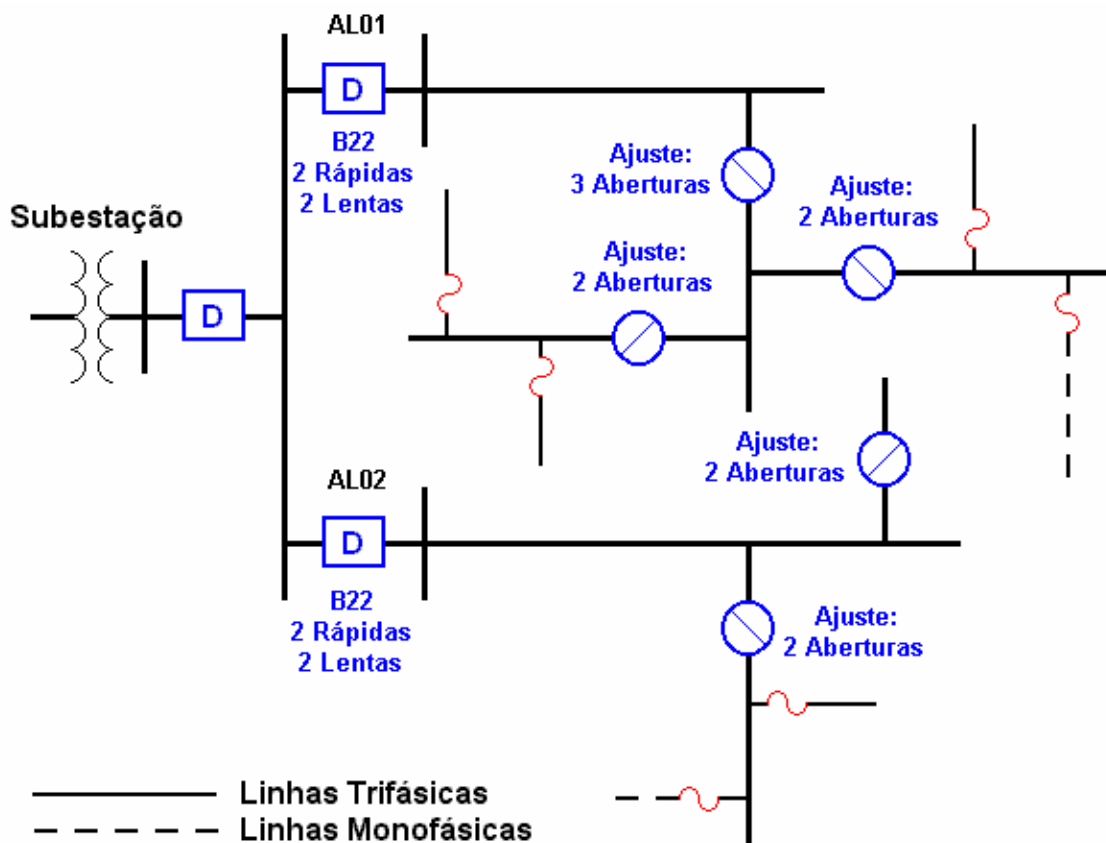


Figura 5.16 – Sistema de Distribuição com Religadores e Chaves Seccionalizadoras.

Capítulo 6

Aplicações Práticas

6.1 Introdução

Para consolidar as informações e critérios de coordenação e seletividade de dispositivos de proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição apresentados nos capítulos anteriores, são apresentados neste capítulo alguns exemplos e aplicações práticas de estudos de proteção, com muitas considerações e limitações importantes, assim como os benefícios de uma abordagem metódica e estruturada.

6.2 Estudo N°1

Neste projeto [9] são especificados os dispositivos de proteção (religador, elos) e o ajuste do relé de sobrecorrente, sendo fornecidos os níveis de curto-circuito e as correntes de carga de diferentes pontos do sistema de distribuição mostrado na figura (6.1).

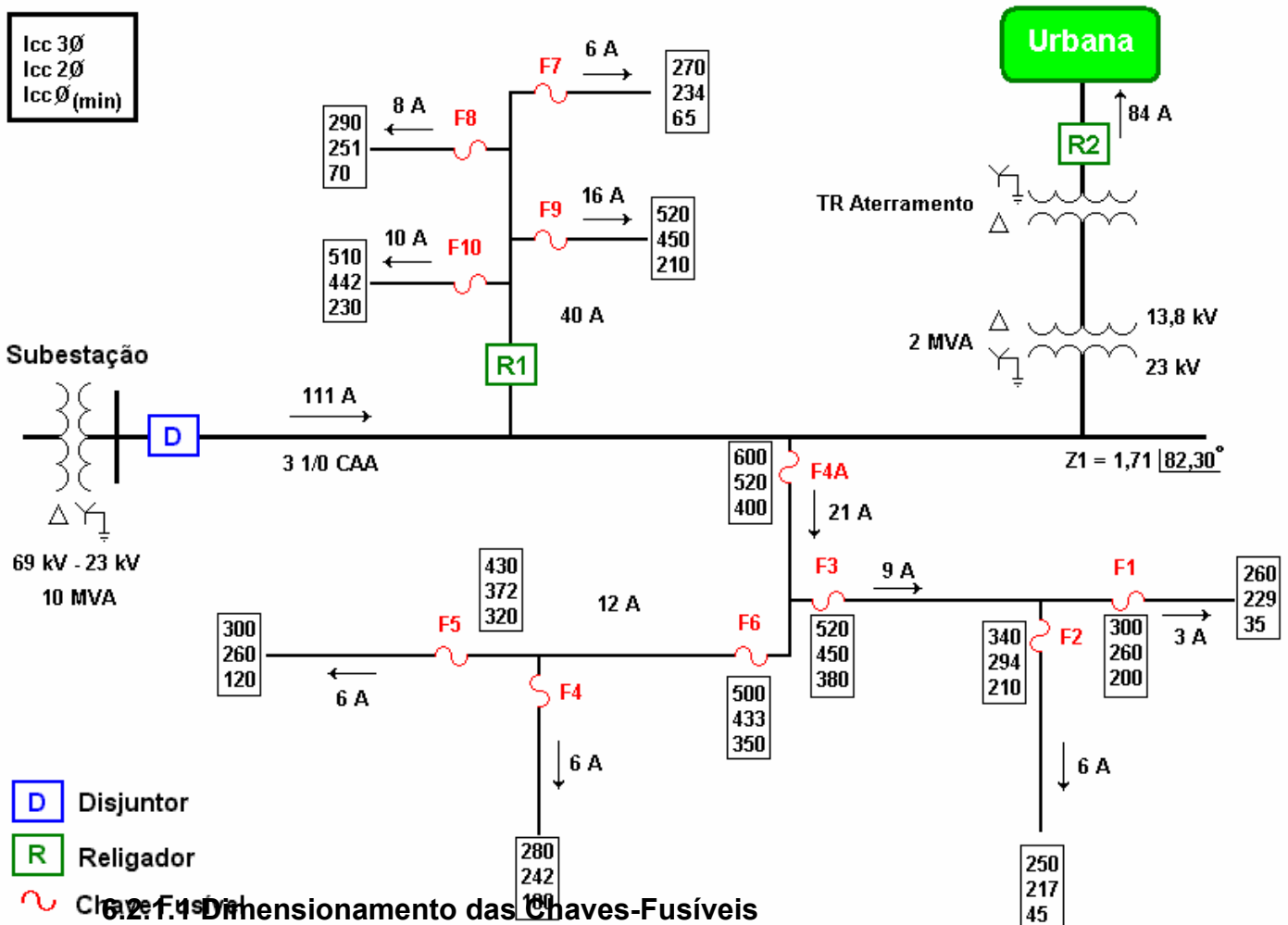
Este projeto é estimado para 5 anos com crescimento anual médio da carga de 3,2%.

Pode-se assim calcular um fator multiplicador K dado pela expressão (4.4) apresentada no capítulo 4:

$$K = \left(1 + \frac{\Delta C\%}{100}\right)^n = \left(1 + \frac{3,2}{100}\right)^5 = 1,17$$

6.2.1 Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção

Considerando o curto-circuito fase-terra mínimo como uns dos curtos-circuitos mais comuns em circuitos elétricos, esse valor é utilizado como base nesse estudo. Em caso de faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas (máximas) podem ocorrer descoordenações, considerando que os valores desses curtos-circuitos são mais elevados.



6.2.1.2 Dimensionamento dos Elos-Fusíveis

Fusível F1

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 35 A, para o qual, o único elo recomendado é o elo de 6K.

$$3 \times 1,17 \leq Elo1 \leq 0,25 \times 35$$

ELO 1 = 6K

OBS.: Pode-se optar por este elo ou deixar o ramal desprotegido.

Fusível F2

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 45 A, para o qual pode-se utilizar o elo 6K ou 10K.

Considerando o crescimento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$6 \times 1,17 \leq Elo2 \leq 0,25 \times 45$$

ELO 2 = 10 K

A opção do elo de 10 K é recomendada pelo fato desse ser mais reforçado, o que é uma vantagem contra os efeitos de descargas atmosféricas.

Fusível F3

O fusível 3 deve ser simultaneamente seletivo com os elos 1 e 2, até o ponto de instalação destes elos, ou seja:

$$9 \times 1,17 \leq Elo3 \leq 0,25 \times 200$$

Recomenda-se neste caso o elo 15 K, que é seletivo com os elos 6K e 10K até respectivamente 510 A e 300 A. Como estes limites de seletividade são superiores aos valores de curto-circuito mínimo no ponto de instalação dos elos 1 e 2. Então:

ELO 3 = 15 K

O limite de seletividade é o maior dos valores de curto-circuito fase-terra (mínimo) entre os elos 1 e 2.

Fusível F4

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 100 A. O elo a ser escolhido nesse caso pode ser o elo 6 K , 10 K, 15 K ou 25 K.

Considerando o crescimento de carga previsto (3,2%), tem-se que:

$$6 \times 1,17 \leq Elo4 \leq 0,25 \times 100$$

ELO 4 = 10 K

Fusível F5

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 120 A. Pode-se escolher nesse caso o elo 6 K , 10 K, 15 K ou 25 K.

Considerando o crescimento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$6 \times 1,17 \leq Elo5 \leq 0,25 \times 120$$

ELO 5 = 10 K

Fusível F6

Este elo-fusível deve ser simultaneamente seletivo com os elos F4 e F5, até o ponto de instalação destes elos. Assim:

$$12 \times 1,17 \leq Elo6 \leq 0,25 \times 320$$

Para esta condição, o elo F6 deve ser igual ou superior a 25K.

O elo 25 K é seletivo com o elo 10 K até 840 A.

ELO 6 = 25 K

Fusível F4A

O fusível F4A deve ser seletivo com os elos 3 e 6 até o ponto de instalação destes elos.

$$21 \times 1,17 \leq Elo4A \leq 0,25 \times 350$$

Com esta condição, o elo 4A deve ser igual ou superior a 25K.

Os elos a jusante são os elos 3 (15 K) e 6 (25 K) e curto-circuito mínimo é de 380 A no ponto de instalação do elo 3.

Como a seletividade entre os elos 40 K e 15 K é limitada a 1340 A, enquanto que entre os elos 40K e 25K é limitado a 660 A, pode-se adotar um elo de 40 K, uma vez que satisfaz a condição do projeto, embora a corrente no ponto de instalação seja de apenas 21 A.

$$ELO 4A = 40 K$$

Fusível F7

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 60 A. Pode-se escolher nesse caso o elos 6 K , 10 K, ou 15 K.

Considerando o crescimento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$6 \times 1,17 \leq Elo7 \leq 0,25 \times 65$$

Pode-se adotar o elo 10 K ou 15 K.

Verificando a coordenação com o religador tipo RV com bobina-série de 50 A, bobina de disparo de terra (GTS – *Ground Trip Solenoid*) de 63,5 A, o valor de curto-circuito fase-terra mínimo e a segurança, tem-se então que:

$$ELO 7 = 10 K$$

Fusível F8

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 70 A. Pode-se escolher nesse caso o elo 6 K , 10 K ou 15 K.

Considerando o crescimento de carga previsto (3,2%), tem-se que:

$$8 \times 1,17 \leq \text{Elo8} \leq 0,25 \times 70$$

Com esta condição o elo 8 fica limitado a 10 K e 15 K.

Verificando a coordenação com o religador tipo RV com bobina-série de 50 A, bobina de disparo de terra de 63,5 A, o valor de curto-circuito fase-terra mínimo e a segurança, tem-se então que:

$$\text{ELO 8} = 10 \text{ K}$$

Fusível F9

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 210 A. Pode-se escolher nesse caso o elo 6 K , 10 K, 15 K, 25 K ou 40 K.

Considerando o crescimento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$16 \times 1,17 \leq \text{Elo9} \leq 0,25 \times 210$$

Com esta condição o elo 9 fica limitado a 15K (se considerar 150% de sobrecarga), 25 K e 40 K.

Verificando a coordenação com o religador tipo RV com bobina série de 50 A, GTS 63,5 A, o valor de curto-circuito fase-terra mínimo e a segurança, pode-se optar entre o elo 15 K e o elo 25 K. Porém, deve-se observar que o elo 25 K não garante 0,2 segundos de afastamento em relação a corrente de atuação da bobina série do religador, não havendo coordenação também o relé de neutro. Assim, tem-se que:

$$\text{ELO 9} = 15 \text{ K}$$

Fusível F10

O curto-circuito mínimo (fase-terra mínimo) no final desse trecho é de 230 A. Pode-se escolher nesse caso o elo 6 K , 10 K, 15 K ou 40 K.

Considerando o crescimento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$10 \times 1,17 \leq \text{Elo}10 \leq 0,25 \times 230$$

Com esta condição o elo 10 fica limitado a 10 K (se considerar 150% de sobrecarga), 15 K, 25K e 40 K.

Verificando a coordenação com o religador tipo RV com bobina série de 50 A, bobina de disparo de terra de 63,5 A, e o valor de curto-circuito fase-terra mínimo, deve-se optar pelo elo de 15 K considerando que para curtos-circuitos inferiores a 140 A, não há coordenação entre o elo 25 K e o relé de neutro.

$$\text{ELO } 10 = 15 \text{ K}$$

6.2.1.3 Dimensionamento dos Religadores

Considerando que a classe de tensão no alimentador é de 24,2 kV, pode-se utilizar um religador tipo RV, cuja classe de tensão é de 34,5 kV.

Religador R1

A corrente de carga atual no ponto de instalação do religador é de 40 A, considerando um aumento de carga de 3,2%, tem-se que:

$$I_{\text{futuro}} = 40 \times 1,17 = 46,8 \text{ A}$$

Para essa corrente, pode-se utilizar um religador com bobina-série de 50 A, bobina de disparo de terra de 63,5 A e TC com relação de 100/5, e cuja capacidade de interrupção é de 6 kA, superior a todos os curtos-circuitos no ponto de instalação. A seqüência de operação sugerida neste caso tanto para fase (GS) quanto disparo de terra (GTS) é a seqüência (2A,2B = duas operações na curva rápida A e duas na curva temporizada B).

Religador R2

Este religador tem a finalidade de proteger o transformador de rede (abaixador) e como será instalado no lado de 13,8 kV, deve-se escolher um religador com classe de tensão compatível com esta tensão.

Como a corrente de carga atual no ponto de instalação do religador é de 84 A, para este valor pode-se descartar o religador tipo 6H, que não possui disparo de terra e cuja bobina-série é muito elevada (100 A) para esse nível de curto-circuito, possibilitando a perda de sensibilidade e seletividade.

O religador a ser escolhido neste caso deve ser o religador tipo KF, com bobina série de 100 A, disparo eletrônico de 20 A (permitindo sensibilidade), com seqüência de operação (1A,2B = uma operação na curva rápida A e duas na curva temporizada B) tanto para a bobina-série (GS) como para bobina de terra (GTS).

As curvas de disparo de terra são as curvas 1 e 4 mostradas na figura (7.2).

6.2.1.4 Dimensionamento dos Relés de Sobrecorrente

1) Escolha do TC

A demanda atual do alimentador é de 111 A enquanto que a demanda futura prevista é de 130 A ($111 \times 1,17 = 130$).

O TC deve ser especificado de forma que a corrente nominal do primário seja compatível com a demanda atual e prevista e possa suportar uma corrente de curto-circuito 20 vezes superior ao nível de curto-circuito do alimentador.

TC (escolhido) = 200/5 (RTC do transformador de corrente).

2) Escolha do Relé

Pode-se adotar diferentes relés, como por exemplo, o relé IACE normalmente inverso (NI).

3) Ajuste de Fase

Como o TC escolhido é o 200/5, a relação 40 e a demanda 111 A, pode-se escolher a derivação (tap) 5 permitindo assim eventuais manobras e proteção do transformador e do condutor troncal utilizado (3 1/0 CAA) cuja capacidade é de 220 A.

4) Ajuste de Neutro

O ajuste de neutro deve ser tal que o relé não fique demasiadamente sensível ou demasiadamente insensível, proporcionando segurança e confiabilidade, permitindo a coordenação com os dispositivos de proteção ao longo do alimentador e seletividade com os demais relés de neutro instalados à montante.

$$K_n \times I_n \leq RTC \times \text{Derivação} \leq I_{cc(\text{min})}$$

Onde:

K_n – Valor máximo de desequilíbrio permitido. Normalmente é adotado 20%.

I_n – Valor da máxima corrente do alimentador.

Neste caso, o curto-circuito mínimo ou limite térmico do condutor é de 100 ampères (os valores de 35 A e 45 A levaria a uma derivação muito baixa)

$$0,2 \times 111 \leq 40 \times \text{Derivação} \leq 100 A$$

Logo, a derivação escolhida é 1,5.

5) Escolha da Curva de Neutro

A escolha da curva de neutro deve permitir seletividade a montante (mínimo 0,4 segundo) e a jusante (mínimo 0,2 segundo).

Verificando o gráfico de coordenação mostrado na figura (7.2), pode-se adotar a curva de número 3, com essa curva é garantida a seletividade entre a bobina-série do religador e a curva do relé de neutro para correntes de curto-circuito superiores a 200 ampères, devendo ser verificado um afastamento de 0,2 segundos.

A seletividade entre o relé de neutro e o elo 15 K é obtida para $I_{cc} \geq 120 A$.

A seletividade entre o relé de neutro e o elo 25 K é obtida para $I_{cc} \geq 220 A$.

A seletividade com os elos 6 K e 10 K é integral.

A curva lenta do GTS (100/5, 63,5 A) por ser demasiadamente retardada perde a coordenação normalmente com relé de neutro para faltas permanentes.

6) Escolha da Curva de Fase

A escolha da curva de fase deve também permitir seletividade a montante (mínimo 0,4 segundo) e a jusante (mínimo 0,2 segundo).

Verificando o gráfico de coordenação mostrado na figura (6.2), pode-se adotar a curva de número 2, com essa curva é garantida a seletividade com a curva de fase do religador, os elos 6, 10, 15, 25 e 40 K para correntes de curtos-circuitos superiores 350 ampères, e o elo 65 K para correntes de curtos-circuitos superiores 650 ampères.

7) Escolha da Unidade Instantânea de Fase

Neste caso, devido a existência de uma aérea rural a partir da chave F4A, é recomendado o Modelo 1, no qual a unidade instantânea é a proteção de retaguarda nas zonas de proteção a jusante.

Assim, a unidade instantânea é proteção primária até o dispositivo de proteção F4A.

Neste caso, a corrente de curto-circuito bifásico é de 520 ampères e a relação entre esta falta e a $RTC(520/40)$ é 13. No entanto, como a corrente de energização deve ser de 4 a 6 vezes a corrente de carga deste alimentador (rural/urbano), ou seja, uma corrente de 444 a 666 ampères, deve-se adotar a maior relação $RTC(666/40) = 17$ para unidade instantânea de fase.

8) Escolha da Unidade Instantânea de Neutro

Da mesma forma que a unidade instantânea de fase, a unidade instantânea de neutro deve proteger até o dispositivo de proteção F4A, ou seja, até o elo 40 K. Neste caso, o curto-circuito fase-terra mínimo é 400 A e a relação entre esta falta e a $RTC (400/40) é 10$, deste modo, deve-se adotar esse valor no caso do relé ter uma unidade de neutro.

A figura (6.2) mostra o diagrama de coordenação elaborado para este estudo.

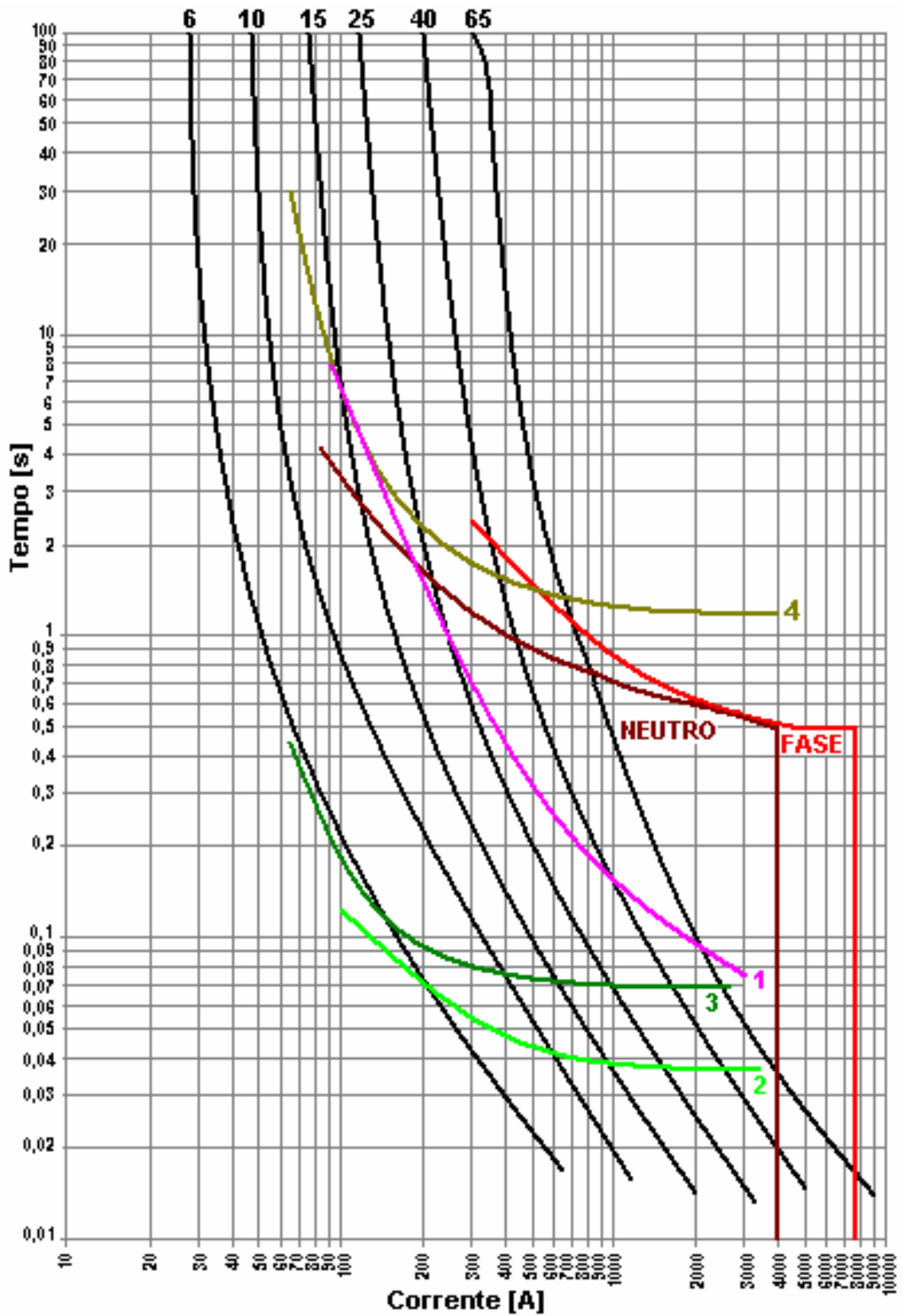


Figura 6.2 – Diagrama de Coordenação (Estudo 1).

6.3 Estudo N°2

A figura (6.3) mostra o diagrama unifilar de dois alimentadores de distribuição [4] onde se deseja instalar três chaves fusíveis (nos pontos A, B e C) e um religador (no ponto D), sendo conhecidas as extensões dos trechos e apenas as correntes máximas de carga e curto-circuito nos pontos de interesse do sistema (estudo simplificado).

6.3.1 Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção

As chaves fusíveis a serem instaladas nos pontos A, B e C devem ser especificadas segundo as regras:

Ponto A – Chave de 50 A e 15 kV, com capacidade de interrupção de 1250 A;

Ponto B – Chave de 50 A e 15 kV, com capacidade de interrupção de 1250 A;

Ponto C – Chave de 100 A e 15 kV, com capacidade de interrupção de 2000 A;

O religador a ser instalado no ponto D deve ser trifásico (tipo 6H, por exemplo), com bobina-série de 50 A, capacidade de interrupção de 2000 A e seqüência de operação (2A,2B = duas operações na curva rápida A e duas na curva temporizada B).

Os elos fusíveis devem ser dimensionados de acordo com os critérios da coordenação da proteção apresentados no capítulo 5 e no estudo anterior (com estudo completo).

6.3.2 Coordenação da Proteção

Inicialmente, o elo fusível a ser instalado no ponto A deve coordenar com o religador tipo R da subestação. De acordo com os critérios apresentados no capítulo 5, independente da carga, pode-se adotar um elo fusível 25K que coordena com o religador de 50 A da subestação na faixa de 100 a 460 A, sendo que para correntes de curto-circuito de 460 a 740 A não há coordenação, mas apenas seletividade, uma vez que o fusível deve isolar apenas o ramal defeituoso.

Pode-se recomendar também um elo de 20T cuja faixa de coordenação com o religador da subestação é mais ampla (de 100 a 700 A).

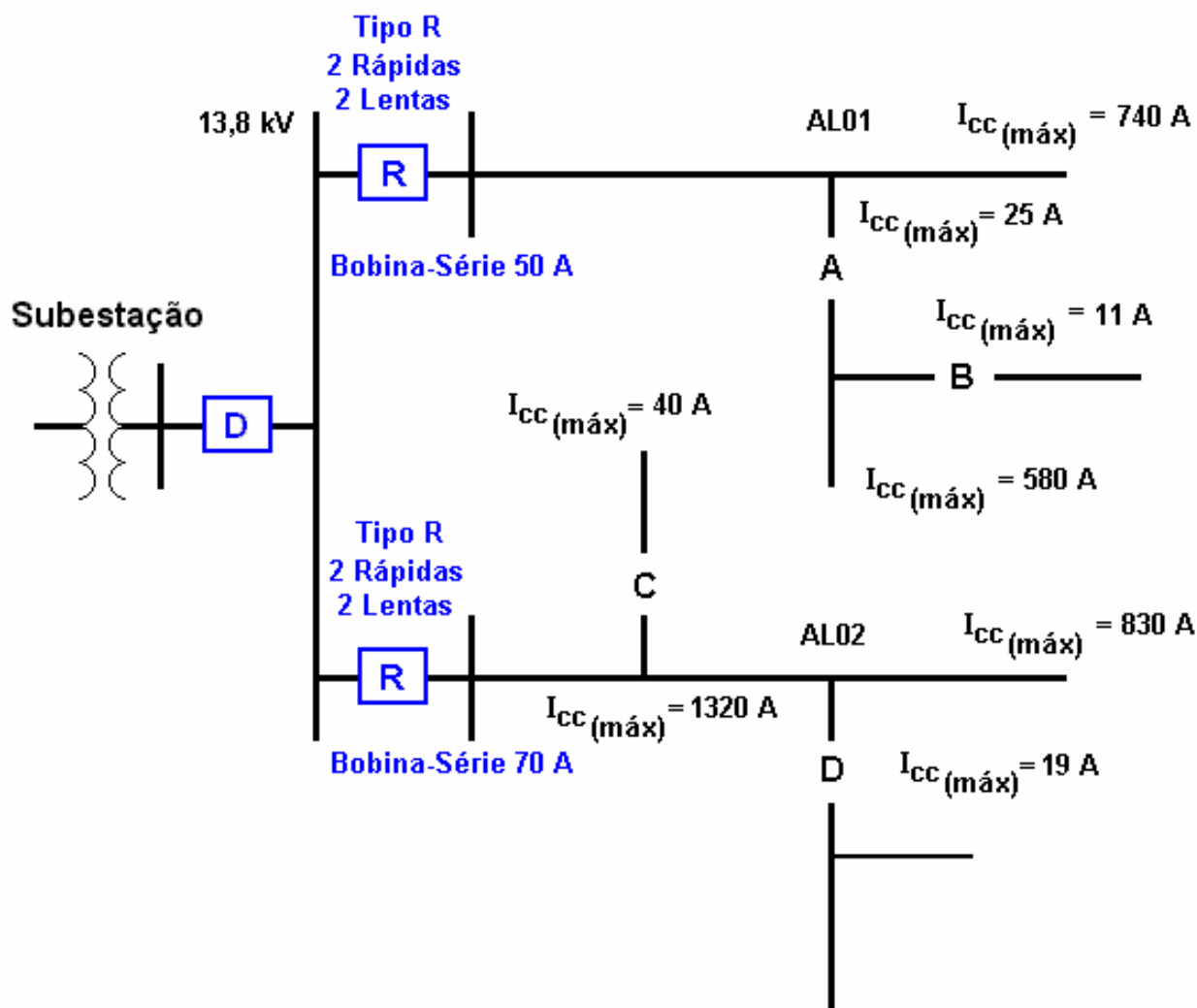


Figura 6.3 – Sistema de Distribuição (Estudo 2).

Com relação ao elo que deve ser instalado no ponto B, independente da corrente de carga, pode-se recomendar um elo de 25K ou 20T de modo a facilitar a coordenação com o religador da subestação.

Considerando que a corrente nominal da bobina-série do religador é de 70 A, o elo fusível a ser instalado no ponto C deve ser de 30K ou 25T, conforme apresentado no capítulo 5, sendo que o elo de 25T proporciona uma faixa mais ampla de coordenação (140 a 890 A).

Na instalação do religador de 50 A no ponto D deve-se considerar sua coordenação com o religador da subestação. Sendo que através das curvas de atuação (Figura 4.19) desses equipamentos pode-se observar que para uma corrente de curto-circuito máxima de 830 A, o religador de 50 A deve operar na sua curva temporizada B em aproximadamente 0,16 segundos, enquanto que o religador de 70 A atuaria em aproximadamente 0,26 segundos, não obedecendo assim à regra fundamental da coordenação entre religadores. Entretanto, se o religador de 70 A da subestação tiver a sua seqüência de operação alterada para (1A,3C = uma operação na curva rápida A e três na curva temporizada C), esse deve operar em aproximadamente 0,48 segundos, resolvendo assim esse problema ($0,48 - 0,16 \geq 0,20$ s).

Ao alterar a seqüência de operação do religador da subestação deve-se reconsiderar o elo fusível a ser instalado no ponto C. Nesse caso, recomenda-se um elo de 40K (faixa de 140 a 780 A) ou 30T (faixa de 140 a 1150 A) para coordenar com o religador da subestação, havendo assim uma ampliação da faixa de coordenação para ambos os elos.

Não contemplou-se neste estudo a coordenação entre os elos das chaves A e B.

A figura (6.4) mostra a faixa de coordenação entre as curvas de atuação do religador e do elo fusível.

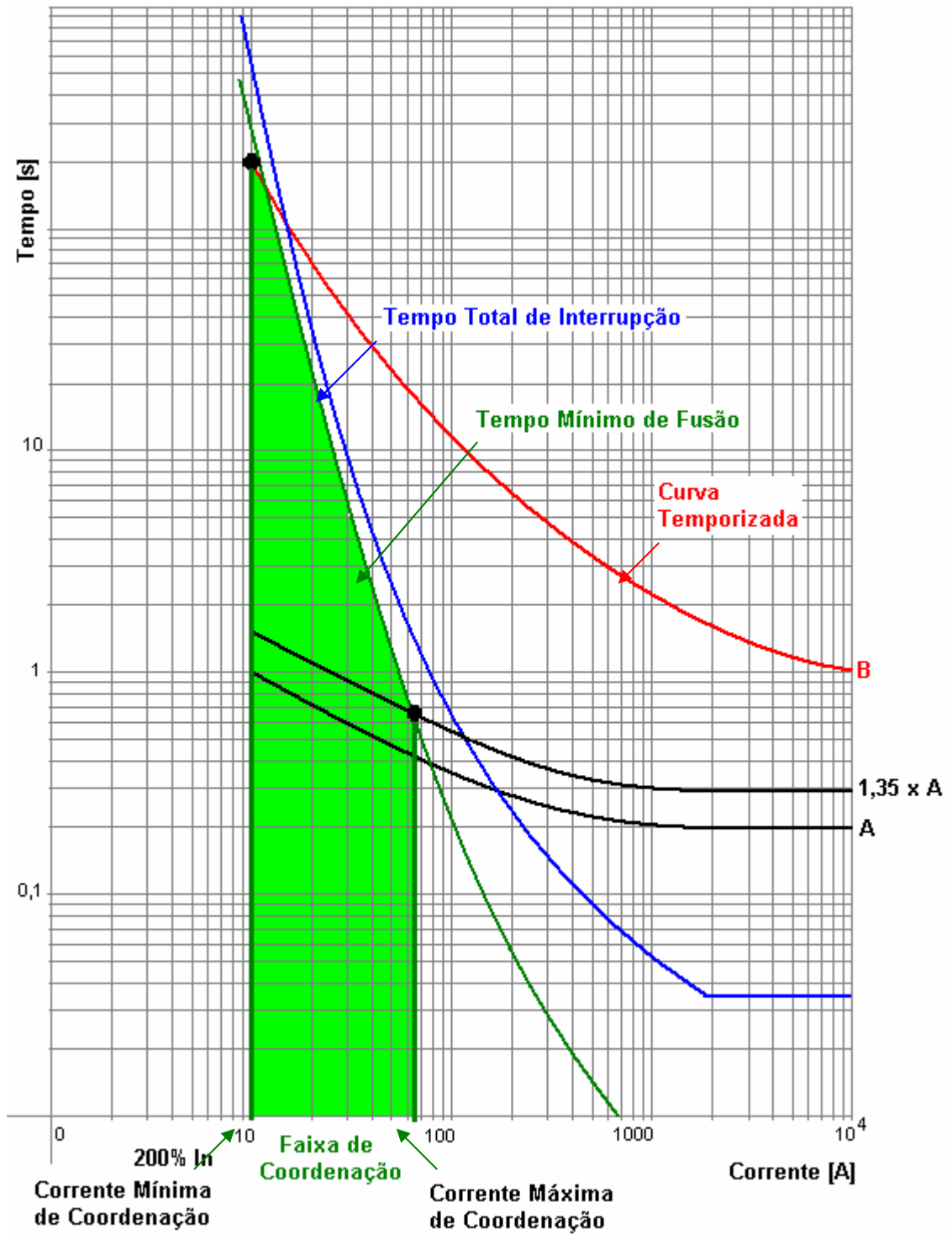


Figura 6.4 – Diagrama de Coordenação Reliador x Elo-Fusível.

Capítulo 7

Conclusões Finais

Para entender um pouco sobre proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição não basta apenas conhecer os critérios e condições importantes para o funcionamento apropriado deste tipo de sistema, cuja finalidade é garantir a segurança, confiabilidade e integridade dos equipamentos e do sistema de elétrico como um todo. É necessário compreender como funcionam os equipamentos e dispositivos de proteção e como são calculados os parâmetros que determinam e orientam o ajuste e seleção destes mesmos.

Neste intuito, foram reunidas e apresentadas nesta dissertação todas as informações consideradas como indispensáveis para avaliação de um sistema de proteção de sobrecorrente, desde o cálculo de parâmetros de linha e correntes de curto-circuito, funcionamento e características dos principais equipamentos utilizados até os principais critérios para seleção, aplicação e ajuste da seletividade e coordenação destes equipamentos e dispositivos, sendo apresentados também alguns exemplos hipotéticos da aplicação de alguns destes critérios. Todas essas informações podem auxiliar no treinamento técnico de profissionais e na elaboração de futuros trabalhos que contemplem proteção e sistemas de distribuição.

A maior parte das referências citadas e utilizadas neste trabalho são da década de 80, mas ainda muito utilizadas, pois desde então, poucos trabalhos foram escritos nesta área. Com a extinção do CODI – Comitê de Distribuição, cabe agora à ABRADE – Associação Brasileira de Distribuição a responsabilidade sobre novas publicações e recomendações técnicas.

Algumas das dificuldades encontradas na elaboração desta dissertação foram: definir as informações básicas indispensáveis, utilizar um vocabulário comum e prático e apresentar as regras mais importantes sobre a seletividade e coordenação de dispositivos de proteção, sendo que informações adicionais podem ser encontradas nos Anexos A e B e nas referências utilizadas para elaboração deste trabalho.

Referências

- [1] IEEE Tutorial Course, “Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers, and Fuses, 1982.
- [2] Amadeu C. Caminha, “Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos”, Escola Federal de Engenharia de Itajubá-EFEI, 1977, Editora Edgard Blücher Ltda.
- [3] Comitê de Distribuição, “Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição”, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Editora Campus Eletrobrás, Vol. 2, 1982.
- [4] José Marcio de Melo Costa, “Apostila de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica II”, Escola Federal de Engenharia de Itajubá-EFEI, 1986.
- [5] Curso de Treinamento da AES Sul, “Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição”, AES Sul, 2000.
- [6] Cláudio Ferreira, “Apostila de Análise de Sistemas Elétricos de Potência”, Universidade Federal de Engenharia de Itajubá-UNIFEI, 2002.
- [7] José Adolfo Cipoli, “Engenharia de Distribuição”, Editora Qualitymark, 1986
- [8] William H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis”, Universidade do Novo México, 2002.
- [9] Sergio Gieger, “Proteção de Sistemas de Distribuição”, Editora SAGRA, Porto Alegre-RS, 1988.

Normas Técnicas

- [10] Norma Brasileira NBR 6546 da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

[11] Norma Brasileira NBR 6856 da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

[12] Norma nacional americana (ANSI - American National Standards Institute) ANSI C37.60.

[13] Norma Brasileira NBR 8177 da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

[14] Norma nacional americana (ANSI - American National Standards Institute) ANSI C37.63.

[15] Norma internacional (IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers) IEEE C6211.

[16] Norma brasileira NBR 5359 de 1989 da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

[17] Norma brasileira ABNT PB-995 de 1990 da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

Artigos

[18] Fortescue C. L., “Method of Simmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks”, Trans A.I.E.E., 1918, Vol. 37, p 1027)

[19] John R. Carson, “Wave Propagation in Overhead Wires With Ground Return”, Bell System Technical Journal, Vol. 5, New York, 1926.

[20] Otavio H. S. Vicentini, Airton Violin, Manuel L. B. Martinez, Renato Oling, Hermes R. P. M. de Oliveira,” Analyze of Short Circuit in Secondary Lines of Distribution System“, SCC2002 –“10th International Symposium on Short Circuit Currents in Power System”, IEE, Lodz, Polônia, 27 a 29 de Outubro de 2002.

Anexo A

Principais Condutores Utilizados em Sistemas de Distribuição

As tabelas abaixo apresentam as principais características de alguns condutores utilizados em sistemas de distribuição.

N° AWG	[mm ²]	Formação (N° de Fios)	Peso Aproximado [g/m]	Capacidade em Ampères
6	13,30	1	118	100
4	21,15	1	188	130
3	26,70	3	242	170
2	33,66	7	305	200
1/0	53,48	7	485	260
2/0	67,43	7	611	300
4/0	107,20	7	972	400

Tabela 1 – “Condutores de Cobre Nu”(CC)[4].

N° AWG e MCM	[mm²]	Formação (N° de Fios)	Espessura da capa [mm]	Peso aproximado com a capa [g/m]	Capacidade em Ampères
10	5,26	1	0,3	50,4	47
8	8,36	1	0,4	80,2	75
6	13,30	1	0,5	128	100
4	21,15	1	0,6	202	130
3	33,63	7	0,6	336	200
1/0	53,48	7	0,7	531	260
2/0	67,43	19	0,7	657	300
4/0	107,20	19	0,7	1032	400
250	126,67	19	0,9	1230	
500	253,35	37	1,0	2417	

Tabela 2 – “Condutores de Cobre Encapados”[4].

N° AWG e MCM	[mm²]	Formação (N° de Fios)	Peso Aproximado [g/m]	Capacidade em Ampères
4	21,15	7	57,7	110
1/0	53,48	7	146,1	200
3/0	85,00	7	232,1	275
336,4	170,40	19	467,8	430

Tabela 3 – “Condutores de Alumínio Nu”[4].

N° AWG e MCM	[mm²]	Formação (N° de Fios)	Espessura da capa [mm]	Peso aproximado com a capa [g/m]	Capacidade em Ampères
4	21,15	7	0,6	71,7	110
1/0	53,48	7	0,7	192,1	200
3/0	58,00	7	0,7	285,0	275
336,4	170,40	19	0,9	550,0	430

Tabela 4 – “Condutores de Alumínio Encapados” [4].

Condutor Bitola	CA		
	Capacidade em Ampères	Carregamento (MVA)	
		13,8 kV	23,0 kV
6 AWG	—	—	—
4 AWG	114	2,72	4,54
2 AWG	152	3,63	6,06
1/0 AWG	203	4,85	8,09
2/0 AWG	235	5,62	9,36
3/0 AWG	271	6,48	10,80
4/0 AWG	314	7,51	12,51
266,8 MCM	363	8,65	14,42
366,4 MCM	419	10,02	16,69
477,0 MCM	519	12,41	20,68

Tabela 5 – Carregamento de Condutores (CA) [9].

Condutor Bitola	CAA		
	Capacidade em Ampères	Carregamento (MVA)	
		13,8 kV	23,0 kV
6 AWG	—	—	—
4 AWG	125	2,99	4,98
2 AWG	180	3,82	6,37
1/0 AWG	220	5,26	8,76
2/0 AWG	250	5,98	9,96
3/0 AWG	290	6,93	11,55
4/0 AWG	330	7,89	13,15
266,8 MCM	369	8,82	14,70
366,4 MCM	428	10,23	17,05
477,0 MCM	523	12,50	20,83

Tabela 6 – Carregamento de Condutores (CAA) [9].

Condutor Bitola	CC		
	Capacidade em Ampères	Carregamento (MVA)	
		13,8 kV	23,0 kV
6 AWG	121	2,89	4,82
4 AWG	163	3,90	6,49
2 AWG	226	5,40	9,00
1/0 AWG	305	7,29	12,15
2/0 AWG	354	8,46	14,10
3/0 AWG	412	9,85	16,45
4/0 AWG	477	119,40	19,00
266,8 MCM	—	—	—
366,4 MCM	—	—	—
477,0 MCM	—	—	—

Tabela 7 – Carregamento de Condutores (CC) [9].

OBS.: Os valores de carregamento em MVA foram calculados para as tensões de 13,8 kV e 23,0 kV. Para diferentes tensões, este carregamento deve ser recalculado, tendo a corrente nominal (capacidade) do condutor como base.

N°	Condutor	Limite Térmico		Coeficiente de Queda		R ₁	X ₁	R ₀	X ₀
		13,8	23,0	13,8	23,0				
1	3 CC-8	1,7190	2,7400	1,2800	0,4580	2,3612	0,5289	2,5395	1,9801
2	3 CC-6	2,8922	4,8203	0,8630	0,3090	1,485	0,5115	1,6627	1,9590
3	3 CC-4	3,8959	6,4932	0,6010	0,2150	0,9341	0,4941	1,1119	1,9416
4	3 CC-2	5,4017	9,0029	0,4320	0,1550	0,5935	0,4705	0,7713	1,9180
5	3 CC-1/0	7,2899	12,1499	0,3250	0,1170	0,3773	0,4549	0,5550	1,9018
6	3 CC-2/0	8,4611	14,1019	0,2910	0,1040	0,2989	0,4462	0,4767	1,8937
7	3 CC-3/0	9,8474	16,4124	0,2560	0,0920	0,2374	0,4295	0,4152	1,8770
8	3 CC-4/0	11,4010	19,0017	0,2320	0,0820	0,1883	0,4245	0,3661	1,8720
9	3 CC-250	12,8920	20,5520	0,2170	0,0780	0,1597	0,4183	0,3375	1,8658
10	3 CC-300	14,5630	23,2160	0,2040	0,0730	0,1336	0,4114	0,3114	1,8589
11	3 CA-4	2,7247	4,5413	0,8720	0,3120	1,5295	0,4846	1,7073	1,9372
12	3 CA-2	3,6330	6,0550	0,6040	0,2160	0,9627	0,4686	2,1405	1,9181
13	3 CA-1/0	4,8520	8,0867	0,4330	0,1550	0,6053	0,4518	0,7831	1,8993
14	3 CA-2/0	5,6168	9,3614	0,3730	0,1340	0,4810	0,4419	0,6588	1,8894
15	3 CA-3/0	6,4773	10,7955	0,3250	0,1160	0,3804	0,4301	0,5587	1,8769
16	3 CA-4/0	7,5051	12,5085	0,2860	0,1020	0,3021	0,4214	0,4798	1,8726
17	3 CA-266,8	8,6523	14,4206	0,2540	0,0910	0,2399	0,4152	0,4177	1,8627
18	3 CA-300	8,4070	13,3970	0,2400	0,0860	0,2132	0,4108	0,3909	1,8583
19	3 CA-336,4	10,0147	16,6912	0,2270	0,0810	0,1902	0,4058	0,3679	1,8533
20	3 CA-397,5	11,1390	17,7740	0,2120	0,0760	0,1616	0,4003	0,3393	1,8477
21	3 CAA-6	1,9820	3,1590	1,3130	0,4680	2,4736	0,5339	2,6513	2,0990
22	3 CAA-4	2,9877	4,9795	0,9190	0,3280	1,5973	0,4788	1,7750	2,0920
23	3 CAA-2	3,8242	6,3737	0,6640	0,2380	1,0503	0,4614	1,2281	2,0883
24	3 CAA-1/0	5,2583	8,7639	0,4980	0,1780	0,6961	0,4439	0,8738	2,0864
25	3 CAA-2/0	5,9754	9,9590	0,4300	0,1540	0,5563	0,4352	0,7340	2,0770
26	3 CAA-3/0	6,9314	11,5524	0,3760	0,1350	0,4494	0,4264	0,6277	2,0646
27	3 CAA-4/0	7,3875	13,1458	0,3300	0,1180	0,3679	0,4177	0,5457	2,0398
28	3 CAA 266,8	8,8196	14,6994	0,2930	0,1050	0,2393	0,4046	0,4170	1,9677

N°	Condutor	Limite Térmico		Coeficiente de Queda		R ₁	X ₁	R ₀	X ₀
		13,8	23,0	13,8	23,0				
29	3 CAA-300	8,8330	14,0820	0,2310	0,0330	0,2126	0,4003	0,3903	1,9633
30	3 CAA-336,4	10,2298	17,0498	0,2200	0,0790	0,1902	0,3959	0,3679	1,9590
31	3 CAA-397,5	11,5620	18,4210	0,2040	0,0730	0,1610	0,3898	0,3387	1,9528
32	2 CA-4	1,5732	2,6220	1,7880	0,6360	1,5295	0,5230	1,7073	1,9372
33	2 CAA-6	1,0570	1,6850	2,6890	0,9490	2,4736	0,5347	2,6513	2,0970
34	2 CAA-4	1,7250	2,8750	1,8860	0,6700	1,5973	0,5172	1,7750	2,0920
35	1 CAA-4	0,9959	1,6599	2,2010	0,8110	1,5976	0,7486	1,7762	1,5255
36	2 CC-6	1,6698	2,7830	1,7700	0,6290	1,4854	0,5448	1,6627	1,9590
37	2 CAA-2	2,2080	3,6800	1,3680	0,4880	1,0503	0,4998	1,2281	2,0883
38	2 CC-8	0,9170	1,4610	2,6250	0,9270	2,3612	0,5623	2,5395	1,9801
39	3 CC-500 SU	9,1310	16,5720	0,0670	0,0450	0,09050	0,0948	1,1096	0,1501
40	3 CA-750 SU	10,4930	17,4090	0,0800	0,0470	0,1080	0,1141	0,5744	0,0510
41	3 CA-477	12,4049	20,6748	0,1670	0,0600	0,1348	0,3921	0,3127	1,8392
42	3 309MMACO	0,1740	0,2900	13,4090	4,8270	16,0600	0,5285	25,6800	1,9200
43	2 CAA-1/0	3,0360	5,0600	1,0310	0,3680	0,6961	0,4823	0,8738	2,0864
44	2 309 MACO	0,0970	0,1610	26,8380	9,6620	25,5000	1,0390	25,6800	1,9200
45	1 309 MMACO	0,0570	0,0930	40,2300	14,4920	25,5000	1,0390	25,6800	1,9200
46	1 225 MMACO	0,0570	0,0930	25,3060	9,0950	16,0600	1,0390	16,2400	1,9200
47	2 225 MMACO	0,0970	0,1610	16,8520	6,0720	16,0800	0,5320	16,2400	1,9200
48	3 225 MMACO	0,1740	0,2900	8,4350	3,0320	16,0600	0,4942	16,2400	1,9200
29	3 CAA-300	8,8330	14,0820	0,2310	0,0330	0,2126	0,4003	0,3903	1,9633
30	3 CAA-336,4	10,2298	17,0498	0,2200	0,0790	0,1902	0,3959	0,3679	1,9590
31	3 CAA-397,5	11,5620	18,4210	0,2040	0,0730	0,1610	0,3898	0,3387	1,9528
32	2 CA-4	1,5732	2,6220	1,7880	0,6360	1,5295	0,5230	1,7073	1,9372
33	2 CAA-6	1,0570	1,6850	2,6890	0,9490	2,4736	0,5347	2,6513	2,0970
34	2 CAA-4	1,7250	2,8750	1,8860	0,6700	1,5973	0,5172	1,7750	2,0920
35	1 CAA-4	0,9959	1,6599	2,2010	0,8110	1,5976	0,7486	1,7762	1,5255
36	2 CC-6	1,6698	2,7830	1,7700	0,6290	1,4854	0,5448	1,6627	1,9590

Tabela 6 – Tabela de Impedância de Condutores [9].

Anexo B

Fatores de Assimetria

A tabela abaixo apresenta fatores de assimetria em função da relação entre a reatância e a resistência (X/R) do sistema elétrico de distribuição.

X/R	FA
Até 0,25	1,000
0,30	1,004
0,40	1,005
0,50	1,006
0,55	1,077
0,60	1,008
0,65	1,009
0,70	1,010
0,75	1,011
0,80	1,012
0,85	1,013
0,90	1,015
1,00	1,020
1,05	1,023
1,10	1,025
1,15	1,026
1,20	1,028
1,25	1,029
1,30	1,030
1,35	1,033
1,40	1,035

1,45	1,037
1,50	1,040
1,55	1,043
1,60	1,045
1,65	1,047
1,70	1,050
1,75	1,055
1,80	1,060
1,85	1,063
1,90	1,065
1,95	1,068
2,00	1,070
2,10	1,075
2,20	1,080
2,30	1,085
2,40	1,090
2,50	1,104
2,60	1,110
2,70	1,115
2,80	1,123
2,90	1,130
3,00	1,140

3,10	1,142
3,20	1,150
3,30	1,155
3,40	1,162
3,50	1,170
3,60	1,175
3,70	1,182
3,80	1,190
3,90	1,192
4,00	1,210
4,10	1,212
4,20	1,220
4,30	1,225
4,40	1,230
4,50	1,235
4,60	1,249
4,70	1,255
4,80	1,260
4,90	1,264
5,00	1,270
5,20	1,275
5,40	1,290

5,60	1,303
5,80	1,310
6,00	1,315
6,20	1,324
6,40	1,335
6,60	1,350
6,80	1,360
7,00	1,362
7,25	1,372
7,50	1,385
7,75	1,391
8,00	1,405
8,25	1,410
8,50	1,420
8,75	1,425
9,00	1,435
9,25	1,440
9,50	1,450
9,75	1,455
10,00	1,465
11,00	1,480
12,00	1,500
13,00	1,515
14,00	1,525
15,00	1,550
16,00	1,560
17,00	1,570
18,00	1,580
19,00	1,590
20,00	1,600
22,50	1,610
25,00	1,615

27,75	1,625
30,00	1,630
35,00	1,636
40,00	1,648
45,00	1,653
50,00	1,659
55,00	1,660
60,00	1,680