

**Universidade São Francisco
Itatiba
Engenharia Elétrica**

Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica

**Daniel Maciel Leme
Márcio Aparecido da Cunha
Tadeu Armando Pitocco
Wellington Cornetto Rizzardi**

**Itatiba
2013**

**Daniel Maciel Leme
Márcio Aparecido da Cunha
Tadeu Armando Pitocco
Wellington Cornetto Rizzardi**

Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica

Monografia apresentada como exigência para obtenção do grau de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade São Francisco.

Orientador: Professor Me. Renato Franco de Camargo

**Itatiba
2013**

RESUMO

A proteção da rede de distribuição de energia elétrica visa proteger os equipamentos os quais compõem o sistema elétrico, e fornecer segurança para as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com o mesmo.

Há diversos tipos de falhas que podem ocorrer numa rede de distribuição de energia elétrica, desde as naturais como descargas atmosféricas, que são conhecidas como raios ou relâmpagos e que podem atingir uma linha de rede elétrica. E os curto-circuitos, os quais são variações extremas de corrente que flui no sistema elétrico, que podem ser causados por inúmeros fatores, como a queda de uma árvore em cima das linhas, acidentes de trânsito quando há colisão com postes de energia elétrica e até mesmo algum ato de vandalismo.

Devido a energia elétrica ser uma utilidade pública, a proteção da rede de distribuição de energia elétrica é essencial para a instalação das redes públicas, pois quando há uma falta em algum trecho mal dimensionado, as consequências podem causar danos ou o mau funcionamento de equipamentos instalados nas casas, indústrias e hospitais.

Para que um sistema de proteção seja eficaz é necessário que haja o dimensionamento correto, e que seja seguro, confiável, rápido, sensível a surtos e que haja coordenação entre a seletividade.

Palavras-chave: Proteção, rede de distribuição, seletividade, coordenação, segurança, curto-circuitos

ABSTRACT

The protection of the distribution of electricity is to protect the equipment which comprise the electrical system, and provide security for the people directly or indirectly involved with it.

There are several types of failures that can occur in a distribution network of electricity from the natural and lightning, which are known as lightning or lightning that can fall at any time in a row grid. And short circuits, which are extremes of current flowing in the electrical system, which can be caused by numerous factors, such as the fall of a tree on top of the lines, traffic accidents when there is collision with electricity poles and even some vandalism.

Because electricity is a public utility, the protection of the distribution of electricity is essential for the installation of public, because when there is a lack in some stretch the consequences of improper size may cause damage or malfunction of equipment installed on homes, industries and hospitals.

For a protection system to be effective there needs to be the correct sizing, and that is safe, reliable, rapid, sensitive to surges and there is coordination between the selectivity.

Keywords: Protection, distribution network, selectivity, coordination, security, short circuits

LISTA DE FIGURAS

Figura 01: Curto-circuito fase-terra.....	15
Figura 02: Curto-circuito fase-fase	15
Figura 03: Curto-circuito entre as três fases.....	16
Figura 04: Parte de um sistema de potência.....	16
Figura 05: Diagrama do trafo de 20 e 15 MVA	16
Figura 06: Diagrama de impedâncias do sistema	16
Figura 07: Diagrama do sistema reduzido a uma impedância.....	16
Figura 08: Diagrama de limitação do curto-circuito em 250 MVA.....	16
Figura 09: Diagrama para cálculo das corrente I_1 , I_2 e I_3	16
Figura 10: Diagrama para cálculo das corrente I_4 , I_5 e I_6	16
Figura 11: Corrente Simétrica	18
Figura 12: Corrente Simétrica em curto-circuito	19
Figura 13: Corrente Assimétrica.....	20
Figura 14: Corrente Assimétrica em curto-circuito	20
Figura 15: Curva tempo x corrente dos elos fusíveis tipo H	21
Figura 16: Curva tempo x corrente dos elos fusíveis tipo K preferenciais.....	21
Figura 17: Curva tempo x corrente dos elos fusíveis tipo K não preferenciais.....	22
Figura 18: Curva tempo x corrente dos elos fusíveis tipo T.....	24
Figura 19: Curva tempo x corrente dos elos fusíveis tipo T.....	24
Figura 20: Elos Fusíveis.....	25
Figura 21: Chave-fusível	26
Figura 22: Disjuntor ABB.....	27
Figura 23: Rele Digital.....	29
Figura 24: Zona de proteção do seccionizador e do religador.....	30
Figura 25: Diagrama Unifilar de um trecho com seletividade	32
Figura 26: Exemplo de seletividade	33

Figura 27: Seletividade entre elos fusíveis	34
Figura 28: Seletividade entre rele e elos fusíveis	34
Figura 29: Curva tempo x corrente dos condutores de alumínio	35
Figura 30: Posição dos elos fusíveis protegidos e protetor	38
Figura 31: Tolerância dos dispositivos de proteção	39
Figura 32: Zona de proteção do rele e religador	40
Figura 33: Integração rele religador	41
Figura 34: Curva de rearme do rele CO-6	42
Figura 35: Coordenação entre religador de subestação e elo fusível com fator K	43
Figura 36: Coordenação religador – seccionalizador – elo fusível	45
Figura 37: Coordenação religador – seccionalizador – elo fusível	46
Figura 38: Diagrama unifilar	66
Figura 39: Ligação de um trafo em triângulo estrela	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 01: Seleção dos elos fusíveis H e K para proteção de transformadores	31
Tabela 02: Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K.....	42
Tabela 03: Tabela de coordenação entre os elos fusíveis tipo K	47
Tabela 04: Tabela de coordenação entre os elos fusíveis tipo H e K.....	48
Tabela 05: Tabela de coordenação entre os elos fusíveis tipo T	48
Tabela 06: Tabela de coordenação entre os elos fusíveis tipo H e T	49
Tabela 07: Verificação de integração antes dos cálculos realizados	51
Tabela 08: Ajuste rele de sobrecorrente.....	52
Tabela 09: Ajuste do religador.....	53
Tabela 10: Relação entre o tempo de atuação do religador e do rele	55
Tabela 11: Verificação da integração após cálculos realizados	57
Tabela 12: Subdivisão do Grupo B.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS

DEC – duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.

FEC – frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.

DIC – duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes.

FIC – frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes.

DMIC – duração máxima de interrupção individual por unidade consumidora.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

AT – Alta Tensão

MT – Média Tensão

BT – Baixa Tensão

SE – Subestação

COD – Centro de Operações de Distribuição

CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	13
2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	13
2.1.1 Sistema aplicado na zona urbana	14
2.1.2 Sistema aplicado na zona rural	14
2.1.3 Transformadores na rede de distribuição	15
2.1.4 As tensões básicas existentes	15
2.2 TIPOS DE FALTAS.....	15
2.2.1 Faltas transitórias	15
2.2.2 Faltas permanentes.....	16
2.3 CURTO-CIRCUITOS	16
2.3.1 Curto-circuito monofásico (fase-terra)	16
2.3.2 Curto-circuito bifásico (fase-fase).....	17
2.3.3 Curto-circuito trifásico (fase-fase-fase).....	18
2.4 ESTUDO DOS FENÔMENOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	18
2.4.1 Cálculos das correntes de curto-circuito	19
2.4.1.1 Sequência de cálculo.....	19
2.4.1.2 Exemplo prático do cálculo de curto-circuito.....	20
2.4.2 Correntes de "Inrush"	25
2.4.3 Correntes simétricas	25
2.4.4 Correntes assimétricas.....	27
2.5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	28
2.5.1 Chave Fusível / Elo Fusível.....	28
2.5.1.1 Critério de aplicação dos elos fusíveis.....	35
2.5.2 Disjuntores	37
2.5.3 Reles	38
2.5.3.1 Reles de Sobrecorrente	38
2.5.3.2 Reles de Religamento	39
2.5.3.3 Reles Digitais.....	39
2.5.4 Religadores automáticos	40
2.5.5 Seccionalizadores ou seccionadores automáticos	41
2.6 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO	41
2.6.1 Seletividade.....	41
2.6.2 Seletividade entre Elos Fusíveis	43
2.6.3 Seletividade Rele - Elo Fusível.....	45

2.6.4	Coordenação.....	46
2.6.5	Coordenação entre Elos Fusíveis	46
2.6.6	Coordenação Rele - Religador	51
2.6.7	Coordenação Religador - Elo Fusível.....	59
2.6.8	Coordenação Religador - Seccionalizador - Elo-Fusível	62
3	. REQUISITOS BÁSICOS PARA SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	64
3.1	Zonas de Atuação.....	64
3.2	Velocidade	65
3.3	Sensibilidade	65
3.4	Confiabilidade	65
3.5	Automação.....	66
4	ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO ESTUDO DE PROTEÇÃO	66
4.1	Escolha dos Alimentadores a serem estudados	66
4.2	Coleta de dados.....	67
4.3	Cálculo de curto-circuito do Transformador da SE	70
4.4	Escolhas dos ajustes de proteção	71
4.5	Documentação.....	71
5	CONCLUSÃO.....	73
6	BIBLIOGRAFIA	74
7	ANEXOS	75
7.1	Anexo 1	75

1 INTRODUÇÃO

A utilização de energia elétrica presente nas residências, comércios e indústrias, exige um complexo sistema de instalação, qual se inicia na geração, passando pela transmissão e chegando a distribuição. [1]

A energia elétrica pode ser gerada de várias maneiras, no Brasil predomina a hidroelétrica devido a grande quantidade de recursos hídricos disponíveis. Como os geradores geralmente estão localizados distantes dos centros urbanos e parques industriais, a energia elétrica ao sair dos geradores tem suas tensões elevadas as quais partem de 138, 230, 345, 440, 500 e 750 kV em circuitos de corrente alternada e mais ou menos 600 kV em circuitos de corrente contínua, estas tensões elevadas, tem a finalidade de reduzirem as perdas de energia elétrica nas linhas de transmissão, as quais transportam a energia até as subestações, onde estão presentes diversos tipos de equipamentos para a redução das tensões ao nível de (13,8 kV, 25kV, 69kV, 138 kV e etc.), a fim de que sejam distribuídas através das redes de distribuições. [1]

As linhas de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas, presentes nas áreas urbanas e rurais, as quais alimentam os transformadores existentes na rede, os quais por sua vez reduzem a tensão para 127 V e 220 V para atender os consumidores rurais, residenciais e comerciais. [1]

Sabendo que o sistema de distribuição de energia consiste em um sistema complexo, é impossível que este seja imune às perturbações, defeitos e falhas diversas. Sendo que a ocorrência destas anomalias resultará na interrupção do fornecimento de energia elétrica, podendo ainda ocasionar danos pessoais, materiais e aos componentes que constituem o sistema.

Diante destas condições anormais que ocorrem no sistema, o sistema de proteção deve ser planejado de forma a receber as informações das grandezas elétricas em tempo real, para realizar as devidas proteções.

A principal função de um sistema de proteção é assegurar a desconexão de todo o sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos ou de parte dele. [2]

Os esquemas de proteção visam isolar os trechos defeituosos do sistema. Define-se sistema como a associação de todos os dispositivos necessários para

detectar, localizar e comandar a eliminação de um curto-circuito ou uma condição anormal do sistema elétrico, minimizando os danos dos equipamentos defeituosos, consequentemente reduzindo o tempo de indisponibilidade e custo de reparo. [1]

Para que um sistema de proteção seja eficaz é necessário atender os seguintes princípios:

- Velocidade
- Seletividade e coordenação
- Segurança
- Sensibilidade
- Confiabilidade

Princípios, estes, que são expostos e explicados ao longo do trabalho, apresentando os sistemas de proteção para as linhas de distribuição de energia elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulamentado pelas resoluções elaboradas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), as quais, por sua vez, se orientam pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo congresso Nacional e nos decretos estabelecidos pelo Executivo Federal. [8]

A ANEEL através das normas elaboradas no PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) acompanha os serviços prestados pela distribuidora através de indicadores de qualidade, como: DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC. [9]

DEC – duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração, em horas;

FEC – frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração;

DIC – duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de tempo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas;

FIC – frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o número de vezes em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração;

DMIC – duração máxima de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de tempo máximo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas.

As concessionárias tem como objetivo manter estes indicadores sempre dentro das metas estabelecidas pela ANEEL, evitando assim multas e o ressarcimento aos consumidores.

2.1.1 Sistema aplicado na zona urbana

Na zona urbana, normalmente, o neutro é interligado à malha terra da Subestação, onde o neutro do transformador é solidamente aterrado. Na rede de distribuição urbana o sistema apresentam duas situações, no primeiro o sistema possui uma densidade de carga alta e por isso possui grande número de alimentadores de pequena extensão. Na segunda situação o sistema apresenta uma densidade de carga baixa e por isso poucos alimentadores de razoável extensão. [3]

Independentemente da carga e da extensão, para que a rede seja posta em operação faz-se necessário que todos os trechos apresentem algum tipo de proteção. [3]

2.1.2 Sistema aplicado na zona rural

Na zona rural, na qual a rede de distribuição chega a dezenas de quilômetros, e pode atender pequenas cidades ao longo do seu traçado. Por sua própria condição está exposta às ações da natureza, mais que a rede urbana. E independentemente da extensão todos os trechos deverão ter algum tipo de proteção. [3]

2.1.3 Transformadores na rede de distribuição

A CPFL utiliza na rede de distribuição, transformadores trifásicos, que possuem conexões no lado de Alta Tensão em delta e no lado de Baixa Tensão em estrela com neutro aterrado. [3]

2.1.4 As tensões básicas existentes

As tensões básicas existentes na rede de distribuição de energia elétrica são: 11,9 ou 13,8 kV para a rede primária e 220/127 V e 380/220V para a rede secundária. [3]

2.2 TIPOS DE FALTAS

Faltas é o termo que se aplica a todo fenômeno acidental que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico. Há dois tipos de faltas, as faltas transitórias e faltas permanentes.

2.2.1 Faltas transitórias

Segundo dados 80% das faltas nas redes de distribuição são de origem transitórias. As faltas transitórias são aquelas que afetam o circuito temporariamente, ou seja, após a operação de um dos equipamentos de proteção ocorre o religamento do circuito, e a falha é eliminada. [3]

As causas mais comuns das falhas transitórias são:

- Contato momentâneo entre os cabos condutores. [3];
- Descargas atmosféricas. [3];
- Abertura de arco elétrico. [3];
- Isolação precária dos materiais. [3];

2.2.2 Falhas permanentes

Faltas permanentes são aquelas que necessitam da intervenção do homem para a correção da falha, antes do religamento do circuito. [3]

Eventualmente uma falha transitória pode virar uma falta permanente. [3]

Algumas causas das falhas permanentes são:

- Queda de uma árvore em cima da linha de distribuição
- Acidentes de trânsito envolvendo postes de energia elétrica
- Atos de vandalismo

2.3 CURTO-CIRCUITOS

Os curtos-circuitos são anomalias ocorridas num sistema elétrico que podem causar grandes danos aos componentes que integram o sistema. Os níveis de curto-circuito basicamente são: curto-circuito monofásico, curto-circuito bifásico, curto-circuito trifásico. [1]

2.3.1 Curto-circuito monofásico (fase-terra)

Curto-circuito monofásico é o curto que ocorre entre uma das fases e o terra. Como mostra o esquema a seguir. [1]

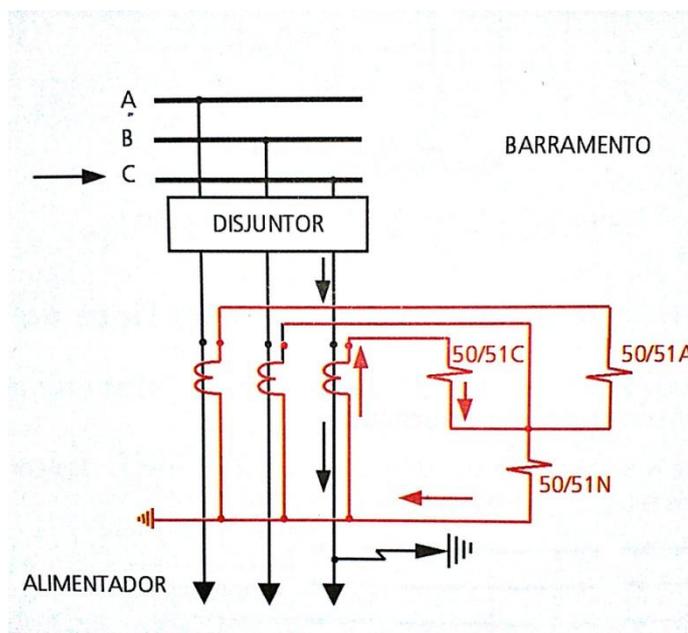


Figura 01: Curto-circuito fase-terra

Fonte: [1]

2.3.2 Curto-circuito bifásico (fase-fase)

Curto-circuito bifásico é o curto que ocorre entre duas das fases. Como mostra o esquema abaixo. [1]

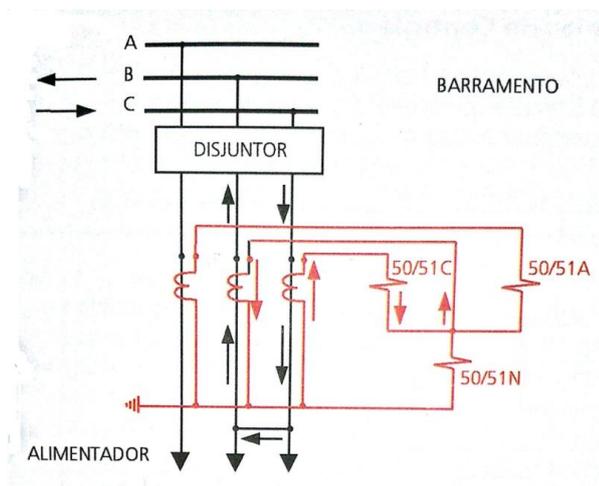


Figura 02: Curto-circuito fase-fase

Fonte: [1]

2.3.3 Curto-circuito trifásico (fase-fase-fase)

Curto-circuito trifásico é o curto que ocorre entre as três fases. Como mostra o esquema abaixo. [1]

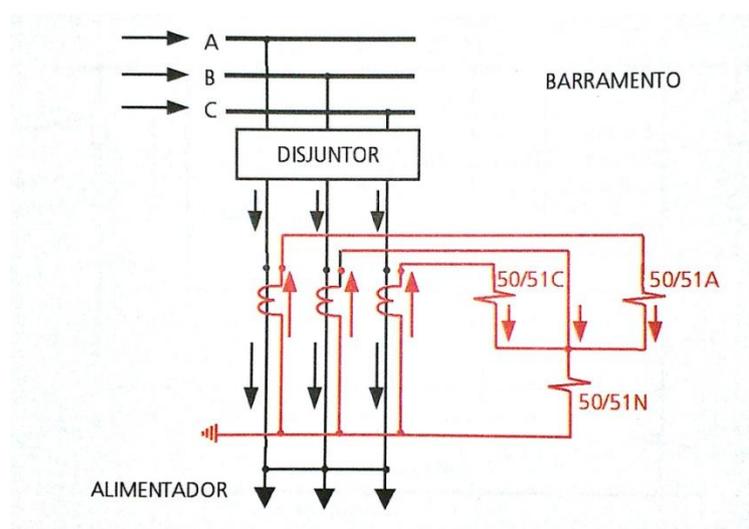


Figura 03: Curto-circuito entre as três fases

Fonte: [1]

2.4 ESTUDO DOS FENÔMENOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Para os cálculos das correntes de curto circuito utiliza-se a relação entre dois números, um que consiste no valor real e outro que é tomado como base, resultando num número puro, o qual se denomina cálculo por unidade, ou seja, PU.

As quantidades base são, normalmente, escolhidas como aquelas que representam valores normais ou nominais, da dimensão de interesse, de forma que o valor pu resultante de alguma medida de normalização. [5]

Exemplo: Considere o fasor V cujo valor real seja:

$$V_x = 157 \angle -12^\circ \text{ V}$$

Supondo que o valor nominal da tensão do sistema, no qual V é medido, seja 150 V. Então é conveniente considerar:

$$V_b = 150 \text{ V}$$

Então, o valor de V_x será expresso como:

$$V_{pu} = \frac{V}{V_b} = \frac{157 \angle -12^\circ}{150} \Rightarrow V_{pu} = 1,046 \angle -12^\circ \text{ (pu)}$$

A tensão indicada acima está 1,046 vezes acima da tensão de referência. Ou ainda, ela está 4,6% acima da tensão de referência. [5]

2.4.1 Cálculos das correntes de curto-circuito

No planejamento de um sistema de distribuição de energia elétrica, uma das mais importantes informações é o valor da corrente de curto circuito, que circula em diversos pontos da rede, as quais auxiliam no dimensionamento e calibração dos equipamentos de proteção instalados na rede de distribuição, como:

- Chave Fusível / Elo Fusível
- Disjuntores
- Reles
- Religadores
- Seccionalizadores

É necessário para a realização dos cálculos de curto-circuito a determinação do circuito equivalente de Thevenin, visto a partir do ponto da falta.

2.4.1.1 Sequência de cálculo

a) Estabelecer um diagrama unifilar do sistema, com todas as impedâncias em uma

base convenientemente escolhida.

b) Reduzir toda a rede a uma impedância simples, entre o ponto de falta e o neutro do sistema.

c) Cálculo do nível de curto-circuito ou corrente de curto-circuito no ponto de defeito.

d) Se outras informações são requeridas sobre a circulação de corrente em partes individuais do circuito, as diversas partes da rede devem ser montadas e os fluxos de corrente calculados.

2.4.1.2 Exemplo prático do cálculo de curto-circuito

Na figura 4, tem-se uma parte de um sistema de potência. Os valores das impedâncias mostradas estão todas na base de 16 kV e a potência base é a nominal do equipamento. Pede-se:

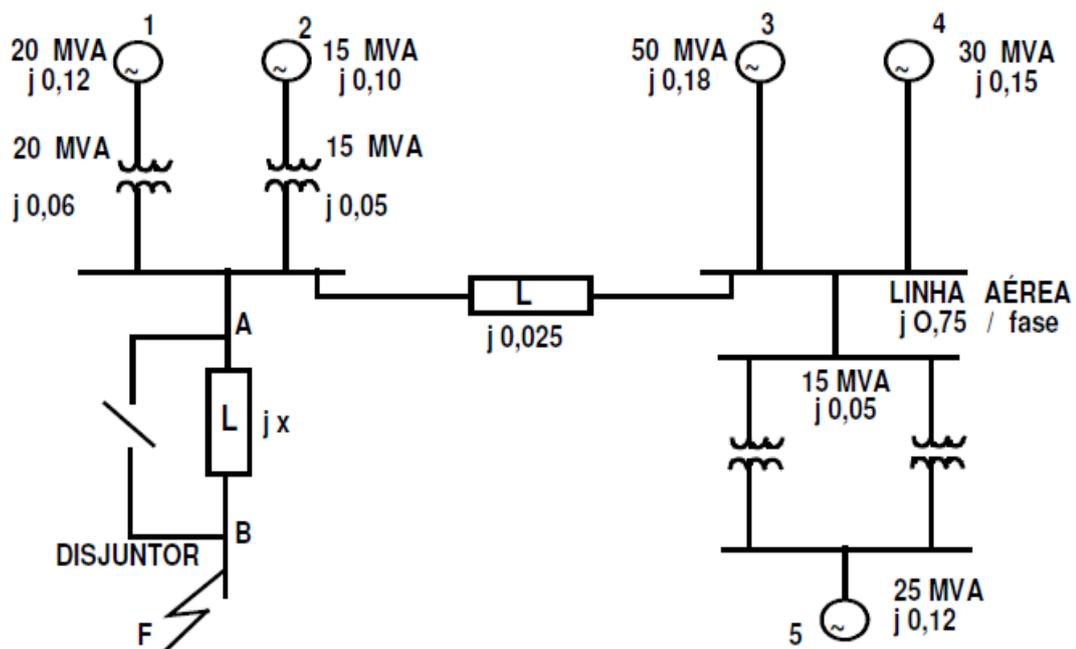


Figura 04: Parte de um sistema de potência

Fonte: [3]

a) Calcular a falta no ponto "F" com o disjuntor fechado, isto é, com o reator curto-circuitado.

b) Calcular o reator para que o disjuntor possa ter apenas 250 MVA de capacidade de curto-circuito.

c) Para o caso “b”, calcular as contribuições dos geradores.

Solução:

Escolhendo como bases: $M_{base} = 10 \text{ MVA}$, $U_{base} = 16 \text{ kV}$ (lado da AT)

Gerador de 20 MVA:

$$Z_b = Z_a \left(\frac{U_a}{U_b} \right)^2 \cdot \frac{M_b}{M_a} = j0,12 \frac{10}{20} = Z_b = j0,06 \text{ pu}$$

Gerador de 15 MVA: $Z_b = j0,10 \cdot 10 / 15 = j0,067 \text{ pu}$

Gerador de 25 MVA: $Z_b = j0,12 \cdot 10 / 25 = j0,048 \text{ pu}$

Gerador de 30 MVA: $Z_b = j0,15 \cdot 10 / 30 = j0,05 \text{ pu}$

Gerador de 50 MVA: $Z_b = j0,18 \cdot 10 / 50 = j0,036 \text{ pu}$

Linha aérea:

$$Z_{base} = 33^2 / 10 = 108,9 \text{ pu}$$

$$Z(\text{pu}) = j0,75 / 108,9 = j0,0069 \text{ pu}$$

Trafo de 20 MVA: $Z_b = j0,06 \cdot 10 / 20 = j0,03 \text{ pu}$

Trafo de 15 MVA: $Z_b = j0,05 \cdot 10 / 15 = j0,033 \text{ pu}$

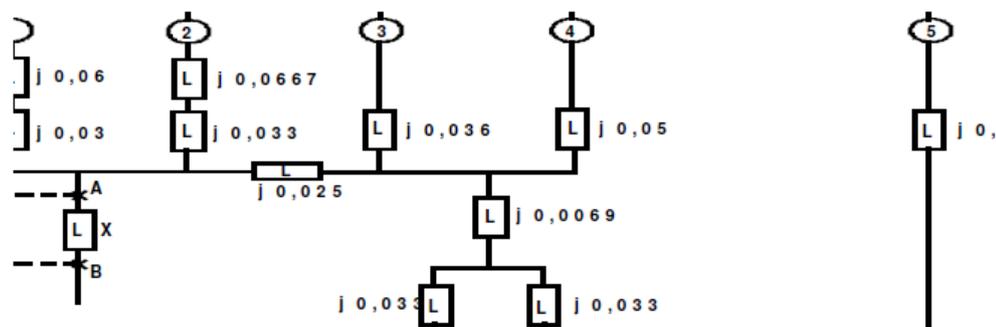


Figura 05: Diagrama do trafo de 20 e 15 MVA

Fonte: [3]

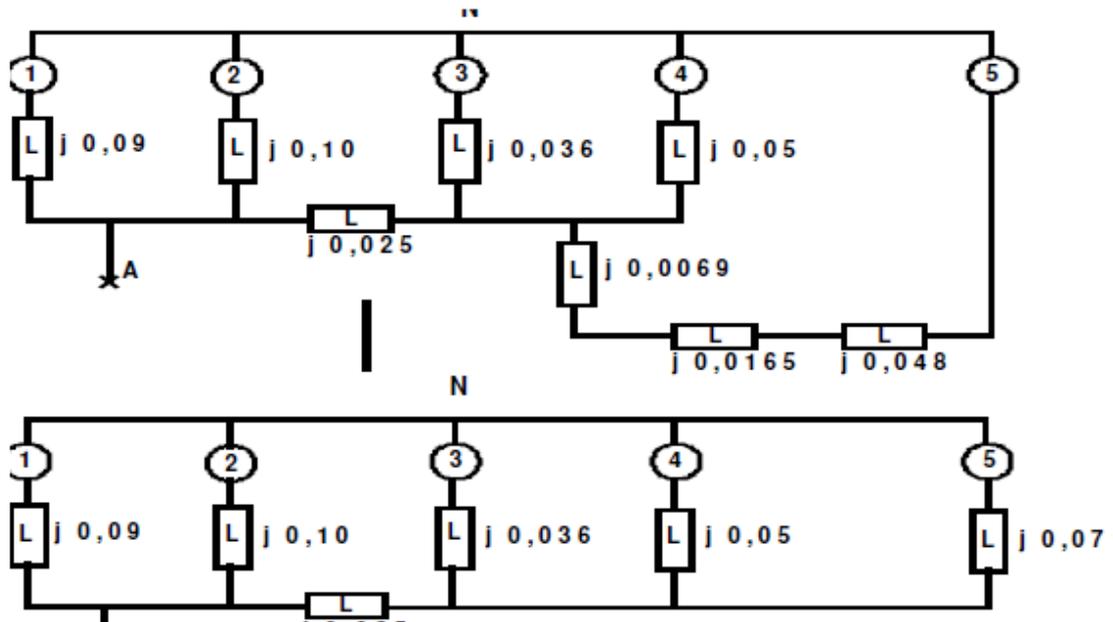


Figura 06: Diagrama de impedâncias do sistema

Fonte: [3]

Redução de toda a rede a uma impedância simples, entre o ponto de falta e o neutro do sistema:

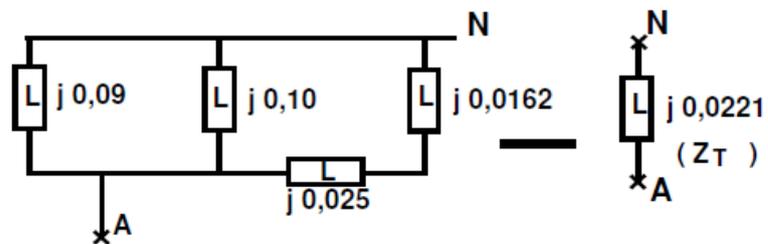


Figura 07: Diagrama do sistema reduzido a uma impedância

Fonte: [3]

a) Nível de Curto-Circuito:

$$SF = 1 / Z_T \text{ (pu)} = 1 / j0,0221 = -j45,25 \text{ pu}$$

Potência de Curto-Circuito:

$$SF = U^2_m / Z_T \text{ (pu)} = 10 / j0,0221 = 452,5 \text{ MVA}$$

b) Limitação do curto-circuito em 250 MVA:

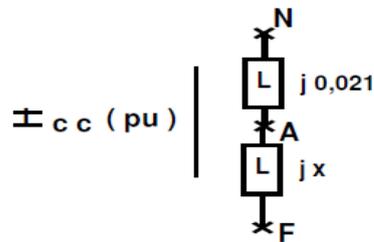


Figura 08: Diagrama de limitação do curto-circuito em 250MVA

Fonte: [3]

$$S_{CC(pu)} = S_{CC(pu)} / 1pu = -j25pu$$

$$I_{CC(pu)} = S_{CC(pu)} / 1pu = -j25pu$$

Sendo a tensão entre N e F igual a 1pu:

Lei de Ohm:

$$I_{CC} = 1 / j(0,221 + X) = -j25 \rightarrow X = 0,0179pu$$

Sendo $Z_{base} = 108,9\Omega$, a reatância "X", em (Ω) será: $X = j0,0179 \cdot 108,9 = j1,95$ (Ω)

c) Para determinar a contribuição de cada um dos geradores, para o curto no ponto "F" após colocação do reator, o circuito deverá ser reconstruído a partir da reatância final.

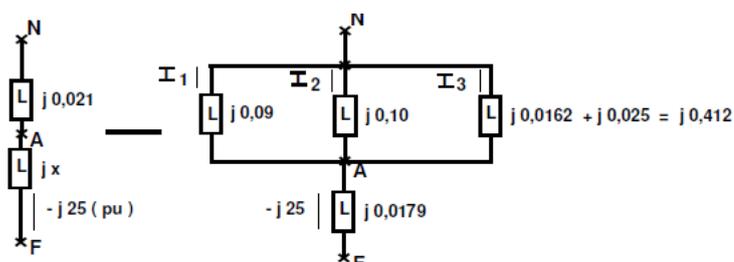


Figura 09: Diagrama para cálculo das correntes I_1, I_2 e I_3

Fonte: [3]

$$V_{NN} = 1 - I_3 \cdot j0,01612 = 1 - j13,410 \times j0,0162 = 1 - 0,2172 \text{ pu}$$

$$I_4 = (1 - V_{NN}) / j0,036 = -j6,345 \text{ pu (gerador 3)}$$

$$I_5 = (1 - V_{NN}) / j0,05 = -j4,4484 \text{ pu (gerador 4)}$$

$$I_6 = (1 - V_{NN}) / j0,0714 = j3,02605 \text{ pu (gerador 5)}$$

2.4.2 Correntes de "Inrush"

Na energização de transformadores de potência surge um fenômeno físico na qual a corrente inicial é maior que a corrente em vazio, podendo chegar a vinte vezes a corrente de pico do valor nominal do transformador, a este fenômeno de corrente transitória de magnetização, dá-se o nome de corrente *Inrush* (surto). A corrente de *Inrush* trata-se de um fenômeno transitório, a qual, pode causar uma queda momentânea da tensão se a impedância da fonte for considerada. A análise deste efeito é de suma importância para o dimensionamento dos equipamentos de proteção, os quais compõem uma rede de distribuição de energia elétrica, pois se os dispositivos de proteção estiverem ajustados com valores baixos, entendem este surto como uma sobrecorrente causando assim a atuação dos dispositivos de proteção da rede de distribuição.

Um dado importante é que a corrente de *Inrush* não pode ser maior que a corrente de curto circuito trifásico para qualquer ponto da rede. Porém se o cálculo mostrar que a corrente de *Inrush* é maior que a corrente de curto circuito trifásico, deve-se considerar a corrente de *Inrush* igual a corrente de curto circuito. [3]

2.4.3 Correntes simétricas

As correntes de curto circuito em sistemas elétricos causam desbalanceamento, dificultando os cálculos e as simulações de falhas. Por ser de grande dificuldade trabalhar com sistemas polifásicos desequilibradas, os matemáticos trabalharam em

busca de uma ferramenta analítica que pudesse resolver o problema. [5]

Em 1918 o Dr. Charles L. Fortescue propôs o Método das Componentes Simétricas podendo agora assim avaliar os sistemas desbalanceados. [5]

A corrente simétrica é aquela em que a senóide da corrente é simétrica ao eixo do tempo (figura 11), e tem como característica correntes de curto circuito permanentes.

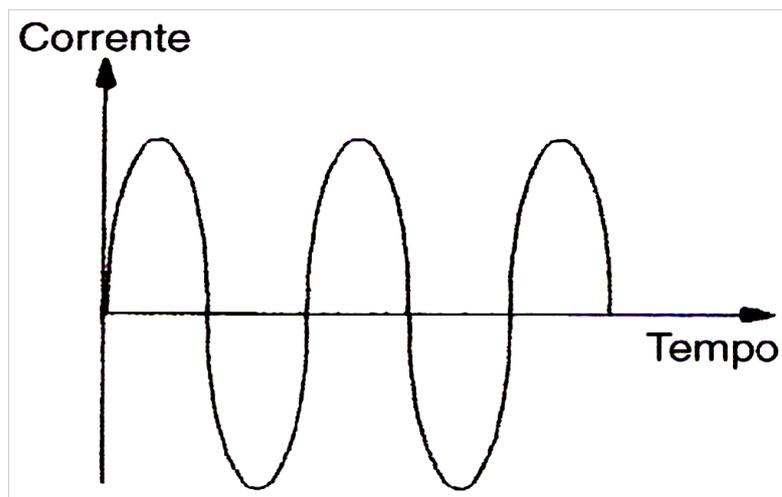


Figura 11: Corrente Simétrica

Fonte: [5]

A tensão em seu valor máximo, ocorrendo um curto-circuito, a corrente será simétrica conforme a figura 12.

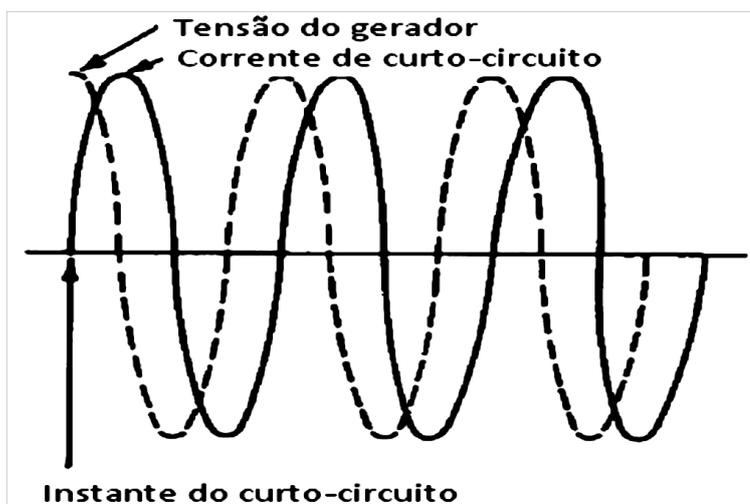


Figura 12: Corrente Simétrica em curto-circuito

Fonte: [5]

Quando ocorre um curto-circuito e a tensão está no valor máximo a corrente é simétrica.

2.4.4 Correntes assimétricas

A corrente assimétrica é aquela cuja senóide é assimétrica em relação ao eixo do tempo (figura 13), e assume as seguintes características:

- Corrente parcialmente assimétrica
- Corrente totalmente assimétrica
- Corrente inicialmente assimétrica e posteriormente simétrica

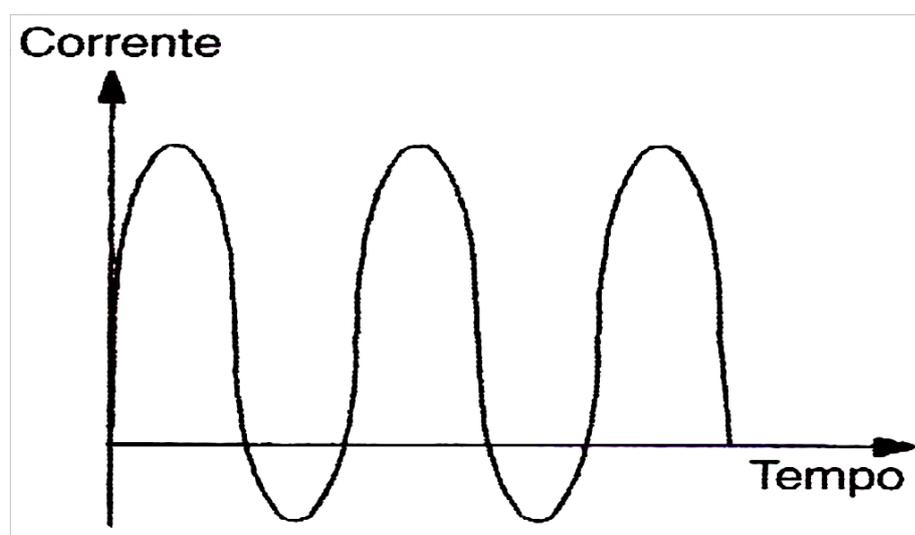


Figura 13: Corrente Assimétrica

Fonte: [5]

Se ocorrer um curto-circuito e a tensão estiver próxima de zero, a corrente tem que permanecer defasada 90° da tensão, ou seja, a corrente será assimétrica (figura 14).

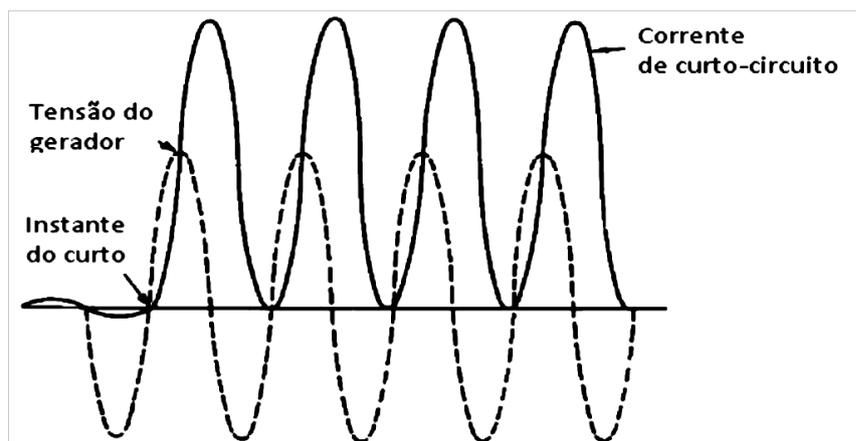


Figura 14: Corrente Assimétrica em curto-circuito.

Fonte: [5]

2.5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

Para a proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, há a necessidade da existência de vários equipamentos dos tipos: fusíveis, disjuntores, reles, religadores, entre outros que tem a função de desacoplar o circuito onde ocorreu uma falha, tendo como objetivo minimizar qualquer tipo de dano ocorrido devido à anomalia.

Os dispositivos de proteção agem de forma seletiva na rede de distribuição de energia elétrica.

2.5.1 Chave Fusível / Elo Fusível

Devido ao baixo custo e desempenho satisfatório para o nível de proteção o qual se deseja, as chaves-fusíveis são os elementos mais utilizados na proteção de rede de distribuição de energia elétrica em zonas urbanas e rurais. [2]

Na chave-fusível é acoplado o cartucho o qual em seu interior está instalado o elo-fusível, que é o elemento de proteção, o qual se rompe em função das suas características tempo x corrente, porém para garantir a interrupção da corrente elétrica é necessário que o elo-fusível possua um pequeno tubo o qual cobre seu elemento ativo e ao ser queimado pelo arco o mesmo produza uma substância que

aquecida libere gases deionizantes, isso impede que o arco continue fluindo entre os terminais do elo-fusível. [2]

Os elos-fusíveis são codificados nas seguintes classificações: Tipo H, Tipo K, Tipo T. [2]

- Tipo H: São fusíveis de altos surtos, os quais tem um tempo de atuação longo, e somente são utilizados na proteção de transformadores de distribuição, devido a sua atuação lenta não irá operar na energização do transformador, devido a corrente de *Inrush*.

Sendo fabricados com as seguintes correntes nominais: 0,5-1-2-3-5A.

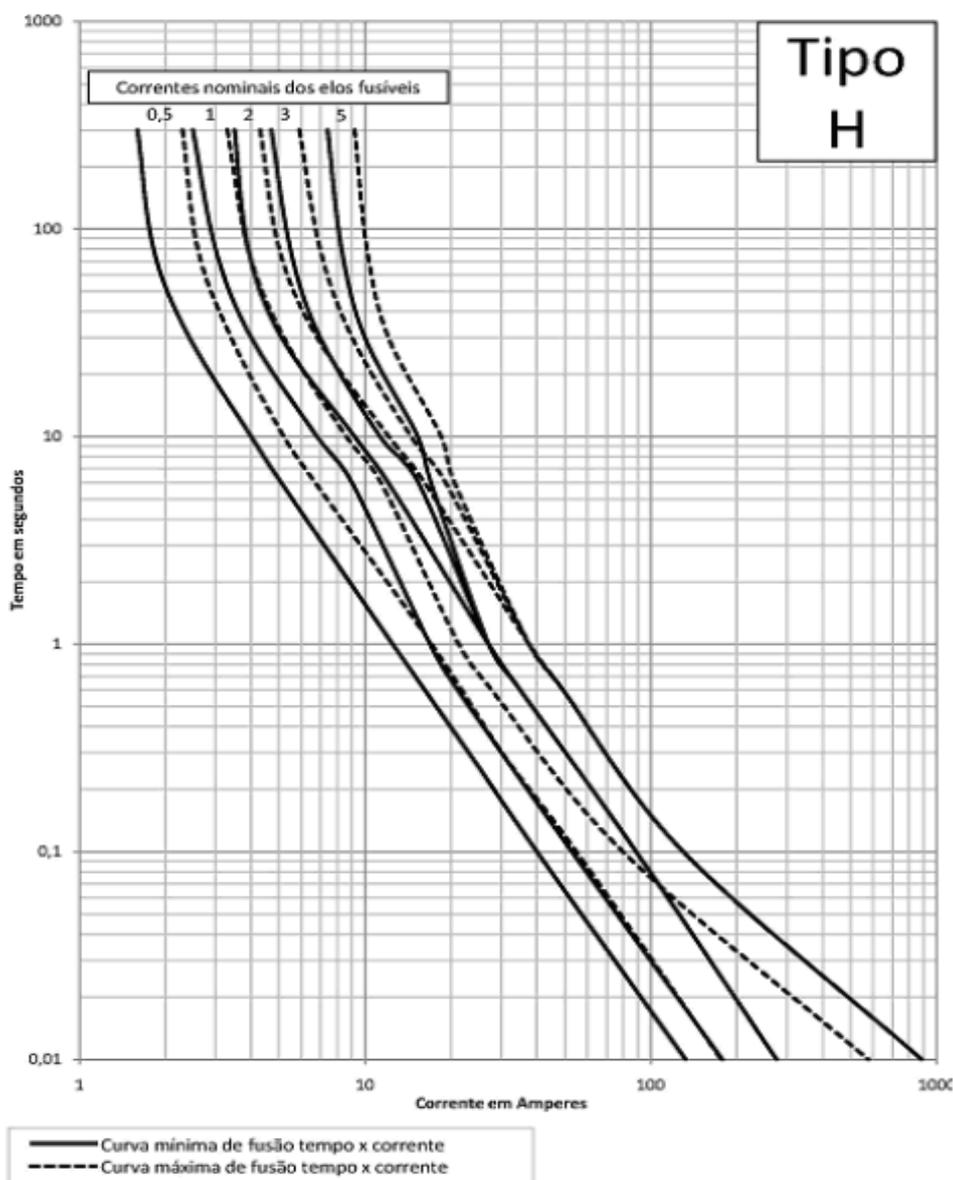


Figura 15: Curva tempo x corrente dos Elos fusíveis tipo H.

Fonte: [2]

- Tipo K: Trata-se de um dispositivo com tempo de atuação rápido, são utilizados na proteção de ramais alimentadores de distribuição ou ao longo destes, porém na sua trajetória final.

Os elos fusíveis do tipo K são agrupados em dois diferentes tipos: elos-fusíveis preferenciais e elos-fusíveis não preferenciais. Essa classificação é importante, pois indica que só existe coordenação entre elos-fusíveis do mesmo grupo, ou seja, elos-fusíveis de grupos diferentes não são seletivos. As correntes nominais dos elos-fusíveis preferenciais possuem correntes nominais de: 6-10-15-25-40-65-100-140-200A, conforme figura 16, já os não preferenciais possuem corrente nominal de: 8-12-20-30-50-80A conforme figura 17. [2]

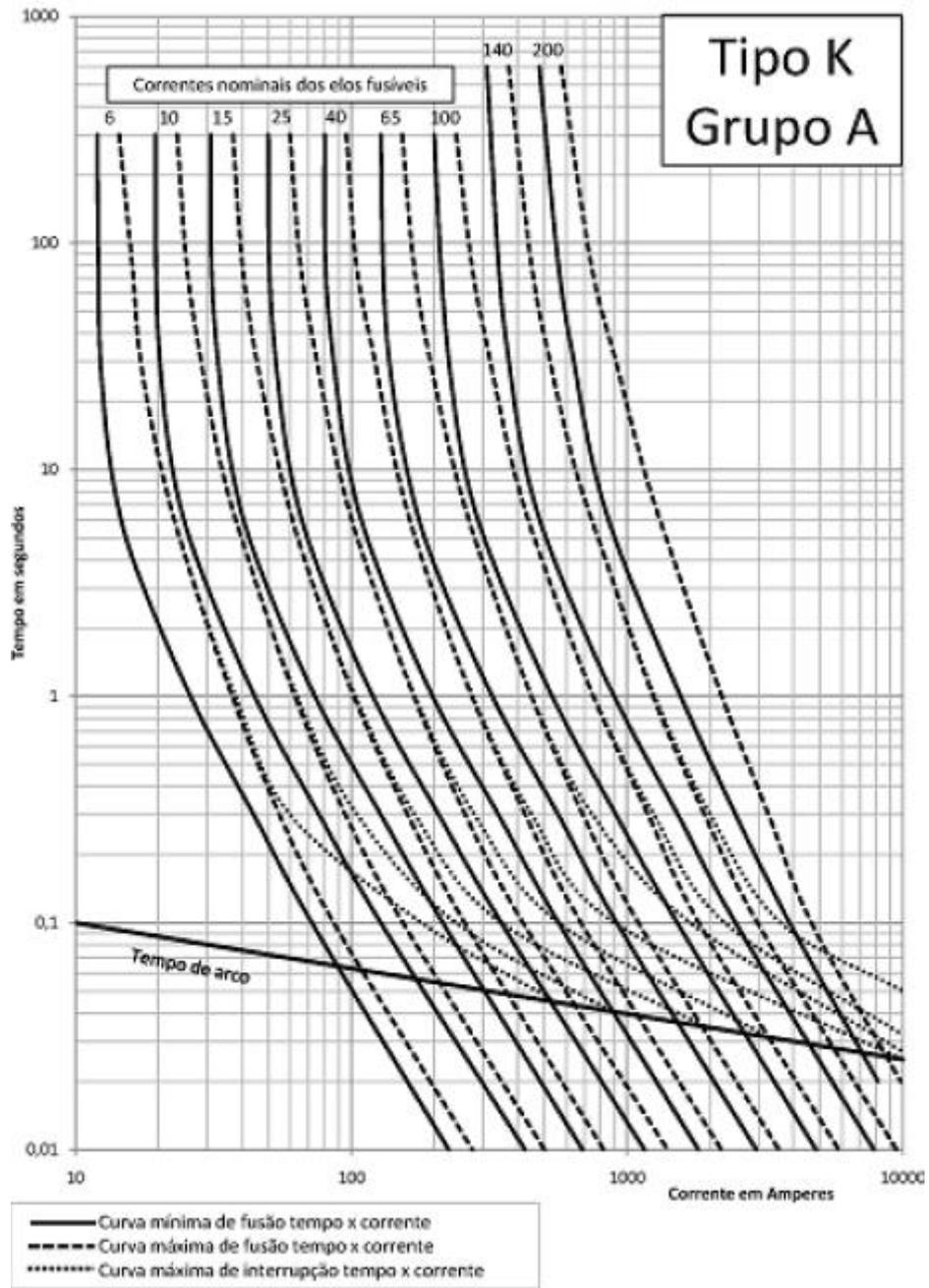


Figura 16: Curva tempo x corrente dos Elos fusíveis tipo K preferenciais.

Fonte: [2]

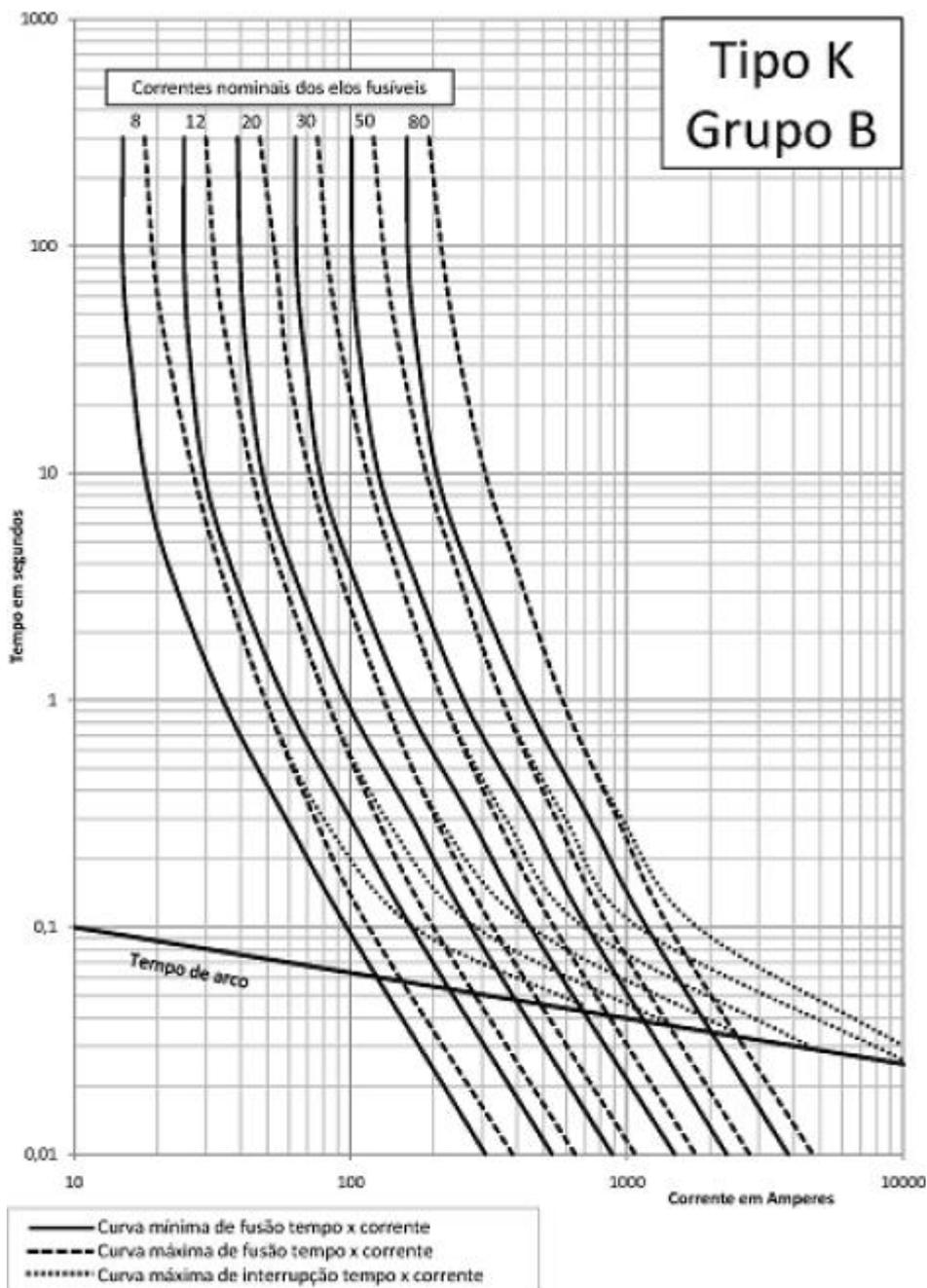


Figura 17: Curva tempo x corrente dos Elos fusíveis tipo K não preferenciais.

Fonte: [2]

Para realizar a seleção dos elos fusíveis do tipo H e K para a proteção de um transformador de distribuição instalado na rede, é necessário usar a seguinte tabela:

[2]

Tabela 01: Seleção dos Elos fusíveis H e K para proteção de transformador

Escolha de elos fusíveis K e H								
Potência do transformador kVA	2,3	3,8	6,6	11,4	13,8	22	25	34,5
	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
Transformadores monofásicos								
3	2H	1H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
5	3H	2H	1H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
7,5	3H	2H	1H	0,5H*	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
10	5H	3H	2H	1H	1H	0,5H	0,5H	0,5H
15	6K*	5H	2H	2H	1H*	0,5H*	0,5H*	0,5H
25	12K	6K	5H	2H	2H	1H	1H	1H
30	15K	8K	5H	3H	2H*	1H*	1H*	1H
37,5	20K	10K	6K	3H	3H	2H	2H	1H
Transformadores monofásicos MRT (retorno pela terra)								
3	3H	2H	1H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
5	5H	3H	1H*	1H	0,5H*	0,5H	0,5H	0,5H
7,5	6K*	3H*	2H	1H	1H	0,5H	0,5H	0,5H
10	8K	5H	3H	2H	2H	1H	1H	0,5H
15	12K	8K	5H	3H	2H	1H	1H	1H
25	20K	12K	6K	5H	3H	2H	2H	1H
30	12K	15K	8K	5H	5H	3H	2H	2H
37,5	30K	20K	10K	6K	5H	3H	3H	2H
Transformadores trifásicos								
5	2H	1H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
10	3H	2H	1H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H	0,5H
15	5H	3H	2H	1H	0,5H*	0,5H	0,5H	0,5H
25	6K*	5H	3H	2H	1H	0,5H*	0,5H	0,5H
30	8K	5H	3H	2H	2H	1H	1H	0,5H
37,5	10K	6K	3H	2H	2H	1H	1H	1H
45	12K	8K	5H	2H*	2H	1H*	1H	1H
50	12K*	8K	5H	3H	2H	1H*	1H	1H
75	20K	12K	6K*	5H	3H*	2H	2H	1H
100	25K	15K	10K	5H	5H	3H	2H	2H
112,5	30K	20K	10K	6K	5H	3H	3H	2H
150	40K	25K	15K	8K	6K*	5H	5H	3H
200	50K	30K	20K	10K	10K	5H	5H	5H
225	50K*	40K	20K	12K	10K	6K	5H*	5H
250	65K	40K	25K	15K	12K	6K*	6K	5H
300	80K	50K	30K	15K	15K	8K	8K	5H
400	100K	65K	40K	20K	20K	10K	10K	8K
500	100K*	80K	50K	25K	20K	12K	12K	10K
600	140K*	100K	65K	30K	25K	15K	15K	12K

(*) Devem ser utilizados em casos normais. Se ocorrerem queimas frequentes, utilizar fusíveis imediatamente superiores

Fonte: [2]

- Tipo T:

Os elos fusíveis tipo T apresentam um longo tempo de atuação, sua relação de rapidez varia entre 10, para elos fusíveis de corrente nominal de 6 A, e entre 13 para elos fusíveis para corrente nominal de 200 A.

Os elos fusíveis do tipo T tem a finalidade de realizar a proteção de alimentadores de distribuição e seus ramais. [2]

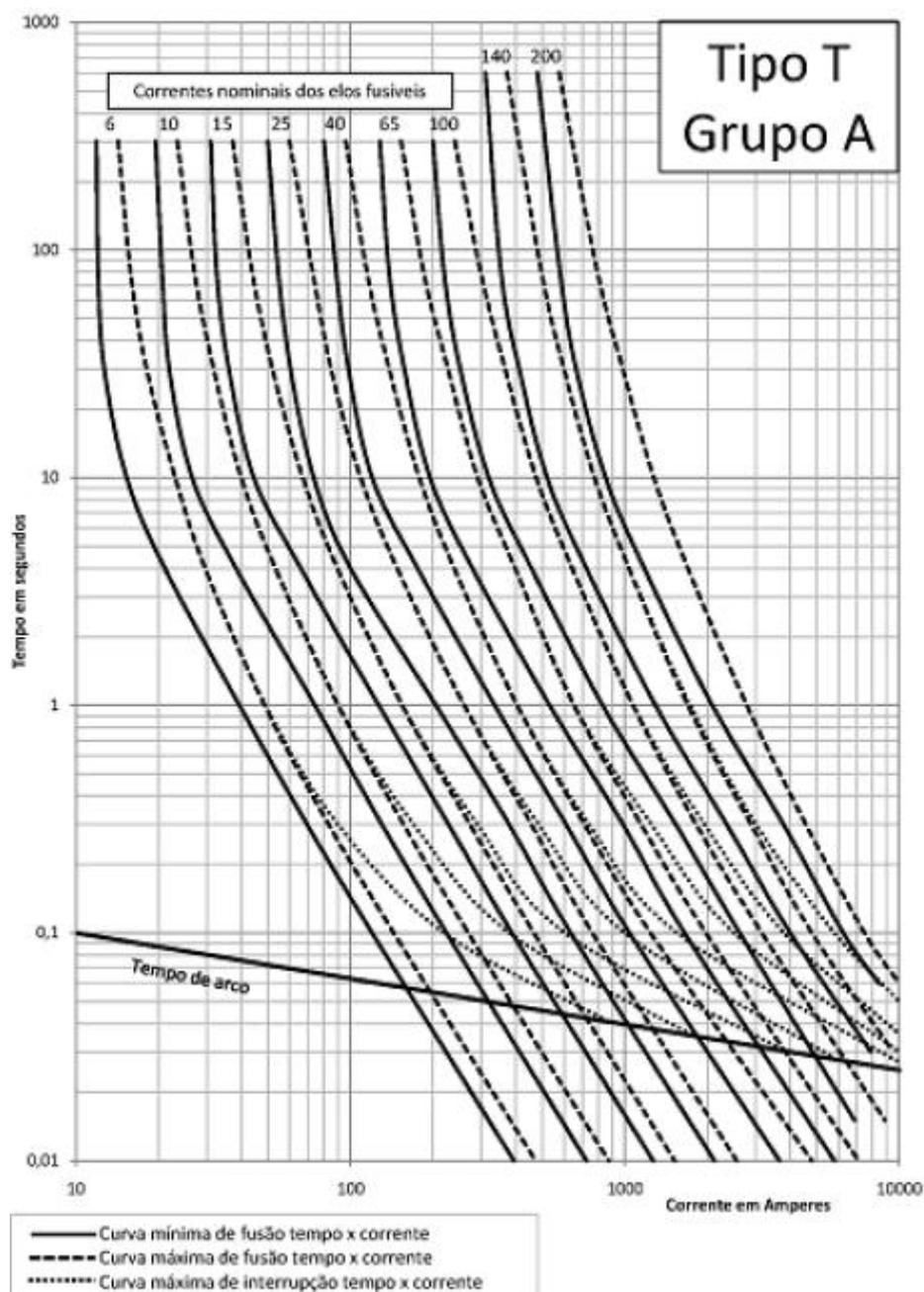


Figura 18: Curva tempo x corrente dos Elos fusíveis tipo T.

Fonte: [2]

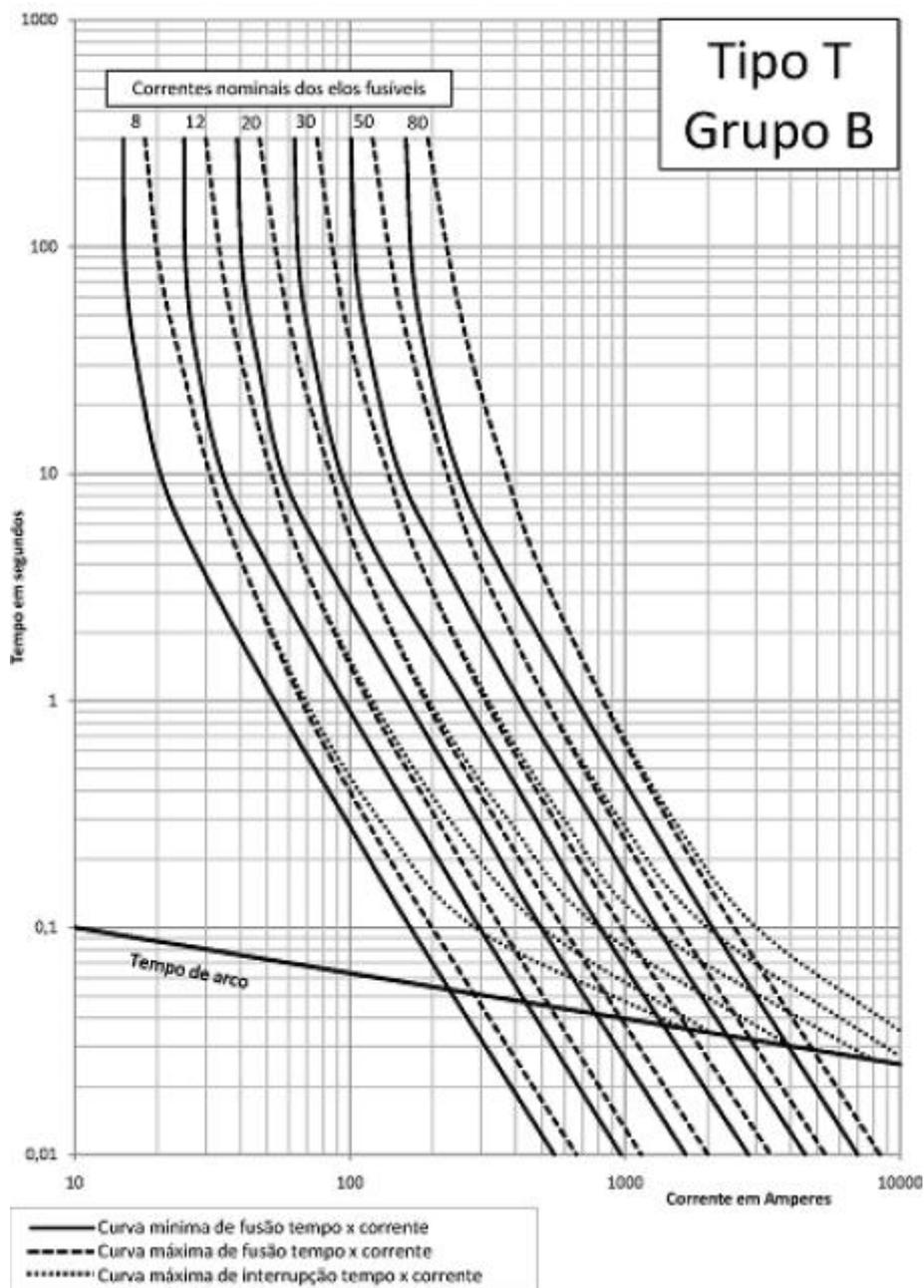


Figura 19: Curva tempo x corrente dos Elos fusíveis tipo T.

Fonte: [2]

2.5.1.1 Critério de aplicação dos elos fusíveis

É necessário seguir alguns critérios básicos na aplicação dos elos fusíveis em um sistema de distribuição, conforme descritos abaixo:

Deve-se dimensionar o elo fusível de maneira a prever o crescimento da carga em um período de pelo menos cinco anos.

Dimensionar o elo fusível para suportar cargas eventualmente transferidas, em casos de manobras na rede de distribuição, nos casos de manutenções.

Para a proteção de ramal é necessário que a corrente nominal do elo fusível seja superior ou igual a 150% da corrente máxima da carga prevista no projeto no ponto de instalação da chave fusível. Conforme equação: [2]

$$I_{\text{nef}} \geq 1,5 \times I_{\text{máx}}$$

I_{nef} = corrente nominal do elo fusível, em A

$I_{\text{máx}}$ = corrente máxima do alimentado, em A

A chave fusível deve ter uma corrente nominal igual ou pelo menos a 150% da corrente nominal da corrente do elo fusível.

É necessário o cálculo para determinar as correntes de curto-circuito trifásicas, bifásicas e fase-terra nos pontos onde estão instaladas as chaves fusíveis.

O elo fusível deve possuir a corrente nominal igual ou inferior a 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínima que ocorrer no fim do trecho. Conforme a equação abaixo:

$$I_{\text{nef}} \geq 0,25 \times I_{\text{ft}}$$

I_{ft} = corrente de curto-circuito fase-terra, em A

Em cada trecho da rede de distribuição, deve-se determinar a corrente de carga máxima.



Figura 20: Elos Fusíveis

Fonte: [2]



Figura 21: Chave-fusível

Fonte: [2]

2.5.2 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos utilizados na proteção de sistemas elétricos e que todo alimentador de distribuição deve conter. [2]

Os disjuntores tem a função de desacoplar o circuito caso venha uma corrente excessiva, e também a função de chave liga e desliga.

Para que o sistema de proteção seja eficaz, deve - se respeitar os seguintes requisitos:

- A tensão nominal do disjuntor deve ser no mínimo igual à do sistema. [2]
- A capacidade de corrente do disjuntor deve ser superior a corrente máxima que possa fluir pelo disjuntor, calculada pelo planejamento em longo prazo. [2]
- A capacidade de interrupção do disjuntor deve ser no mínimo igual à máxima corrente de curto circuito no ponto de instalação do disjuntor. [2]
- Os níveis de isolamento do disjuntor e do sistema devem ser compatíveis. [2]

Existem vários tipos de modelos de disjuntor, a figura 22 mostra um deles.

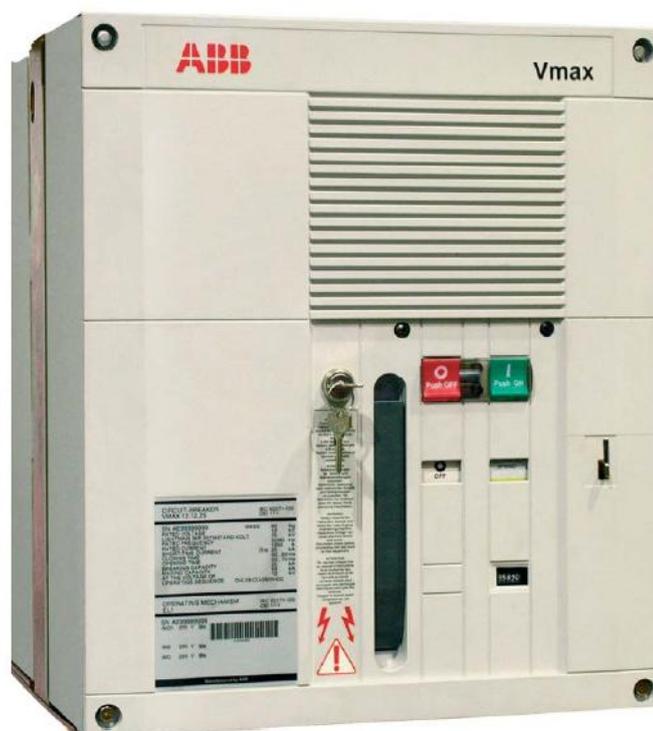


Figura 22: Disjuntor ABB

Fonte: [10]

2.5.3 Reles

Os reles são dispositivos de proteção mais complexo que a chave-fusível e o disjuntor, podendo proteger a carga ou o circuito de diversas anomalias, por exemplo, sobrecarga, sobretensão, subtensão, curto-circuito, etc. [2]

Existem diversos tipos de reles, cada um contendo uma característica técnica individual que protege o sistema contra falhas, realizando tal tarefa dentro dos limites exigidos pelos esquemas de coordenação e proteção. [2]

Atualmente os reles mais utilizados são os reles de sobrecorrente, rele de sobrecorrente direcional, reles de sobretensão, reles de subtensão, reles direcional de potência, reles de distância, reles diferencial e reles de religamento. [4]

Sendo que os reles de sobrecorrente e de religamento são os mais importantes em um sistema de proteção de energia elétrica. [4]

2.5.3.1 Reles de Sobrecorrente

Os reles de sobrecorrente são os dispositivos básicos de proteção de um sistema elétrico de potência. Por se tratar de um dispositivo que responde à corrente que flui no sistema a ser protegido, quando o módulo dessa corrente supera o valor previamente ajustado, ou seja, o rele de sobrecorrente é um dispositivo de proteção contra curtos-circuitos. [2]

O rele de sobrecorrente é o tipo de proteção mais econômica de um sistema elétrico de potência, porém, é necessário realizar ajustes nos reles de sobrecorrente em qualquer alteração da configuração do sistema. [2]

Os principais reles de sobrecorrente são: [2]

- Reles de sobrecorrente não direcionais;
- Reles de sobrecorrente diferenciais;
- Reles de sobrecorrente direcionais;
- Reles de sobrecorrente de distância;

2.5.3.2 Reles de Religamento

Dos equipamentos de proteção utilizados nas subestações (como reles de sobrecorrente, reles de sobre e subtensão, reles de religamento e etc.) um dos mais importantes na distribuição é o rele de religamento.

Os reles de religamento são reles auxiliares utilizados para comandar o religamento dos disjuntores. [4]

2.5.3.3 Reles Digitais

Os reles digitais são os mais utilizados hoje em dia devido a sua eficácia. Este tipo de rele é autônomo, podendo ser usado para proteção principal ou de retaguarda. Proteção monofásica, bifásica, trifásica+neutro, podendo ser utilizado na proteção de sobrecorrente, sobre/subtensão, sequência de fase, com TRIP capacitivo e fonte capacitiva incorporada, supervisão de bobina de abertura. [5]

O rele digital é provido com microcontroladores o que o torna “inteligente” e autônomo. [6]

Além da proteção do sistema, o rele digital realiza tarefas que seus antecessores não realizavam, como medições elétricas, controle, sinalização, funções de comunicação, entre outras. [2]

A figura a seguir mostra o rele digital:



Figura 23: Rele digital

Fonte: [6]

2.5.4 Religadores automáticos

O religador automático é um dispositivo que ao detectar um curto-circuito na linha ele automaticamente desarma e arma (abre e fecha os contatos internos) até perceber que o curto não existe mais, realizando este procedimento no máximo três vezes em um intervalo de tempo (tempo de religamento), ou seja, caso o curto-circuito não tenha se extinguido até a terceira vez o religador ficará aberto na quarta vez, impedindo assim que o curto-circuito chegue ao restante do circuito. Sendo assim o novo fechamento só poderá ser feito manualmente. [4]

O religador possui duas curvas as quais são: rápida e temporizada. Devido ao funcionamento do religador o melhor para este dispositivo é evitar que faltas transitória queimem elos fusíveis. [3]

2.5.5 Seccionalizadores ou seccionadores automáticos

O seccionador automático se localiza na retaguarda de um dispositivo de proteção, como por exemplo, atrás de uma chave fusível.

Possui a função de desligar o restante do circuito, em sua frente, quando sente que o dispositivo de proteção a sua retaguarda foi aberto. [4]

Seu funcionamento é através de um elemento sensível a sobrecorrente e um mecanismo de contagem de aberturas do mecanismo que está em sua retaguarda. [4]

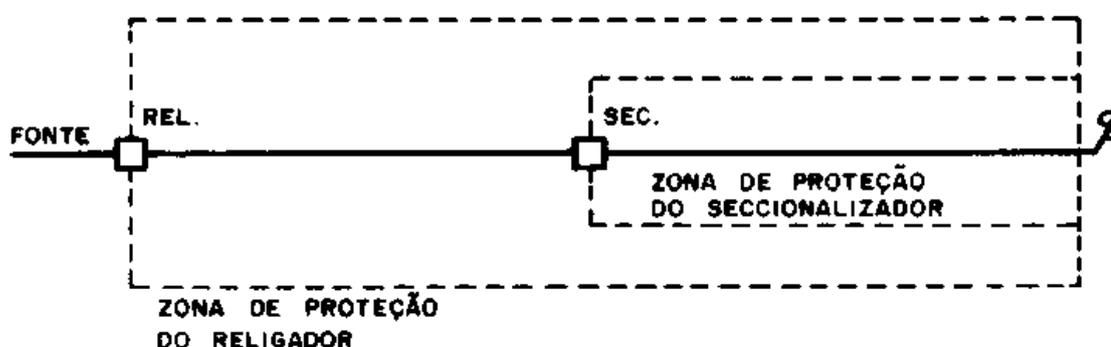


Figura 24: Zona de proteção do seccionizador e do religador

Fonte: [4]

2.6 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO

O objetivo de um sistema de proteção e de distribuição de energia elétrica é isolar o mais rápido possível um trecho onde ocorrer uma anomalia. [7]

Para que um sistema de proteção seja eficaz é necessário possuir seis requisitos básicos, que são: seletividade, coordenação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e automação. [2]

2.6.1 Seletividade

O objetivo da seletividade é fazer com que o dispositivo de proteção mais

próximo da falha opere, independente da falta ser permanente ou transitória. [3]

A seletividade é uma técnica empregada no estudo de proteção e coordenação, na qual somente o elemento de proteção, mais próximo de onde ocorreu a falha, acione, desacoplando o sistema elétrico defeituoso. [2]

É de extrema importância que exista a seletividade entre os dispositivos de proteção, sendo assim, na ocorrência de uma anomalia, o mais próximo equipamento de proteção, deverá atuar, evitando que os demais circuitos, que compõem o sistema elétrico de distribuição, sejam desativados. [7]

Na figura abaixo mostra um exemplo simples de como um sistema seletivo deve operar. Nota-se que na ocorrência de uma falha no trecho A, a seletividade de proteção deverá isolar somente o mesmo, mantendo os trechos B e C energizados, caso isso não ocorra, pode-se afirmar que a seletividade não está correta. [7]

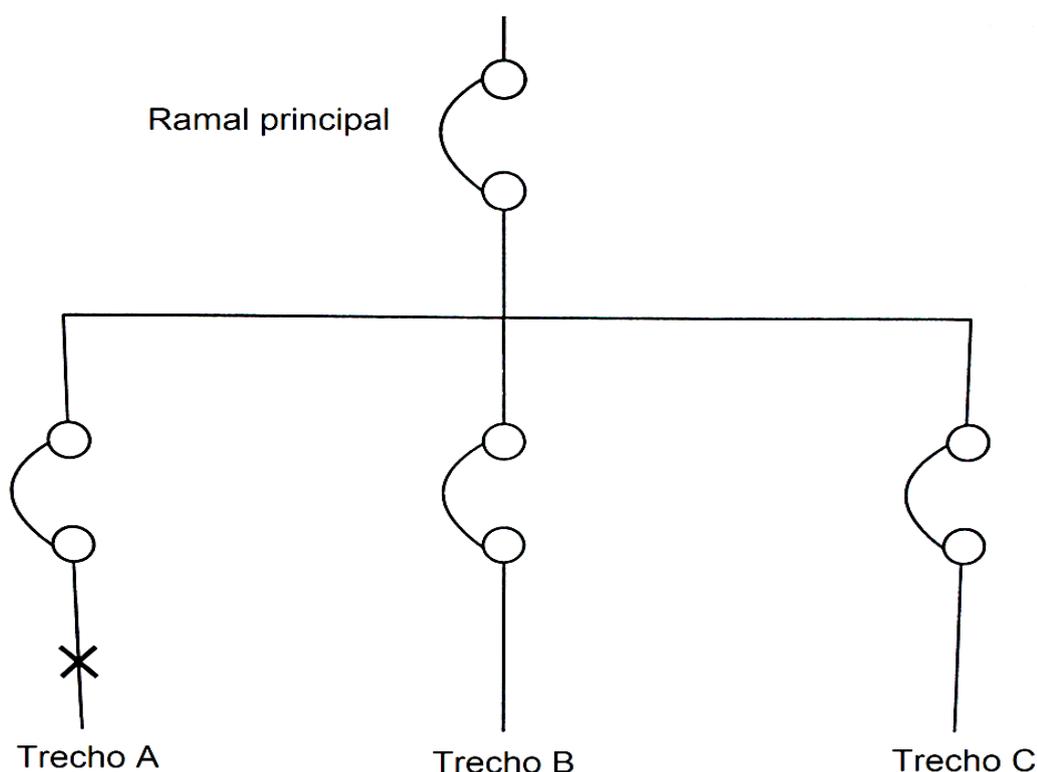


Figura 25: Diagrama unifilar de um trecho com seletividade.

Fonte: [7]

O estudo da seletividade é realizado através das curvas características, tempo x corrente, dos equipamentos que compõem o sistema de proteção da rede de

distribuição de energia elétrica. [3]

A figura abaixo mostra um exemplo de seletividade. Pode-se observar que o fusível é mais rápido e sensível que o relé, sendo assim, caso ocorra uma falta no sistema de distribuição, que contenha esses equipamentos instalados, o fusível atuará antes do relé.

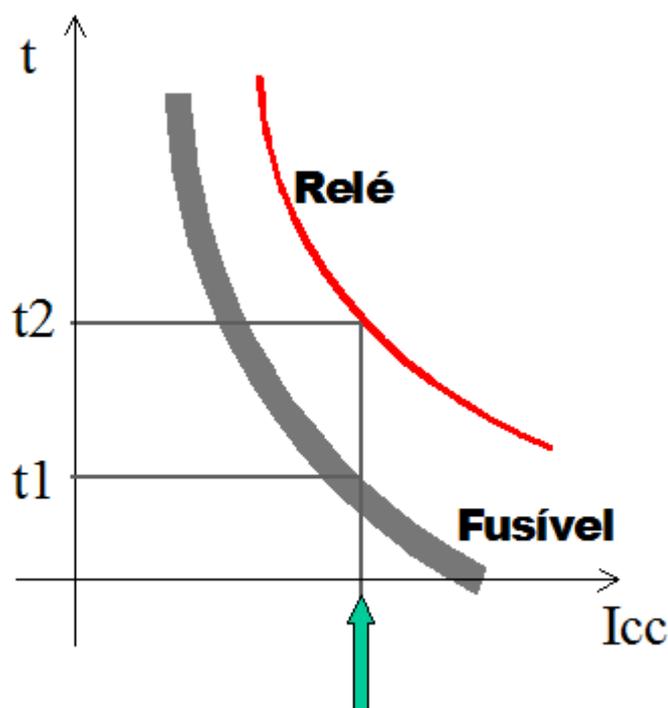


Figura 26: Exemplo de seletividade

Fonte: [3]

2.6.2 Seletividade entre Elos Fusíveis

A seletividade, entre dois ou mais elos fusíveis instalados em série, é satisfatória quando o tempo total de interrupção do elo fusível protetor (F1), não exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo-fusível protegido (F2).

Conforme ilustrado na figura 27 o elo-fusível protetor (F1) é aquele que está instalado o mais longe da subestação, o qual deverá queimar caso ocorra um defeito, já o elo fusível protegido (F2) se encontra mais próximo a subestação e não deverá queimar. [3]

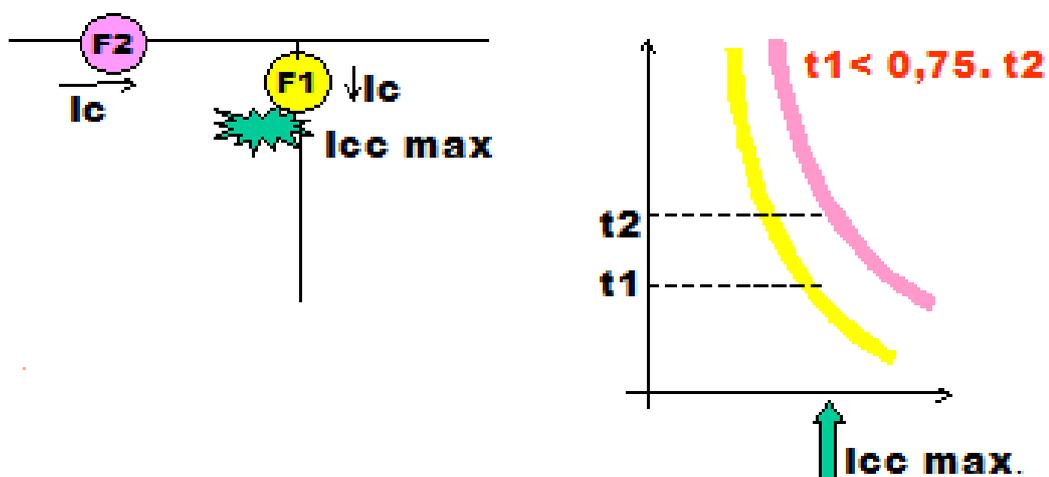


Figura 27: Seletividade entre elos fusíveis

Fonte: [3]

Para ampliar a faixa de seletividade entre os elos-fusíveis, é recomendável optar pelo uso do grupo K (tempo rápido) com valores de 6, 10, 15, 25 e 40 para elo-fusível protetor, e valores de 10, 15, 25, 40 e 65 para elo-fusível protegido.

Tabela 02: Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K

Elo fusível protetor	Elo protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	90	230	420	700	1200
10K	-	130	370	700	1200
15K	-	-	220	640	1200
25K	-	-	-	350	1100
40K	-	-	-	-	700

Fonte: [2]

As curvas características dos elos-fusíveis do tipo K recomendado acima podem ser observadas na figura 16 item 2.5.1.

2.6.3 Seletividade Rele - Elo Fusível

Para que exista seletividade entre o rele do alimentador e o elo-fusível, é necessário que o elo interrompa a corrente de surto antes que o rele opere, para que isso aconteça o tempo de interrupção do elo deve ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do rele. [3]

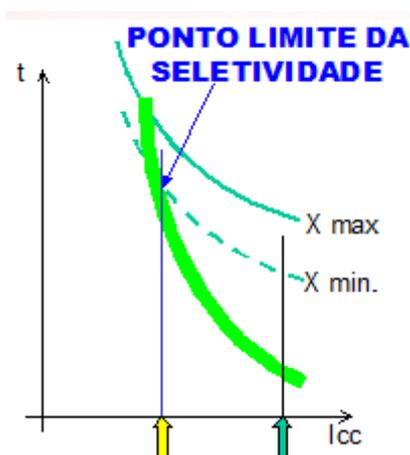


Figura 28: Seletividade entre rele e elo fusíveis

Fonte: [2]

Para ocorrer a seletividade com a unidade instantânea, se considerar que o tempo de interrupção do disjuntor através do rele é de 0,133s, independentemente do valor da corrente, o elo deverá fundir com tempo inferior à 0,133s, senão o disjuntor será aberto, não causando a queima do elo, não obtendo a seletividade esperada no sistema.

Deverão ser verificadas as curvas de interrupção máximas do elo e a curva temporizada do rele, para obter a seletividade em caso de curtos-circuitos bifásicos. Se a curva do rele for maior que a curva do elo possivelmente não irá comprometer a seletividade.

Nos casos de curto circuito fase-terra, deve-se verificar a seletividade para as correntes de curto circuito mínimo, sendo que a CPFL adota uma resistência de falta de 40 ohms tanto no ponto de instalação da chave fusível como no final do trecho protegido pelo fusível, sendo que a seletividade também deverá ser analisada entre a curva de interrupção máxima do elo e a curva temporizada do rele.

Apesar de muitos reles fazerem que os disjuntores realizem sequências de

operação em faltas transitórias, a fim de evitar a queima do elo-fusível, é recomendável que os disjuntores de proteção não operem desta forma, pois o valor de custo de um elo-fusível pode ser desconsiderado perto de algum dano que possa ocorrer devido às tentativas de religamento dos disjuntores.

2.6.4 Coordenação

Coordenação é a condição que se dá a dois ou mais equipamentos de proteção operarem numa determinada sequência, previamente definidas, quando em condição de falta no sistema. [3]

A coordenação tem por objetivo fazer com que a menor parte da rede afetada, fique desativada, e evitar que os equipamentos de proteção, que não possuem religamento automático acionem em faltas transitórias. [3]

O estudo da coordenação é realizado através da superposição das curvas características tempo x corrente tendo como objetivo definir o tempo mais adequado de ação de cada equipamento. [3]

A rede de distribuição de energia elétrica possui uma grande quantidade de equipamentos de proteção instalados no decorrer do circuito, sendo assim se faz necessário o emprego da coordenação para evitar que desenergize alguns trechos desnecessariamente. [2]

2.6.5 Coordenação entre Elos Fusíveis

No caso de um curto-circuito no sistema, para que exista coordenação entre elos-fusíveis ligados em série, é necessário que o tempo do elo-fusível protetor seja no máximo 75% do menor de tempo de fusão do elo-fusível protegido, ou seja:

$$T_{máxf} \leq 0,75 \times T_{mínf}$$

Onde:

$T_{máxf}$ = Tempo máximo de atuação do elo-fusível protetor;

$T_{mínfa}$ = Tempo mínimo de atuação do elo fusível

PROTEÇÃO DE SISTEMA DE DISTRIBUI

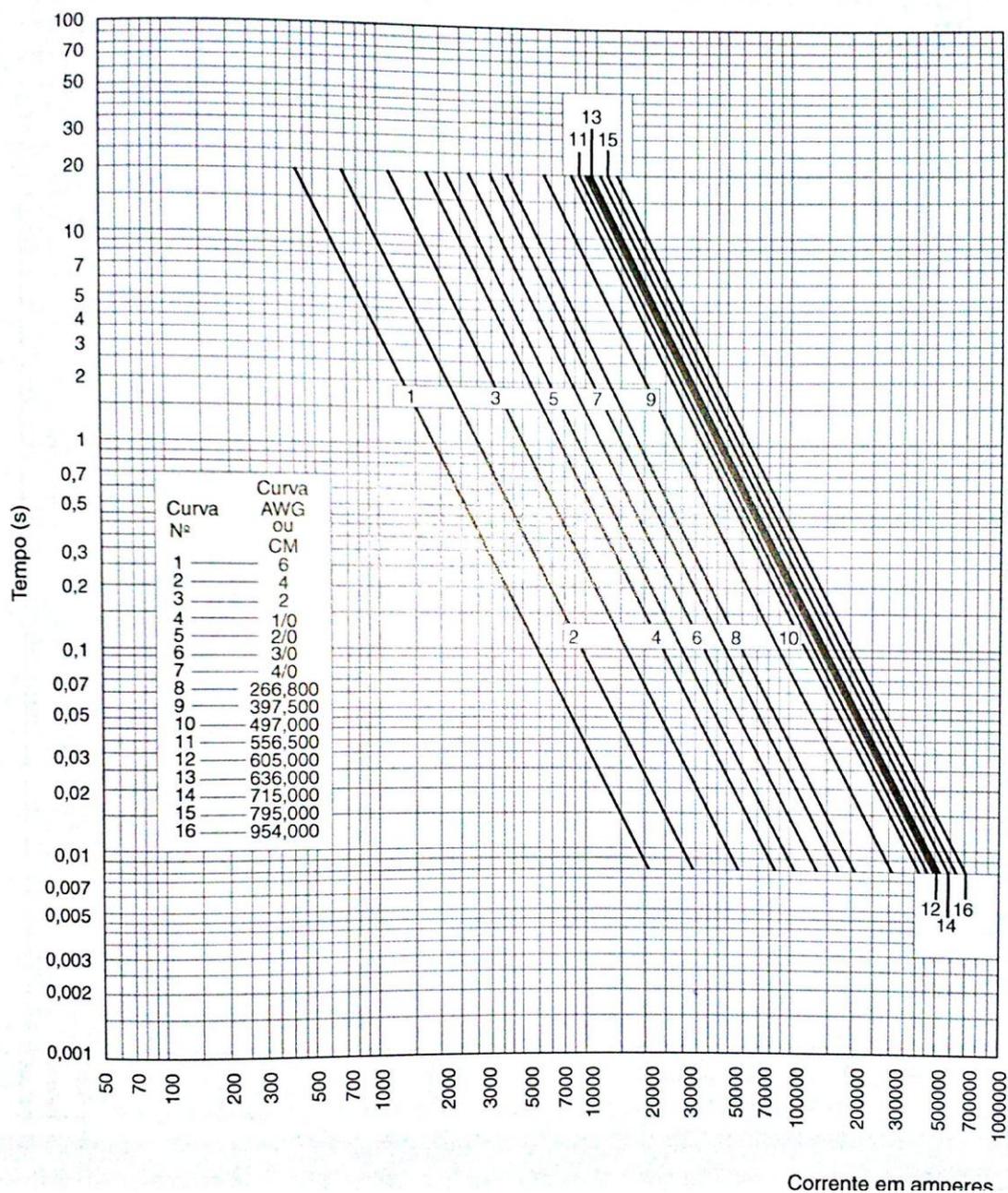


Figura 29: Curva tempo x corrente dos condutores de alumínio

Fonte: [2]

Para que haja a coordenação entre os elos, deve-se adotar alguns critérios: [2]

Se ater na quantidade de chaves fusíveis em série, pois caso exista mais que

duas chaves a coordenação torna-se impraticável, caso haja a necessidade de complementar a proteção deve-se usar outros dispositivos de proteção. [2]

Para que seja ampliada a faixa de coordenação entre os elos protegidos e protetores, é recomendado, sempre que possível, que seja reduzido o número de elos-fusíveis no alimentador. A série de elos mais recomendadas são: 6-10-15-25-65A. [2]

[2]

Deve haver a coordenação entre os elos protegido e protetor, onde o maior valor da corrente de curto-circuito deve ser no ponto de instalação do elo protetor. [2]

A figura a seguir ilustra as posições onde devem ser instalados os elos-fusíveis para uma coordenação eficaz. [2]

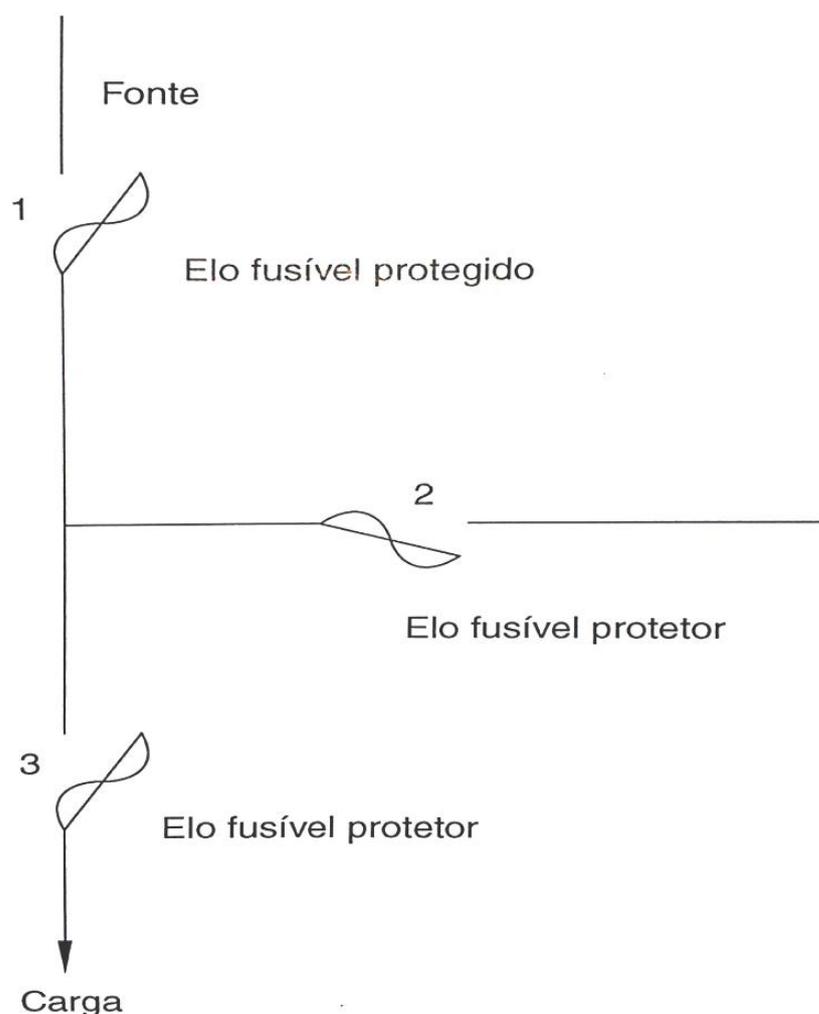


Figura 30: Posição dos elos fusíveis protegidos e protetor

Fonte: [2]

Aproximadamente 84% das falta envolvem a terra, devido esse fato é necessário coordenar os elos para a menor corrente de curto-circuito fase-terra, onde está instalado o elo protetor. [2]

Os elos do tipo H não são recomendáveis para proteção de ramais, e nem para a instalação nos alimentadores longos. [2]

Utilizar de preferência elos-fusíveis preferenciais tipo K para diminuir a quantidade de elos-fusíveis determinada no alimentador. Dependendo da condição de coordenação pode-se utilizar também o tipo elos-fusíveis não preferenciais do tipo K instalados em série num mesmo projeto. [2]

Para a coordenação de elos-fusíveis tipo K, é necessário conhecer a corrente de curto-circuito em todos os pontos onde estão instaladas as chaves fusíveis, deve-se aplicar a tabela 03. Para obter a coordenação entre os elos H e K (aplicada nos transformadores de distribuição) utilizar tabela 04. [2]

Tabela 03: Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo K

Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo K													
F u s í v e l P r o t e t o	K	Fusível protegido tipo K											
		12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6		350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12				320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30								850	1700	2800	3900	5800	9200
40									1100	2200	3900	5800	9200
50										1450	3500	5800	9200
65											2400	5800	9200
80												4500	9200
100												2000	9100
140													4000

Fonte: [2]

Tabela 04: Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo H e K

Tabela de coordenação entre elos fusíveis dos tipos H e K													
P r o t e t o r	H	Elo fusível protegido											
		10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140
	1	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800
	2	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800
	3	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800
5	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	

Fonte: [2]

Conhecendo a corrente de curto-circuito, aplicar tabela 05 para a coordenação de elos-fusíveis tipo T. Para obter a coordenação entre os elos H e T (aplicada nos transformadores de distribuição) obter tabela 06. [2]

Tabela 05: Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo T

Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo T														
F u s í v e l P r o t e t o r	T	Fusível protegido tipo T												
		10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6	350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
8		375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
10			530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
12				680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
15					730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
20						990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200	
25							1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200	
30								1500	3100	5000	6100	9700	15200	
40									1750	3800	6100	9700	15200	
50										1750	4400	9700	15200	
65											2200	9700	15200	
80												7200	15200	
100												4000	13800	
140													7500	

Fonte: [2]

Tabela 06: Tabela de coordenação entre elos fusíveis tipo H e T

Tabela de coordenação entre elos fusíveis dos tipos H e T															
P r o t e t o r	H	Fusível protegido tipo T													
		8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
	1	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
	2	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
	3	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
	5	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
	8	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Fonte: [2]

2.6.6 Coordenação Rele - Religador

Para que haja coordenação entre rele e religador, é necessário que os reles de fase ou terra que controlam o disjuntor não operem enquanto o religador está executando a sequência de operação. Para que o disjuntor não opere, é necessário, escolher as curvas de operação dos reles controladores, porém as curvas de operação de fase e terra do religador, já devem estar definidas.

A figura 32, ilustra um religador dentro da zona de proteção de um rele. [3]

Para uma coordenação eficaz é necessário adotar as seguintes condições:

A corrente mínima para iniciar a operação do rele de fase ou terra, deve ser maior, que a corrente mínima de operação do religador.

Durante o tempo de operação do religador, o rele também, é sensibilizado pela sobrecorrente, porém a soma dos avanços relativos que os reles possuem (avanço-retorno) em qualquer das operações do religador, não deve ser suficiente para que o rele comande a abertura do disjuntor, pois se isso ocorrer irá causar a descoordenação do rele com o religador.

Esta soma pode ser obtida utilizando dois métodos, manual e computacional, sendo que, o computacional é realizado através de software e o manual conforme apresentado abaixo. [3]

Para realizar o método manual, a integração deve ser realizada no ponto onde ocorrer a maior relação entre $\frac{T_{Religador}}{T_{Relé}}$, onde os valores de corrente de curto-circuito

atingem as maiores proximidades relativa entre as curvas. Tal relação deve ser feita para ajustes de fase e terra. [3]

Deve haver uma tolerância para garantir a coordenação, devido à erros que os equipamentos de proteção podem apresentar, tolerância essa, 10% para cada dispositivo, isso significa elevar a curva temporizada para 10% e abaixar a curva do rele em 10%, conforme a figura 31. [3]

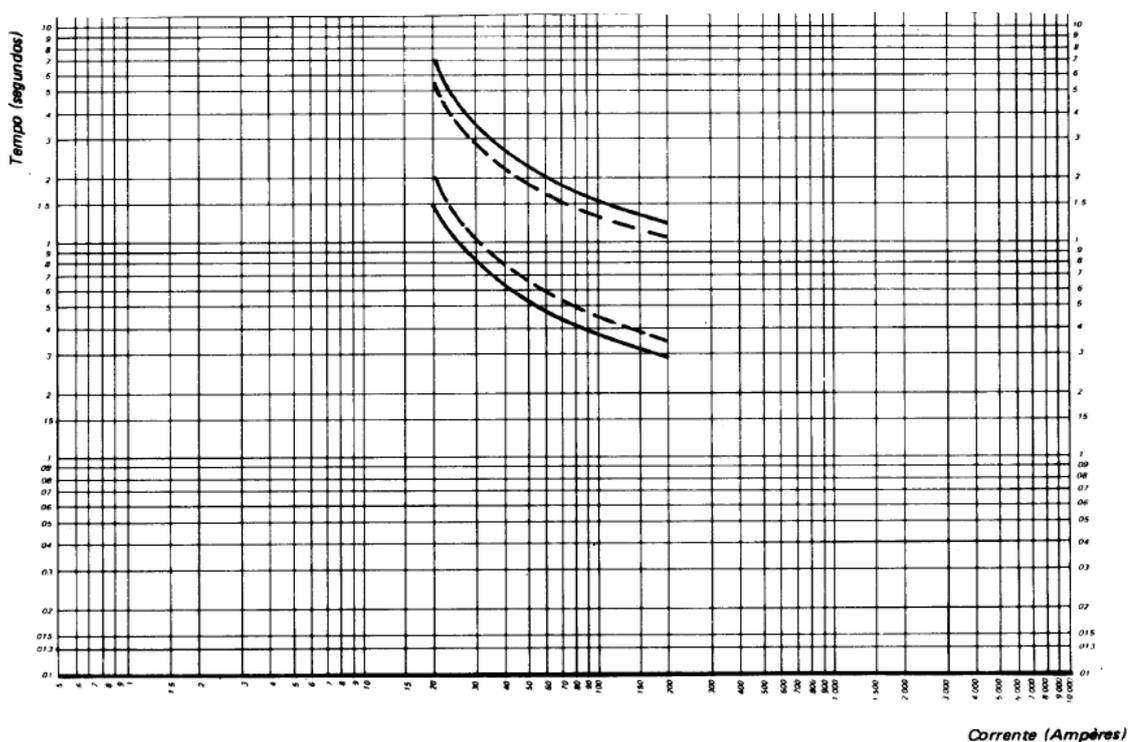


Figura 31: Tolerância dos dispositivos de proteção

Fonte: [2]

Para realizar a verificação da integração deverá ser preenchida a seguinte tabela [3]:

Tabela 07: Verificação de integração antes dos cálculos realizados

Sequência operação	Religador		Relé		////////	
	Curva	Tempo de operação (t1)	Tempo de religamento (t2)	Avanço %	Rearme %	Soma relativa
1ª						
2ª						
3ª						
4ª			////////		////////	

Fonte: [3]

Observação: Na tabela 07, coluna Tempo de religamento (t2) na linha da 4ª sequência de operação e na coluna Rearme % na linha da 4ª sequência de operação a tabela não é preenchida, pois, na 4ª operação o religador não irá religar e o rele também não enviará sinal para o rearme.

Passos a serem seguidos para o preenchimento:

1) Preencher os campos referentes as curvas, tempo de operação do religador para o valor de curto-circuito desejado (T1) e tempo de religamento do religador (T2).

2) Avanço do relé

$$Avanço = \frac{T1 \times 100}{X}$$

T1 = tempo de operação do religador para o valor de curto-circuito desejado.

X = tempo de operação do relé para o valor de curto-circuito desejado T1 = tempo de operação do religador para o valor de curto-circuito desejado.

3) Rearme do rele

$$Rearme = \frac{T2 \times 100}{Y}$$

T_2 = tempo de religamento do religador

Y = tempo de rearme total do relé (função da curva do relé)

4) Diferença entre o avanço e o rearme do relé, caso a diferença ser negativa considerar igual a zero. Para uma coordenação eficaz a soma relativa deve ser inferior a 100% da relação entre religador e relé.

Exemplo para verificar a coordenação entre um disjuntor e o religador, conforme mostra a figura abaixo.

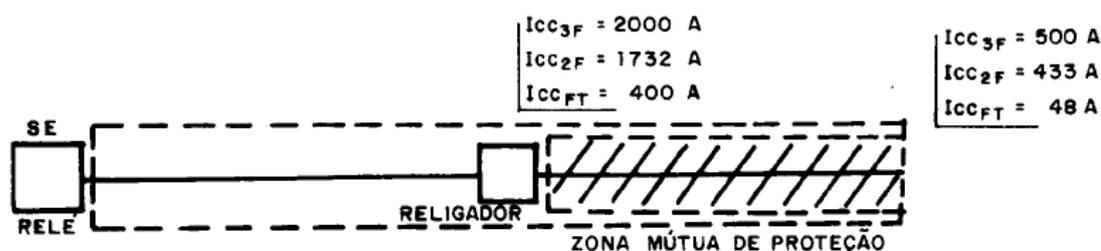


Figura 32: Zona de Proteção do rele e religador

Fonte: [3]

Ajuste dos equipamentos,

Sobrecorrente

Tabela 08: Ajuste rele de sobrecorrente

Rele de sobrecorrente		
RTC:	300/5	
Ajustes:	Fases	Terra
Marca:	Westinghouse	Westinghouse
Tipo:	CO7	CO6
Tap:	5,0A	0,5A
Curva:	9	2
Instantâneo:	50	15

Fonte: [3]

Religador

Tabela 09: Ajuste religador

Religador			
RTC:	100/1		
Marca:	Brush		
Tipo:	PMR 1-15		
Ajustes:	Fase	Terra	UST
P.U. Temporizado (%RTC):	100 (100%)	20 (20%)	
Curva (característica):	04 (Ml)	03 (l)	
P.U. Inst. (FE):	100 (1,0)	40 (2,0)	
Sequência de Operações:	2l2T	2l2T	
PU UST (FE):			8(0,4)
Tempo definido (s):			3
Número operações:	4	4	4
Religamento (s):		2	
Rearme (s):		10	
Tempo adicional curva rápida (s):		0	

Fonte: [3]

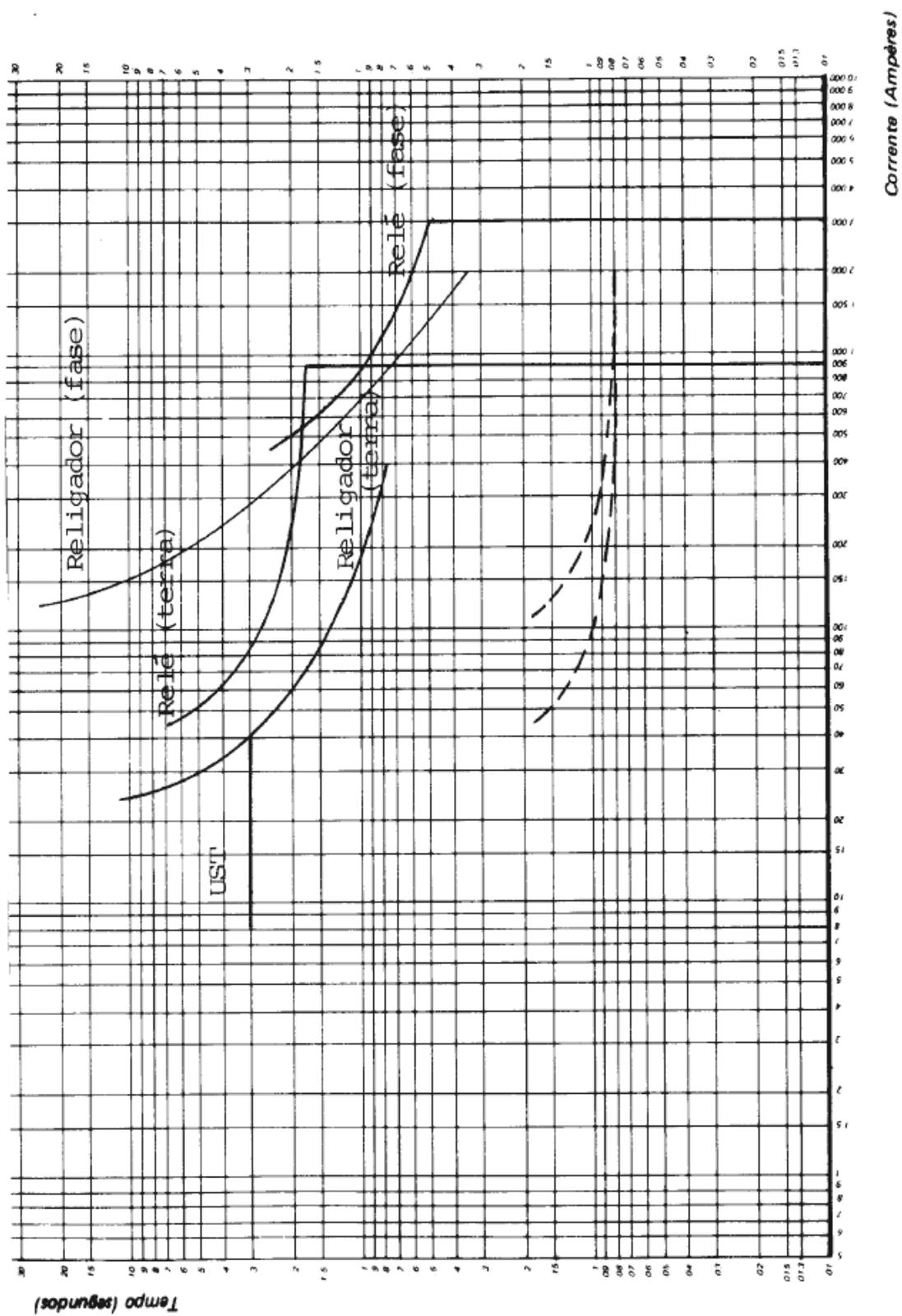


Figura 33: Integração rele religador

Fonte: [3]

Para exemplificar será feita a verificação da integração para os ajustes de terra. [3]

As correntes a serem consideradas são entre 48 à 400A, pois são as correntes de curto-circuito mínima e máxima na rede de proteção. [3]

Na tabela abaixo observa-se que as curvas do religador e do rele estão mais próximas de 80A, sendo assim este valor será utilizado no valor do calculo.

Tabela 10: Relação entre o tempo de atuação do religador e do rele

Corrente	Tempo rele (s)	Tempo religador curva temporizada	$\frac{T \text{ religador}}{T \text{ rele}}$
50	5,2	2,4	0,462
60	4,2	2	0,476
70	3,5	1,8	0,514
80	3,1	1,6	0,516
90	2,9	1,45	0,500
100	2,8	1,35	0,482
150	2,3	1,1	0,478
200	2,1	0,95	0,452
300	1,9	0,82	0,432
400	1,8	0,76	0,422

Fonte: [3]

b1) Para 80A o tempo de operação do relé é de 3,1 segundos, se considerarmos a tolerância de 10% este tempo diminui para 2,79 segundos.

b2) Para 80A o tempo de operação do religador na curva rápida é de 0,09 segundos.

b3) Na curva lenta para uma corrente de 80A o tempo de operação do religador é de 1,6 segundo, considerando a tolerância de 10% esse tempo aumenta para 1,76 segundo.

b4) O avanço do contato móvel do rele na primeira operação do religador na curva rápida. [3]

$$\text{Avanço} = \frac{0,09 \times 100}{2,79} = 3,2\%$$

b5) Rearme do rele

O tempo do rearme total do rele, é fornecido pelo fabricante. Esse tempo é em função da curva do rele escolhida, conforme o gráfico abaixo. [3]

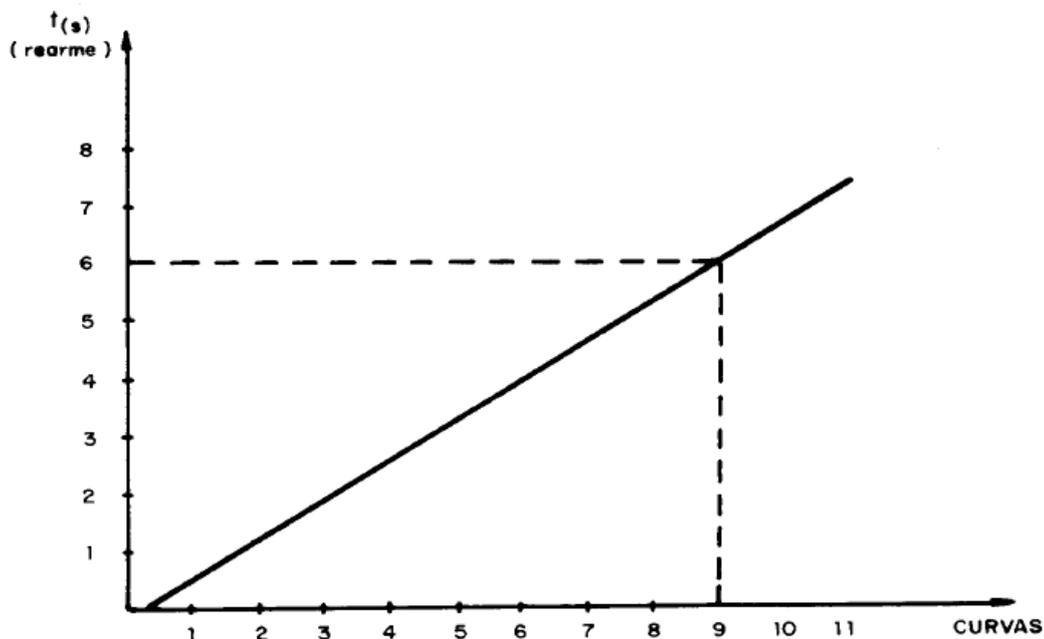


Figura 34: Curva de rearme do rele CO-6 [3]

Fonte: [3]

O tempo total do rearme é de 6 segundos devido a curva 9 ser escolhida, sabendo-se que o tempo de religamento do religador é de 2 segundos, obtém-se: [3]

$$Rearme = \frac{2 \times 100}{6} = 33,3\%$$

Soma relativa = avanço – rearme = 3,2% - 33,3% = -30,1%, ou seja, não houve avanço relativo do rele na primeira atuação do religador.

b6) Na segunda operação do religador, curva rápida, os cálculos para obter o avanço dos contatos do rele são idênticos aos itens b4 e b5, ou seja, não há avanço relativo do rele, na segunda atuação do religador. [3]

b7) Na terceira operação do religador, curva lenta, o avanço móvel do rele será:

$$Avanço = \frac{1,76 \times 100}{2,79} = 63,1\%$$

Rearme = 33,3%

Soma relativa = 63,1% - 33,3% = 29,8%

b8) Na quarta operação do rele, curva lenta, o avanço do contato é de:

$$\text{Avanço} = \frac{1,76 \times 100}{2,79} = 63,1\%$$

Soma relativa total = 28,9% + 63,1% = 92,9%

Resumo dos cálculos:

Tabela 11: Verificação da integração após cálculos realizados

Sequência operação	Religador			Rele		////
	Curva	Tempo de operação (t1)	Tempo de operação (t2)	Avanço %	Rearme %	Soma relativa
1ª	Rápida	0,09	2	3,2	33,3	0
2ª	Rápida	0,09	2	3,2	33,3	0
3ª	Lenta	1,76	2	63,1	33,3	29,8
4ª	Lenta	1,76	////	63,1	////	92,2

Fonte: [3]

O resultado obtido na tabela acima mostra que para uma corrente de curto-circuito de 80A, a coordenação entre rele e religador é existente. [3]

2.6.7 Coordenação Religador - Elo Fusível

Há duas condições de coordenação entre religadores e elos-fusíveis. [2]

Primeiro – O elo fica instalado junto à carga.

Segundo – O elo fica instalado junto à fonte.

O estudo foi realizado sobre a primeira condição. [2]

Como os religadores são ajustados para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada, a coordenação entre o elo-fusível e o religador é satisfatória quando o elo não rompe enquanto o religador executa suas operações rápidas, e

fundir durante a primeira operação temporizada. [3]

Quando o religador opera numa sequência de duas operações rápidas e uma terceira ação, temporizada, visa com que o elo não funda na primeira e segunda tentativas, tendo como expectativa que o problema se trate de uma falta transitória, e será sanada naturalmente. Caso isso não ocorra, a terceira operação, por ser temporizada, fará com que o elo-fusível atue devido às elevadas correntes de curto e se tratando de uma falta permanente. [2]

Devido a grande maioria das faltas serem de origem transitórias, deve-se escolher uma sequência de operação para o religador realizar duas operações rápidas, seguidas de duas temporizadas, isto fará com que ocorra a diminuição da queima dos elos-fusíveis. [3]

Para uma coordenação eficaz entre religador da subestação e elo-fusível, é necessário adotar alguns critérios, como: [2]

A corrente mínima que aciona uma unidade de proteção de fase deverá ser menor que a corrente de curto-circuito mínima bifásica do trecho protegido pelo religador. Já a corrente mínima para acionar uma unidade de proteção de neutro deve ser menor que a corrente mínima de curto-circuito fase-terra, no trecho protegido pelo religador, porém deve ser superior à corrente máxima de desequilíbrio do alimentador. [2]

A curva de suportabilidade térmica dos condutores elétricos e demais equipamentos instalados no alimentador, devem estar acima das curvas de operação lenta do religador. [2]

O religador deve ter as curvas selecionadas de forma a agir coordenadamente com os demais equipamentos de proteção instalados no circuito de distribuição. [2]

O ajuste do religador deve ser preferencialmente nas seguintes sequências: duas ações rápidas e duas ações operações retardadas (temporizadas). [2]

É preferencial que se adote a curva do relé sobrecorrente de fase e neutro com característica tempo x corrente muito inversa. [2]

A intersecção da curva rápida do religador, deslocada pelo fator de multiplicação "K", e a curva do tempo mínimo de fusão do elo, define o limite da faixa superior do ponto de coordenação, ou seja, é o ponto máximo de coordenação entre o religador e o elo-fusível. [2]

O fator K está relacionado com a quantidade de operações do religador e com os tempos de religamento, além de corrigir o tempo de operação do elo-fusível, o

qual aquece em função das operações do religador. [2] Pode considerar-se que o fator K é um fator de segurança, quando o religador tiver uma sequência de operações rápida, pois leva em conta o aquecimento do elo, devido as sequências de operações. [3]

A intersecção da curva lento do religador com a curva total de interrupção do elo-fusível, define o limite da faixa mínima de coordenação, ou seja, o ponto mínimo de coordenação entre o religador e o elo-fusível. [2]

O afastamento entre a curva tempo x corrente da sobrecorrente de fase e de neutro, e a curva do elo-fusível, em toda a extensão do circuito protegido pelo religador, deverá ser de 0,2 segundos, isso garantirá a coordenação do sistema. [2]

Para qualquer tipo de corrente de curto-circuito no trecho, onde o religador é proteção de retaguarda, o mesmo deve ser ajustado para atuar de forma seletiva com o elo-fusível. [2]

No caso de corrente de magnetização dos transformadores, a curva de operação rápida, do religador, não deve atuar. [2]

Para a segurança, o transformador de corrente do religador, deve suportar uma corrente de 20 vezes à corrente de curto-circuito na barra da subestação. [2]

Conforme a figura abaixo define-se graficamente a faixa de coordenação entre o religador e o elo-fusível. [2]

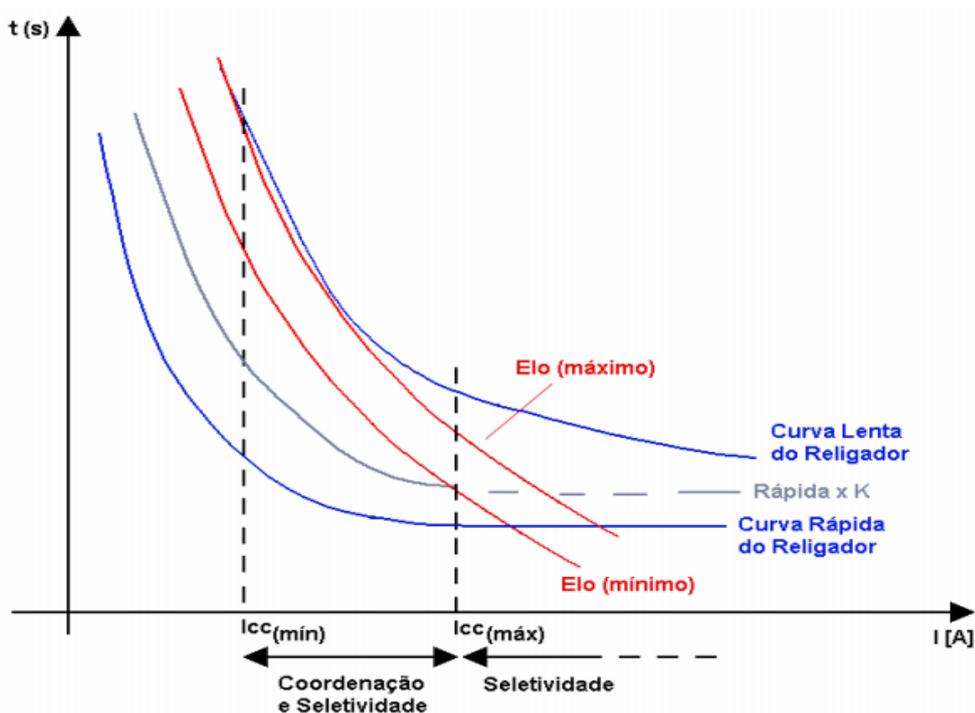


Figura 35: Coordenação entre religador de subestação e elo fusível com fator K

Fonte: [2]

A faixa de coordenação fica definida, onde a curva do tempo máximo do elo-fusível (curva 5) cruza com a curva de operação lenta do religador (curva 3) e onde a curva mínima de fusão do elo-fusível (curva 4) intercepta a curva de operação rápida do religador corrigida pelo fator K (curva 2). [2]

2.6.8 Coordenação Religador - Seccionalizador - Elo-Fusível

Alguns critérios devem ser adotados para que haja coordenação entre esses equipamentos.

A instalação do seccionalizador deve ser realizada a jusante do religador de distribuição e a montante do elo-fusível, sendo que a chave fusível deverá ser instalada a jusante do seccionalizador. [2]

Sabe-se que o religador pode ser ajustado de inúmeras maneiras, porém, para uma coordenação eficaz entre esses equipamentos, deve ser a seguinte sequência de operação do religador: uma operação rápida e três temporizadas. Desta forma, o seccionalizador deve ser ajustado para três contagens, iniciando-as a partir da quantidade de operação do religador no momento em que a corrente que passar por sua bobina série, for maior que sua corrente de atuação. Além disso, o seccionalizador deve ter sua corrente ajustada de maneira a ser inferior à menor corrente de curto-circuito a sua jusante. [2]

Os religadores de distribuição devem ter suas unidades temporizadas de fase e de neutro ajustadas para atuar com a mínima corrente de curto-circuito a jusante do seccionalizador. [2]

O seccionalizador deve ter um tempo de memória maior que a soma dos tempos de religamento do religador. E a corrente de ajuste do seccionalizador deve ser igual ou inferior a 80% da corrente que aciona o religador. [2]

Na necessidade de um seccionalizador adicional no trecho em série e a jusante do primeiro, o mesmo deve ser ajustado de forma que a contagem de operação seja inferior a do primeiro. Se a instalação do seccionalizador for paralelo com o primeiro

ambos deverão ser ajustados para uma contagem inferior à do religador de distribuição, pois o seccionizador deve ter um número de contagem ajustada, inferior à um em relação ao número de operações ajustadas no religador. [2]

Ao longo do trecho protegido pelo religador de distribuição a curva tempo x corrente de sobrecorrente de fase e de neutro, do religador, deve estar acima da curva tempo x corrente, dos elos-fusíveis, para todas as correntes de curto-circuito no trecho, e para garantir a seletividade o afastamento entre as curvas devem ser 0,20 segundos. [2]

Onde o religador atuar como proteção de retaguarda o mesmo deve ser ajustado de forma que sua ação seja seletiva com os elos-fusíveis para a menor corrente de curto-circuito trifásico, bifásico e fase-terra no trecho. [2]

No trecho onde o religador de proteção de retaguarda, a unidade de sobrecorrente instantânea deve ser ajustada com valor inferior a corrente de curto-circuito, valor simétrico. [2]

O tempo definido de fase (curva rápida), ou seja, a unidade de corrente instantânea do religador não deve atuar para a corrente de magnetização do transformador. [2]

As figuras abaixo demonstram a sequência de operações dos equipamentos. [3]

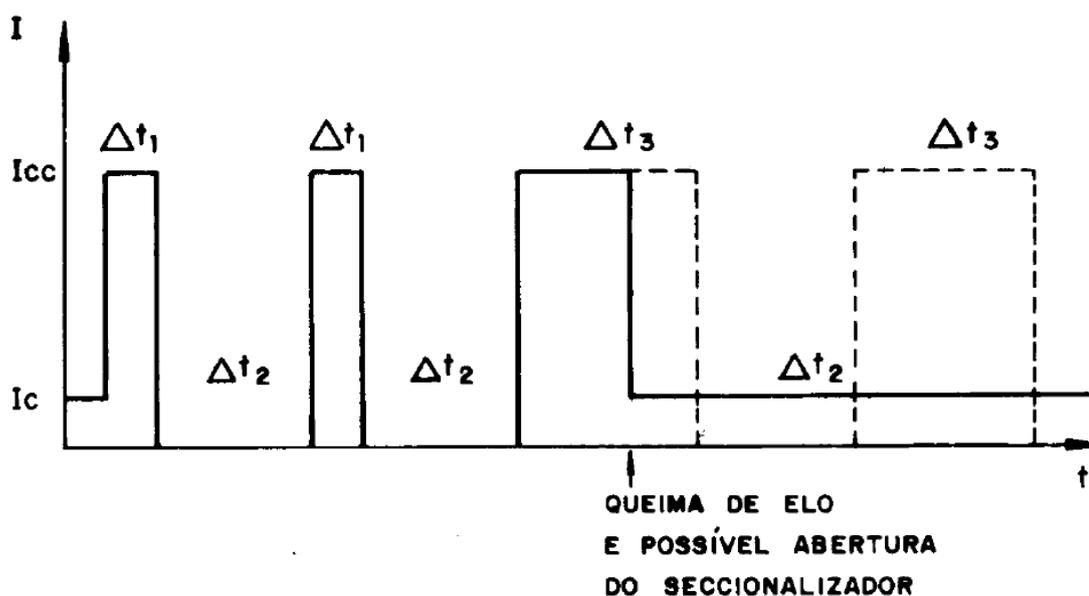


Figura 36 – Coordenação religador – seccionizador – elo fusível

Fonte: [3]

Na figura 36 observa-se que o religador realiza duas operações na curva rápida e duas operações na curva temporizada, ao ocorrer à queima do elo, o seccionizador poderá abrir seus contatos, pois poderá entender que a queima do elo é uma operação do religador. Isso pode ser evitado através de um seccionizador com restritor de corrente. [3]

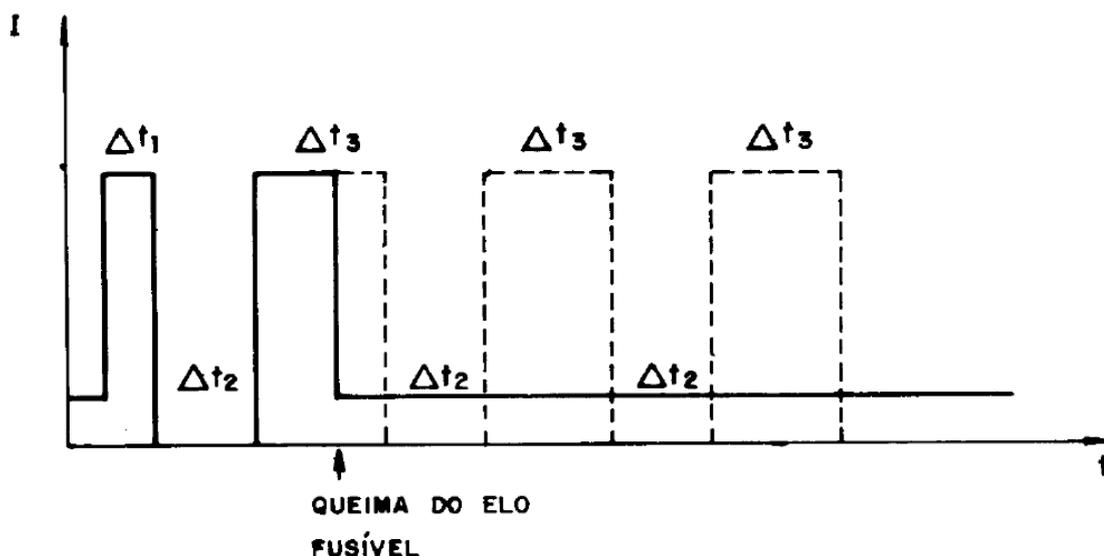


Figura 37 – Coordenação religador – seccionizador – elo fusível

Fonte: [3]

Na figura 37 observa-se que o religador opera em uma sequência rápida e três temporizadas, sendo assim, sempre haverá a queima do elo-fusível e não acionará a seccionizadora. [3]

3 . REQUISITOS BÁSICOS PARA SISTEMAS DE PROTEÇÃO

3.1 Zonas de Atuação

Os sistemas elétricos possuem zonas de atuação, que serve, para que quando ocorra um defeito na linha, o elemento de proteção, que é responsável por aquela zona de atuação, seja capaz de definir se aquele defeito está nos limites da zona protegida, se esse elemento definir que a falha ocorreu dentro dessa zona protegida, o mesmo deve acionar a abertura do disjuntor, associado a aquela área, num período de tempo definido em estudo de proteção. [2]

3.2 Velocidade

A ocorrência de um curto-circuito no sistema seja ele trifásico, bifásico ou fase-terra, a proteção do sistema deve atuar o mais rápido possível, com o intuito de diminuir possíveis danos que possam ser causados pela permanência desta anomalia no sistema elétrico. [7]

Para que um sistema de proteção seja eficaz, seu tempo de atuação deve ser o mais curto possível, para reduzir ou eliminar as avarias que surgem no sistema e reduzir o tempo de afundamento da tensão durante defeitos nos sistemas de potência. [2]

3.3 Sensibilidade

Os equipamentos de proteção devem distinguir os tipos de faltas das oscilações normais de uma rede elétrica, e ser sensível o bastante a ponto de identificar as mínimas anomalias e atuar os dispositivos correspondentes à proteção. [7]

A sensibilidade do sistema é muito importante devido à necessidade dos componentes de proteção reconhecerem com precisão a faixa dos valores dos parâmetros, como por exemplo, tensão e corrente, para a operação do sistema de proteção. [2]

A seguinte equação dimensiona a sensibilidade do sistema de proteção. [2]

$$N_s = \frac{I_{ccmi}}{I_{ac}}$$

I_{ccmi} = corrente de curto circuito

I_{ac} = corrente de acionamento

N_s = sensibilidade

3.4 Confiabilidade

Mesmo que o sistema de proteção permaneça em um determinado tempo sem atuar, devido a não existência de surtos na rede elétrica, quando ocorrer algum tipo

de anomalia na rede, o sistema de proteção deverá atuar de forma confiável e seguro. [7]

A confiabilidade é uma propriedade indispensável para um sistema de proteção da rede de distribuição, sendo que é a garantia de que o sistema de proteção funcionará com segurança e exatidão. [2]

3.5 Automação

A automação do sistema de proteção é o que torna o sistema independente do auxílio humano, ou seja, os próprios componentes que compõem o sistema monitoram os parâmetros da rede e acionam os relés quando necessário, além de identificar quando há variações momentâneas dos parâmetros na linha para não identificar como uma falha. [2]

4 ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO ESTUDO DE PROTEÇÃO

4.1 Escolha dos Alimentadores a serem estudados

Para análise de um alimentador a ser estudado deve se levar em consideração os seguintes critérios:

- a) O alimentador que tem elevado números de operação referente a interrupção de energia.
- b) Alimentadores que nunca foram estudados.
- c) O horizonte do estudo já foi atingido

Além desses itens, o projetista deverá consultar setores de operação e manutenção da empresa para levantar dados dos alimentadores que teve mais problemas com anomalias de falta.

É importante ressaltar que todas concessionárias de distribuição de energia elétrica sofrem com problemas de anomalias no sistema distribuição, devido estes fatos foram criados órgãos governamentais tais como, ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), e CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia), os quais são responsáveis por fiscalizar a qualidade do fornecimento de energia elétrica que são fornecidas aos clientes consumidores de energia. Se esta frequência de interrupção

de energia extrapolar os limites impostos pelas normas regulamentadoras, as concessionárias serão autuadas com multas altíssimas. Diante dos fatos é fundamental que sejam tomadas algumas medidas em determinados circuitos de distribuição, sendo que um deles é fazer um estudo de proteção para evitar o máximo possível este tipo de problema.

O sistema elétrico de distribuição é passível de muitas falhas, principalmente quando se trata de redes com condutores de tipo nus.

Em casos de defeitos é de extrema importância que o sistema elétrico esteja coordenado de forma seletiva, visando bloquear apenas o primeiro equipamento montante do defeito.

4.2 Coleta de dados

Dados necessários para inicialização do estudo de proteção.

- a) Diagrama unifilar
- b) Índices Operativos do Sistema Elétrico
- c) Consumidores Prioritários
- d) Demanda dos Alimentadores
- e) Previsão de Expansão do Sistema

- a) Diagrama unifilar

Exemplo de um diagrama unifilar

Cálculos das correntes de curto-circuito do sistema de distribuição de energia elétrica abaixo, vide anexo 1.

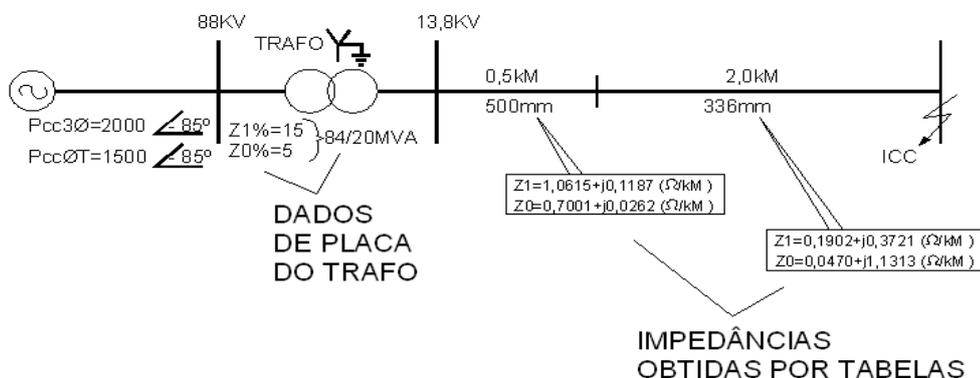


Figura 38: Diagrama Unifilar

Fonte: [3]

b) Índices Operativos do Sistema Elétrico

Para estudar um problema em um determinado circuito além de consultar as áreas responsáveis pelo monitoramento desses circuitos tais como C.O.D (Central de Operações de Distribuição) e o Setor de Manutenção, é também necessário consultar o – PRODIST – (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) o módulo que trata de assuntos relacionados aos procedimento operativos do sistema de distribuição que devemos seguir .

c) Consumidores Prioritários

Conforme a resolução normativa 414 da ANEEL.

A unidade consumidora de energia elétrica é classificada em dois grupos: A e B. O grupo A (alta tensão) é composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2,3 quilovolts (kV) ou são atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica (aplicada ao consumo e à demanda faturável). No grupo A, subdividido em seis subgrupos, geralmente se enquadram indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte. O grupo B (baixa tensão) é caracterizado por unidades

consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, com tarifa monômnia (aplicável apenas ao consumo). Está subdividido em quatro subgrupos. O consumidor do tipo B1 é o residencial. O consumidor rural é chamado de B2, enquanto estabelecimentos comerciais ou industriais de pequeno porte, como por exemplo, uma pastelaria ou uma marcenaria, são classificadas como B3. A iluminação pública é enquadrada no subgrupo B4.

Tabela 12: Subdivisão do Grupo B

Subdivisão do Grupo B	
Grupo	Descrição
B1	Consumidor residencial
B2	Consumidor rural
B3	Estabelecimentos comerciais
B4	Iluminação pública

Fonte: [3]

d) Demanda dos Alimentadores

Dimensionamento de Demanda: Este dimensionamento é feito com auxílio de normas internas, que possuem tabelas e fórmulas que possibilitam o dimensionamento do alimentador conforme as cargas que estão instaladas no circuito alimentador, tomamos com exemplo um circuito alimentador pequeno com 10 km de distância e 10 transformadores instalado de 45 kVA, ou seja neste alimentador temos uma carga total equivalente a 450 kVA ou 450000 VA, a tensão do circuito primário utilizada normalmente é de 13800 V (trifásico) na MT Média Tensão, portanto a carga total neste circuito será:

$$I(\text{total}) = (450000)/13800 \times \sqrt{3} = 18,82 \text{ (A)}$$

Com base nesta informação podemos dimensionar os parâmetros iniciais tais como:

O elo da chave corta-circuito de Proteção do Ramal – elo de 20K

O condutor a ser aplicado neste trecho – 2 AWG para uma capacidade térmica de condução de corrente de até 152 (A).

e) Previsão de Expansão do Sistema

Conforme podemos ver no cálculo anterior, para um cabo com capacidade de 152 (A) está sendo utilizado somente uma carga de 18 (A), portanto temos uma diferença de 134 (A) suportável para aumento de carga, ou seja, neste circuito já está se prevendo um fator de crescimento de até 844% para carregamento final.

4.3 Cálculo de curto-circuito do Transformador da SE

Cálculo da corrente de curto circuito na saída do transformador (lado BT) de 10MVA, tensões de 88 kV / 13,2kV, Z% = 9%.

$$I_{CC3F(BT)} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} \times Z_1}$$

$$Z_{1(pu)} = 9\% = 0,09$$

$$Z_1(\text{ohms}) = 1,57$$

$$Z_{1(pu)} = Z_{1(\text{ohms})} \cdot \frac{VA_{base}}{V_{base}^2}$$

$$0,09 = Z_1(\text{ohms}) \cdot \frac{10000000}{13200^2}$$

$$I_{cc3F(BT)} = 13200 / (1,73 \cdot 1,57) = 4854 \text{ (A)}$$

Referindo-se ao Primário:

$$I_{CC3F(AT)} = I_{CC3F(BT)} \cdot \frac{V(BT)}{V(AT)}$$

$$I_{CC3F(AT)} = 4854 \times 13200 / 88000 = 728,1(A)$$

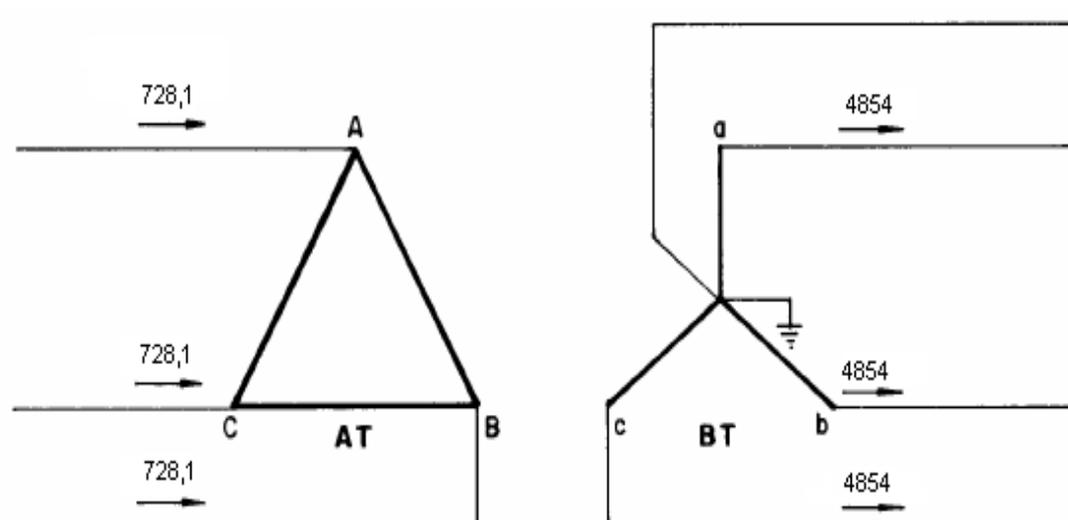


Figura 39: Ligação de um trafo em triângulo estrela
Fonte: [3]

4.4 Escolhas dos ajustes de proteção

Os ajustes dos equipamentos de proteção devem ser feitos na seguinte ordem:

- Dimensionamento dos elos fusíveis, começando pelos elos mais distantes da SE.
- Ajustes dos equipamentos existentes no alimentador (Religador, Seccionalizador).
- Ajustes dos equipamentos da Subestação (Saída do Alimentador), após a escolha dos ajustes deve-se montar um resumo com os ajustes de todos os equipamentos.

4.5 Documentação

A apresentação do estudo é muito importante para facilitar seu entendimento e acompanhamento, principalmente se este for feito por outro técnico. Para isso é necessário manter os estudos em arquivo separados por SE/Alimentador. A documentação deverá conter todos os dados necessários para o entendimento do

projeto, como por exemplo, quais os motivos que justificaram a instalação ou retirada de um equipamento de proteção. Esse arquivo também servirá de base para obtenção de dados necessários para escolha de novos alimentadores a serem estudados.

5 CONCLUSÃO

A proteção da rede de distribuição de energia elétrica consiste em isolar o trecho onde ocorreu uma falha, para que a anomalia ocorrida não cause danos extremos, por exemplo: a explosão de um transformador na subestação, a falta de energia para um grande número de usuários, ou qualquer outro tipo de dano da mesma magnitude.

Para que a proteção da rede de distribuição de energia elétrica seja eficaz, é necessário respeitar alguns requisitos básicos, os quais foram descritos no decorrer deste trabalho. Destes requisitos, os mais importantes a serem levados em consideração, são: a seletividade da rede de distribuição, e a coordenação entre os equipamentos de proteção. Já que são estes requisitos que irão isolar a falha na rede, e coordenar o funcionamento dos equipamentos de proteção para que os mesmos não sejam danificados com a falha ocorrida.

Para fiscalizar os serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica, existe o órgão regulamentador ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A ANEEL tem por finalidade garantir que um grande número de consumidores não sejam prejudicados pelas faltas que ocorrem no sistema de distribuição, e também garantir a segurança das pessoas que estão envolvidas com o sistema de distribuição de energia elétrica.

O órgão responsável (ANEEL), estabelece as concessionárias os seguintes indicadores: DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC, que são metas a serem cumpridas pelas mesmas, caso não ocorra o cumprimento das metas, as concessionárias são obrigadas a ressarcir financeiramente os consumidores.

Diante do exposto, fica evidente a importância do sistema de proteção na rede de distribuição de energia elétrica, e a necessidade das concessionárias de distribuição, realizarem estudos e projetos com a finalidade de manter e aperfeiçoar o sistema, para que o mesmo sempre esteja em condições de operar de forma eficaz.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] ARAÚJO, C. A. S. *et al.* Proteção de Sistemas Elétricos. 2.ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
- [2] MAMEDE, D . R. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. GEN / LTC.
- [3] CPFL, Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente - 07/2003
- [4] FISP, DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – PROTEÇÃO DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 2
- [5] CAIXETA, G. P. Modelos de Componentes de Redes Elétricas
- [6] <http://www.pextron.com.br/produtos/reles-de-protecao-multifuncao/urpe-7104-t-rele-multifuncao.html>
- [7] Barros, B. F. e Gedra, R. L. **Cabine primária**. 1.ed. São Paulo: Editora Érica, 2009.
- [8] <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/entenda-como-a-energia-elétrica-chega-sua-casa>
- [9] PRODIST (2012)
- [10] [http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/c1ac5c8c3265d0b1c1257863003b5add/\\$file/CA_VMAX-IEC-ANSI\(PT\)-_1VCP000408-1102.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/c1ac5c8c3265d0b1c1257863003b5add/$file/CA_VMAX-IEC-ANSI(PT)-_1VCP000408-1102.pdf)
- [11] Manual de Normas Técnicas, USF

7 ANEXOS

7.1 Anexo 1

Corrente e Impedâncias de Base da Alta Tensão	Corrente e Impedâncias de Base da Média Tensão
$S_b(at) = 100 \text{ MVA}$	$S_b(mt) = 100 \text{ MVA}$
$V_b(at) = 88 \text{ kV}$	$V_b(mt) = 13,2 \text{ kV}$
$I_b(at) = S_b(at) / (V_b(at) \times 3\sqrt{3}) = 656 \text{ (A)}$	$I_b(mt) = S_b(mt) / (V_b(mt) \times 3\sqrt{3}) = 4,373 \text{ (A)}$
IMPEDÂNCIA:	IMPEDÂNCIA:
$Z_b(at) = (V_b(at)^2) / S_b(at) = 77,44 \ \Omega$	$Z_b(mt) = (V_b(mt)^2) / S_b(mt) = 1,7424 \ \Omega$

IMPEDÂNCIA DE SEQUENCIA POSITIVA

$$Z_1 = Z_1(\text{SIST}) + Z_1(\text{TR}) + Z_1(500\text{mm}) + Z_1(336\text{MCM})$$

$$Z_1(\text{SIST}) = S_b(at) / \text{PCC}3\phi = 100 / (2000 \angle -85^\circ) = 0,05 \angle 85^\circ [\text{pu}]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUENCIA ZERO

$$Z_0 = Z_0(\text{SIST}) + Z_0(\text{TR}) + Z_0(500\text{mm}) + Z_0(336\text{MCM})$$

$$Z_0(\text{SIST}) \rightarrow \text{PCC}\phi T = \frac{3 \times S_b(at)}{2 \times Z_1(at) + Z_0}$$

$$\rightarrow 2 \times Z_1(at) + Z_0 = \frac{3 \times S_b(at)}{\text{PCC}\phi T} \rightarrow Z_0(\text{SIST}) = \frac{3 \times S_b(at)}{\text{PCC}\phi T} - 2 \times Z_1$$

$$Z_0(\text{SIST}) = \frac{3 \times 100}{1500 \angle -85^\circ} - 2(0,05 \angle 85^\circ) = 0,1 \angle 85^\circ [\text{pu}]$$

AS IMPEDÂNCIAS DO TRAFÓ (TR) É OBTIDO PELAS SEGUINTE FÓRMULAS:

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA:

$$Z1(TR) = \frac{Z1\%}{SB(TR)} \times \frac{(VB(TR))^2}{ZB(AT)} = Z1\% = \frac{(VB(TR))^2}{ZB(AT)} \times \frac{1}{SB(TR)} =$$

$$Z1\% \frac{(VB(TR)/VB(AT))^2 \times (SB(AT)/SB(TR))}{SB(TR)} = [PU]$$

$$Z1(TR) = (0,15/20MVA) \times ((84KV)^2/(77,44)) = J0,006[PU]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO:

$$Z0(TR) = \frac{Z0\%}{SB(TR)} \times \frac{(VB(TR))^2}{ZB(AT)} = Z0\% = \frac{(VB(TR))^2}{ZB(AT)} \times \frac{1}{SB(TR)} = Z0\% \frac{(VB(TR)/VB(AT))^2 \times (SB(AT)/SB(TR))}{SB(TR)} = [PU]$$

$$Z0(TR) = (0,05/20MVA) \times ((84KV)^2/(77,44)) = J0,0002[PU]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA PARA CABO 500MM CONFORME TABELA APRESENTADA:

$$Z1(500MM) = \frac{Z1\Omega/KM}{ZB(MT)} \times \text{DISTÂNCIA} = \frac{1,0615+J0,1187}{1,7424} \times 0,5 = 0,3046 + J 0,0340[PU]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA CABO 500MM CONFORME TABELA APRESENTADA:

$$Z0(500MM) = \frac{Z0\Omega/KM}{ZB(MT)} \times \text{DISTÂNCIA} = \frac{0,7001+J0,0262}{1,7424} \times 0,5 = 0,2009 + J 0,0075[PU]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA PARA CABO 336MM CONFORME TABELA APRESENTADA:

$$Z1(336MM) = \frac{Z1\Omega/KM}{ZB(MT)} \times \text{DISTÂNCIA} = \frac{0,1902+J0,3721}{1,7424} \times 2,0 = 0,2183 + J 0,4271[PU]$$

IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA CABO 336mm CONFORME TABELA APRESENTADA:

$$Z0(336MM) = \frac{Z0\Omega/KM}{ZB(MT)} \times \text{DISTÂNCIA} = \frac{0,4704+J1,1313}{1,7424} \times 2,0 = 0,0533 + J 1,2985[PU]$$

PORTANTO AS IMPEDÂNCIAS TOTAIS SÃO:

IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA POSITIVA:

$$Z1(TOTAL) = Z1(SIST) + Z1(TR) + Z1(500) + Z1(336)$$

$$Z1(TOTAL) = (0,05/85^\circ) + (j0,006) + (0,3046+j0,0340) + (0,2183+j0,4271) \text{ [PU]}$$

$$Z1(TOTAL) = 0,5272+j0,5169 \text{ [PU]}$$

IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA ZERO:

$$Z0(TOTAL) = Z0(SIST) + Z0(TR) + Z0(500) + Z0(336)$$

$$Z0(TOTAL) = (0,1/85^\circ) + (j0,0002) + (0,2009+j0,0075) + (0,0533+j1,2985) \text{ [PU]}$$

$$Z0(TOTAL) = 0,2629+j1,4058$$

DETERMINAÇÃO DAS ICC's

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{Z1(total)} \times I_b \rightarrow \frac{1}{(0,5272+j0,5169)} \times 4.373 \text{ (A)} = 5.922 \underline{-44^\circ} \text{ (A)}$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{(3 \times \sqrt{3})}{2} \times I_{cc(3\phi)} \rightarrow I_{cc2\phi} = \frac{(3 \times \sqrt{3})}{2} \times \frac{1}{Z1(total)} \times I_b$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{(3 \times \sqrt{3})}{2} \times \frac{1}{(0,5272+j0,5169)} \times 4.373 \text{ (A)} = 15.388 \underline{-44^\circ} \text{ (A)}$$

$$I_{cc\phi T} (MAX) = (3 \times I_b) / (2Z1+Z0) \text{ (A)}$$

$$\frac{3}{(2 \times (0,5272+j0,5169)) + (0,2629+j1,4058)} \times 4.373 \text{ (A)} = 4.731 \underline{-61^\circ} \text{ (A)}$$

$$I_{cc\phi T} (MIN) = (3 \times I_b) / (2Z1+Z0+3R^*) \text{ (A)}$$

$$\frac{3}{(2 \times (0,5272+j0,5169)) + (0,2629+j1,4058) + (3 \times 600\Omega)} \times 4.373 \text{ (A)} = 1,665 \times 10^{-3} \underline{-0,07^\circ} \text{ (A)}$$

3R* = Resistência de contato quando não se sabe o valor atribuir 600Ω para efeito de calculo.