

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**USO DO SOFTWARE ATPDRAW PARA
SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Caio Fiche Seabra de Castro

Brasília, Dezembro de 2017

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**USO DO SOFTWARE ATPDRAW PARA
SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Caio Fiche Seabra de Castro

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Kleber Melo e Silva, UnB/ ENE (Orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, UnB/ ENE

Prof. Alex Reis, UnB/ FGA

Agradecimentos

Primeiramente a Deus pela oportunidade da vida, de ter experimentado o que experimentei, pelo suspiro da vida que Dele emana.

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que estiveram presentes e fizeram parte da minha formação como pessoa e profissional. A meus pais meus agradecimentos por terem me dado todo o suporte de estudo e familiar para chegar onde cheguei. Aos professores Jorge Luiz, Kleber Melo, Demétrio Filho e Jorlândio Felix que tiveram grande influência em minha vida acadêmica, sempre oferecendo suporte, apoio e oportunidades de aprendizado e desenvolvimento como profissional, grandes professores pelos quais tenho grande apreço e gratidão.

Sou muito grato também aos meus grandes Amigos como Pedro Damasceno e Gustavo Silva que estiveram ao meu lado desde o início da minha caminhada e hoje tenho como irmãos. Aos Amigos da elétrica Iago Campos, João Vitor, Guilherme Dornelas, Sérgio Rjalm, Matheus Monteiro, Daniel Serra que sempre estiveram ao meu lado tornando a rotina da faculdade mais divertida além do Carlos Henrique grande parceiro durante nossa estada em Marburg e Henrique Cordeiro.

Agradeço também ao meu grupo de pesquisa Thiago Magalhães e principalmente Rodrigo Tenório que esteve ao meu lado na execução deste Trabalho em feriados, finais de semana sempre solícito e companheiro.

Aos meus chefes e amigos da Novacap Thiago Faria e Rodrigo Souza obrigado pela oportunidade que me deram, todos os ensinamentos e ajuda, espero que durante minha carreira tenha muitos profissionais como vocês ao meu lado.

Sou muito feliz de ter tido tantas experiências fantásticas durante meu percurso de graduação, entre eles ter ido para a Alemanha onde além de muito conhecimento e experiências vividas fiz um grande Amigo Denis Hamerschmidt que mesmo com a distância continua presente em minha jornada.

Uma pessoa que merece meu reconhecimento pela paciência, apoio e suporte durante esses 2 anos que esteve ao meu lado é a Natália Lima, que sempre me ajudou em tudo que podia, ficando até tarde da noite me ajudando com a preparação de discursos de Trainee e sempre tentando ajudar a tornar o dia a dia mais leve e feliz.

Minha Mãe, uma mulher forte de exemplo de dedicação que sempre fez tudo pelos filhos, pessoa que tem minha gratidão eterna por ter me dado a vida, meu Pai homem de caráter e exemplo, tentando sempre mostrar o caminho se seguir, meu Irmão que esteve junto ao meu lado sempre, pelo qual tenho muito carinho.

Meus Avós João Seabra, Marlene Fiche e Marina Oliveira que sempre foram doces comigo, verdadeiros avós cujo carinho e cuidado sempre estiveram presentes e também a Irene Pacheco, minha avó do coração cujo carinho por todos nunca teve fronteiras.

RESUMO

Neste trabalho foi feito o desenvolvimento, implementação e coordenação de modelos de dispositivos usados na proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica como religadores, seccionadores, fusíveis, relés digitais e transformadores de corrente. Para isso foi apresentada teoria relacionada aos conceitos básicos de proteção contra sobrecorrente em redes de distribuição, focando nos procedimentos necessários para coordenação e ajuste. O memorial de cálculo referentes ao dimensionamento dos elementos de proteção de uma rede de distribuição de referência também é apresentado nesse trabalho. A simulação do sistema foi realizado utilizando o ATPDraw interface que opera em conjunto com ATP (Alternative Transients Program) e com a MODELS através do qual foi feita a modelagem, simulação e visualização do comportamento da proteção usada no sistema avaliado. Diversas simulações de curtos-circuitos (monofásicos, bifásicos, trifásicos) foram realizadas em pontos diferentes da rede para confirmar o desempenho dos elementos da proteção por sobrecorrente calculados. Avaliou-se como os curtos-circuitos, os ajustes e a coordenação afetam na atuação da proteção do sistema com o crescimento da carga. Através dos resultados percebe-se a possibilidade de se fazer de forma adequada o estudo da proteção de uma rede de distribuição, mediante a modelagem e simulação utilizando software ATP/MODELS.

ABSTRACT

The objective of this work was the development, implementation and coordination of models of devices used to protect electrical distribution systems such as reclosers, sectionalizers, fuses, digital relays and current transformers. In order to do this, it was presented the theory related to the basic concepts of overcurrent protection in distribution networks, focusing on the necessary procedures for coordination and adjustment of the protection. The calculus which were made during the dimensioning of the protection elements from a reference distribution network is also presented in this work. The simulation of the system was performed using the ATPDraw interface that works in conjunction with ATP (Alternative Transients Program) and with MODELS. The modeling, simulation and visualization of the protection behavior used in the evaluated system was done by those programs. Several short-circuit simulations (single-phase, biphasic, three-phase) were performed at different points in the network to confirm the performance of the calculated overcurrent protection elements. It was evaluated how the short circuits, the adjustments and the coordination affect in the performance of the protection of the system with the growth of the load. Through the results it is possible to adequately study the protection of a distribution network, using modeling and simulation using ATP / MODELS software.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA.....	11
1.2 OBJETIVO	12
1.3 JUSTIFICATIVA	12
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	13

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	14
2.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	15
2.3 CHAVE FUSÍVEL	15
2.4 RELÉ DE SOBRECORRENTE.....	19
2.4.1 AJUSTE DA UNIDADE INSTANTÂNEA DE FASE - 50F	21
2.4.2 AJUSTE DA UNIDADE INSTANTÂNEA DE NEUTRO - 50N.....	22
2.4.3 AJUSTE DA UNIDADE TEMPORIZADA DE FASE - 51F.....	22
2.4.4 AJUSTE DA UNIDADE TEMPORIZADA DE NEUTRO - 51N.....	23
2.4.5 UNIDADES TEMPORIZADAS.....	23
2.5 DISJUNTOR	24
2.6 TRANSFORMADOR DE CORRENTE	25
2.7 RELIGADOR.....	25
2.8 SECCIONALIZADORA AUTOMÁTICA	27
2.9 INTERAÇÃO ENTRE OS DISPOSITIVOS	28

CAPÍTULO 3

MEMORIAL DE CÁLCULO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO

3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO.....	29
3.2 LOCALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	33
3.3 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS.....	33
3.3.1 DIMENSIONAMENTO ELO FUSÍVEL DO RAMAL	38
3.3.2 DIMENSIONAMENTO TRANSFORMADOR DE CORRENTE.....	42
3.3.3 DIMENSIONAMENTO RELIGADOR 2.....	46
3.3.3 DIMENSIONAMENTO RELIGADOR 1.....	51
3.3.4 DIMENSIONAMENTO DO SECCIONALIZADOR	55

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

4.1 ATPDRAW	57
4.2 CÓDIGOS MODELS.....	57
4.2.1 GERAIS	57
4.2.2 ELO FUSÍVEL.....	60
4.2.3 RELIGADOR.....	62

4.2.3 SECCIONALIZADORA.....	70
-----------------------------	----

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DE RESULTADOS

5.1 TESTES DE CORRENTE NOMINAL, CURTO-CIRCUITO E DE EQUIPAMENTOS	74
5.2 TESTES DE SELETIVIDADE	74
5.2.1 FUSÍVEL (FUS-52) X FUSÍVEL (FUS-60).....	74
5.2.2 RELIGADOR X SECCIONALIZADOR X FUSÍVEL	76
5.2.3 RELIGADOR X RELIGADOR.....	77
5.2.4 RELIGADOR X SECCIONALIZADOR.....	78
5.2.5 RELIGADOR X FUSÍVEL.....	80

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E ESTUDOS PROPOSTOS

6.1 CONCLUSÃO.....	81
6.2 ESTUDOS PROPOSTOS.....	82

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	83
--	-----------

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Sistema Radial [17].....	14
Figura 2.2 Gráfico operação fusível preferencial (tipo k) [12].	17
Figura 2.3 Proteção relé [7].....	20
Figura 2.4 Resposta em frequência do filtro [12].....	20
Figura 2.5 Ramal de distribuição didático. Adequado de [14].....	21
Figura 2.6 Disjuntor alta tensão comercial [18].....	24
Figura 2.7 Operação religador.....	26
Figura 2.8 Operação seccionizador.	27
Figura 3.1 Rede de Distribuição.....	30
Figura 3.2 Lis file.....	34
Figura 3.3 blocos de falta.	37
Figura 3.4 Exemplo de Simulação dos curtos.....	37
Figura 4.1 Características físicas da linha.....	57
Figura 4.2 Características físicas da linha.....	57
Figura 4.3 Código filtro [12].....	58
Figura 4.4 Código estimador fasor.....	59
Figura 4.5 Código de atuação elo fusível.....	61
Figura 4.6 Código de abertura elo fusível.....	62
Figura 4.7 Código da proteção 50F e 51F do religador.	65
Figura 4.8 Código da proteção 50N e 51N do religador.	67
Figura 4.9 Código de atuação do trip religador.....	68
Figura 4.10 Código de abertura do religador.	69
Figura 4.11 Código da proteção 50F do seccionizador.....	70
Figura 4.12 Código da proteção 50N do seccionizador.....	71
Figura 4.13 Código de trip seccionizador.....	72
Figura 4.14 Código de abertura dos terminais do seccionizador.....	73
Figura 5.1 Coordenação monofásico mínimo sistema atual (L61).	74
Figura 5.2 Coordenação monofásico mínimo sistema futuro (L61).	75
Figura 5.3 Coordenação trifásico sistema atual (L61).	75
Figura 5.4 Coordenação trifásico sistema futuro (L61).	76
Figura 5.5 Coordenação trifásico sistema atual (L60).	76
Figura 5.6 Coordenação trifásico sistema futuro (L60).	77
Figura 5.7 Coordenação trifásico sistema atual (L43).	77
Figura 5.8 Coordenação trifásico sistema futuro (L43).	78
Figura 5.9 Coordenação trifásico sistema atual (L15).	78
Figura 5.10 Coordenação trifásico sistema futuro (L15).	79
Figura 5.11 Coordenação trifásico sistema atual (L52).	79
Figura 5.12 Coordenação trifásico sistema futuro (L52).	79
Figura 5.13 Coordenação trifásico sistema futuro (L18).	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Coordenação de EFs [12].	19
Tabela 2.2: Parâmetros das Curvas de temporização do relé 51.	24
Tabela 3.1 Características físicas e elétricas do ramal [12].	31
Tabela 3.2 Resistência dos diferentes cabos.	32
Tabela 3.3 Tipo de agrupamento dos cabos. Dados de [12].	32
Tabela 3.4 Planilha de Corrente de carga em cada barramento, Potência e elos fusíveis dos transformadores.	35
Tabela 3.5 Potência do transformador vs Elos fusíveis.	36
Tabela 3.6 Corrente de carga em cada dispositivo de proteção.	36
Tabela 3.7 Curtos elo fusível instalado na barra 60 - FUS-60.	38
Tabela 3.8 Curtos elo fusível instalado na barra 52 - FUS-52.	40
Tabela 3.9 Curtos elo fusível instalado na barra 09 - FUS-09.	41
Tabela 3.10 Curtos elo fusível instalado na barra 19 - FUS-19.	42
Tabela 3.11 Correntes de curto nos religadores.	42
Tabela 3.12 Dimensionamento TC seccionalizadores.	46
Tabela 3.13 Resumo do dimensionamento dos TCs.	46
Tabela 3.14 Religador 2 correntes de <i>pick-up</i> Fase.	48
Tabela 3.15 Cálculo curva temporizada fase religador 2.	49
Tabela 3.16 Religador 2 corrente de pickup Neutro.	50
Tabela 3.17 Cálculo curva temporizada neutro religador 2.	50
Tabela 3.18 Curvas temporizadas religador 2.	51
Tabela 3.19 Religador 1 corrente de <i>pick-up</i> Fase.	53
Tabela 3.20 Tempo de operação Religador 2.	53
Tabela 3.21 Dados para cálculo da Curva temporizada fase Religador 1.	53
Tabela 3.22 Religador 1 corrente de pickup Neutro.	54
Tabela 3.23 Tempo de operação Religador 2.	54
Tabela 3.24 Dados para cálculo da Curva temporizada neutro Religador 1.	55
Tabela 3.25 Curva temporizada neutro religador 1.	55
Tabela 3.26 Maior tempo de rearme dos religadores 1 e 2.	56
Tabela 3.27 Resumo ajustes seccionalizadoras.	56

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

RD	Redes de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CF	Chave fusível
EF	Elo Fusível
TC	Transformadores de Corrente
TP	Transformadores de Potencial
NI	Normalmente Inversa
MI	Muito Inversa
EI	Extremamente Inversa
TD	Tempo Definido
A/D	Conversor Analógico Digital
t_{re}	Tempo de rearme
t_d	Tempo de disparo
t_f	Tempo de fechamento
FS	Fator de Sobrecorrente
SE	Subestação
NI	Normalmente Inversa
MI	Muito Inversa
EI	Extremamente Inversa
RTC	Relação de transformação do transformador
I3	Curtos circuitos trifásico
I2	Curtos circuitos bifásico
I1	Curtos circuitos monofásico
I1_min	Curtos circuitos monofásico mínimo
k	Fator de crescimento
t_{op}	Tempo de operação
F_{desq}	Fator de desequilíbrio
$F_{sobrecarga}$	Fator de sobrecarga do circuito
AT	Alta Tensão
I_{51}	Corrente pickup elemento temporizado
I_{sec}	Corrente secundário TC
Cr	Curva temporizada relé
I_{nFUS60}	Corrente nominal fusível 60
I_{nTC}	Corrente nominal do TC
T_{jus}	Tempo de operação da proteção jusante
REL	Religador
SEC	Seccionalizador
FUS	Fusível
$I_{RA,50F}$	Corrente Pick-up 50F Religador A
$\hat{I}_{3\phi,A}$	Corrente Curto Trifásica Barra A
$\hat{I}_{3\phi,B}$	Corrente Curto Trifásica Barra B
$\hat{I}_{3\phi,85\%AB}$	Corrente Curto Trifásica em 85% do trecho AB
$I_{RA,50N}$	Corrente Pick-up 50N Religador A
$\hat{I}_{1\phi,A}$	Corrente Curto Monofásica Barra A

$\hat{I}_{1\phi,B}$	Corrente Curto Monofásica Barra B
$\hat{I}_{1\phi,85\%AB}$	Corrente Curto Monofásica em 85% do trecho AB
RTC_A	Relação do Transformador de Corrente A
$I_{2\phi,B}$	Corrente Curto Bifásica Barra B
$I_{1\phi,min,B}$	Corrente Curto Monofásica mínimo Barra B
$I_{Load,max,RA}$	Corrente Carga máxima Religador A
I_{sec}	Corrente do secundário do TC
I_{51}	Corrente de pick-up da unidade 51
I_{pri}	Corrente primário do TC
M	Múltiplo da corrente
I_{n_k}	Corrente Nominal após crescimento da carga
$I_{cc1\phi_k}$	Corrente de Curto Monofásico após crescimento da carga
Z_{bn}	Impedância do TC.
Z_{carga}	Impedância total da carga (conexão do relé)
Z_{fio}	Impedância do fio
Z_{secTC}	Impedância do secundário do TC
$Z_{relé}$	Impedância do relé
$I_{cc3\phi}$	Corrente de Curto Trifásica
θ	Defasagem Angular
Tap_{TCR2}	Tap TC religador 2
$x\%$	Percentual Protegido da Linha.
Cr_{R1}	Curva de tempo rápida 1
Cr_{R2}	Curva de tempo rápida 2
Cr_{L1}	Curva de tempo lenta 1
Cr_{L2}	Curva de tempo lenta 2

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

É comum que os sistemas de distribuição sofram mais interrupções devido a defeitos, falhas e faltas que as Redes de Transmissão de Alta Tensão e longas distâncias. Pode-se associar isso ao fato dos sistemas de distribuição serem sistemas com maior grau de dinamismo, já que sofrem uma maior variação de carga proporcional ao longo do tempo, e por apresentarem mais ramificações com diversos pontos de alimentação terminal. Isso significa mais conexões elétricas e maior possibilidade de falhas. Outro fato importante é que por serem linhas de tensão mais baixa apresentam uma menor distância do solo, estruturas mais frágeis e muitas vezes em locais de grande afluência popular, por conseguinte estão mais susceptíveis a interferências como de árvores, colisões com veículos, pipas, entre outros.

O curto-circuito é a condição elétrica mais severa e de maior risco que ocorre em um sistema elétrico de potência podendo trazer grandes danos aos consumidores e ao sistema, tendo necessidade de ser extinguido de forma rápida e eficiente para evitar prejuízos. A sobrecarga também é uma condição anormal pelo qual um Sistema Elétrico de Potência pode passar, porém é considerado um problema de operação devido provavelmente ao aumento de carga, não constituindo assim uma falha [1].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem como responsabilidade a fiscalização e regulamentação do fornecimento e a comercialização da energia elétrica no Brasil de forma que a energia se encontre dentro de padrões e normas estabelecidas. As concessionárias, geradoras e distribuidoras de energia buscam melhorar a qualidade do fornecimento de energia, com intuito de ter um melhor entendimento dos motivos das interrupções no fornecimento, pois estas impactam diretamente em suas receitas e em suas autorizações de operação. A Resolução Nº 469/2011, trata dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8, Seção 8.2 – Qualidade de Serviço [2].

De acordo com [1] para que as distribuidoras forneçam energia segura e de qualidade é importante que se tenha um sistema de proteção:

- **Confiabilidade:** é a propriedade do elemento de proteção cumprir com segurança e exatidão as funções que lhe foram confiadas

- Seletividade: consiste na técnica em que o elemento de proteção mais próximo a área defeituosa deve atuar preferencialmente, conceito interligado ao de zona de atuação pois a proteção deve identificar se a ocorrência observada se encontra dentro ou fora de sua região de atuação
- Velocidade: é referente ao tempo mínimo para atuação da proteção a fim de ter o mínimo de dano possível a rede e aos equipamentos a ela conectados.
- Sensibilidade: consiste na capacidade de o equipamento reconhecer com precisão qual a faixa de valor para operação e não operação da proteção.
- Automação: idealmente um sistema que possa ser operado remotamente tem sua operação com menos gasto de manutenção e deslocamento de pessoal, porém apresenta um custo adicional na instalação.
- Segurança: o elemento deve proteger não só os componentes da distribuidora como também os bens dos consumidores e principalmente a vida humana, interpondo a falha de forma eficiente procurando prezar pela integridade física das pessoas.

O estudo das características do sistema de distribuição possui grande influência na execução da proteção de uma forma eficiente e com qualidade.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é estudar as características de um sistema de distribuição, fazer o estudo do comportamento da proteção de um alimentador e avaliar a proteção proposta utilizando-se do *software* ATPDraw. A modelagem dos dispositivos que serão aplicadas na proteção do sistema de distribuição em estudo é feita utilizando a linguagem MODELS. Por fim com as características do sistema de distribuição e os dispositivos modelados será proposto um ajuste e coordenação para a sua proteção.

1.3 JUSTIFICATIVA

A execução de um projeto de proteção de qualidade e bem ajustado é de grande importância não só do ponto de vista técnico aumentando a vida útil e reduzindo o risco de danificar equipamentos e materiais que estão conectadas a rede, mas também do ponto de vista social da empresa que passará a fornecer energia com maior confiabilidade, qualidade, segurança e, conseqüentemente, maior rentabilidade.

Neste sentido, o uso do software ATP tem sido feito em larga escala quando se deseja estudar o comportamento da proteção de sistemas de potência. Com esse software e sua interface ATPDraw é possível realizar diversas simulações referentes a variadas situações de operação, principalmente em regime transitório, de forma a obter os parâmetros necessários para coordenação e observação do comportamento da proteção.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A divisão deste trabalho está com a seguinte estrutura:

- Capítulo 2: Fundamentos da Proteção de Sistemas de Distribuição
- Capítulo 3: Memorial de Cálculo dos Ajustes da Proteção
- Capítulo 4: Implementação Computacional
- Capítulo 5: Análise de Resultados
- Capítulo 6: Conclusão e Estudos Propostos

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil é um país que apresenta dimensões continentais e possui sua matriz energética baseada principalmente na energia proveniente de hidrelétricas, as quais normalmente se encontram distantes dos grandes centros de consumo. De fato, a maior parte da demanda energética brasileira se encontra no Sul e no Sudeste, enquanto boa parte do potencial hídrico se encontra em outras regiões, principalmente no norte do país [3-5].

Sendo assim criou-se o Sistema Interligado Nacional (SIN), que chega a atender 98% da demanda do mercado brasileiro. Esse sistema é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cuja função é interligar as geradoras com as unidades consumidoras do país da forma mais eficiente e eficaz possível [6]. Na figura 2.1 abaixo podemos ver um esquema de como é um Sistema de Geração tradicionalmente. Este estudo focará na Distribuição, representado pela parte C do esquema abaixo (Figura 2.1).

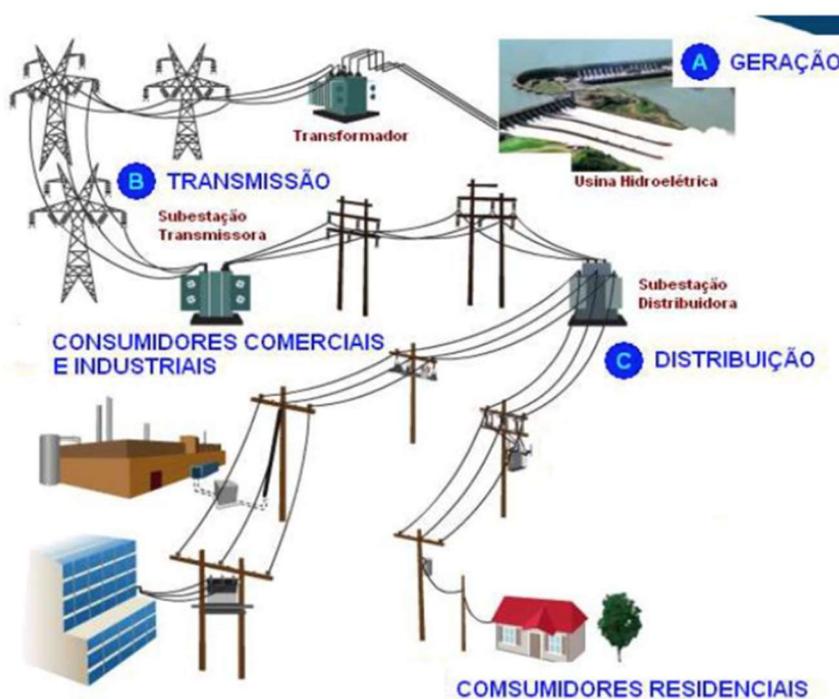


Figura 2.1 Sistema Radial [17].

Um sistema elétrico de potência, de modo geral, pode ser dividido nos subsistemas de geração, transmissão e distribuição. Cada subsistema, tipicamente, opera em níveis de tensão diferentes e possuem topologias de redes diferentes. No caso de sistemas de distribuição, normalmente as tensões são inferiores a 34,5 kV e a topologia que predomina é a radial, na qual, o sistema possui uma única fonte que alimenta diferentes cargas conectadas à uma mesma rede elétrica, convencionalmente denominada de alimentador de distribuição.

Devido às características inerentes aos sistemas de distribuição, a maioria das faltas é provocadas devido à arborização, perda de isolamento durante tempestades, sobrecargas, queda de estruturas (postes e cabos), vandalismo, etc. [1]. Para esses casos, o sistema de proteção deve atuar de forma rápida e seletiva, a fim de salvaguardar os equipamentos e aumentar os índices de qualidade no fornecimento da energia elétrica, o que requer o correto dimensionamento dos dispositivos de proteção e da coordenação da sua atuação.

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição corresponde a etapa final para o fornecimento de energia aos consumidores, sendo composta por alimentadores que podem ser classificados como urbanos, se atendem consumidores de origem industrial, residencial e comercial, ou rural. Geralmente, os alimentadores de distribuição possuem linhas em média tensão de 13,8 kV a 34,5 kV, sustentadas por postes de concreto ou via subterrânea em áreas urbanas, e por postes de madeira em áreas rurais. A depender do tipo de alimentador, pode-se variar suas características como diâmetro do cabo, tamanho e estrutura de postes e isoladores conforme necessidades técnicas e normas técnicas de cada concessionária.

Neste trabalho, são realizados estudos de proteção contra curtos-circuitos em um alimentador de distribuição de 13,8 kV, fazendo uso dos seguintes dispositivos: chaves fusíveis, religadores e seccionalizadores. Importante ressaltar que a parte lógica de análise de dados e operação, referente a sobrecorrente, tanto do religador como do seccionizador são feitas pelo relé de sobrecorrente, sendo assim considerado um componente intrínseco a eles.

2.3 CHAVE FUSÍVEL

A chave fusível (CF) é o componente mais simples que pode estar presente em alimentador de distribuição. Além de baratos, as CFs não apresentam necessidade de manutenção e são aplicadas em diversas situações, como na proteção de transformadores e de ramais laterais do alimentador. A função principal da CF é isolar uma falta permanente do

resto do sistema. As CFs devem ser posicionadas de forma a retirar o menor trecho possível do alimentador.

Para a escolha o Elo Fusível (EF) a ser utilizado em determinada situação é necessário definir a [7]:

- Corrente nominal: corrente que o elo suporta continuamente sem romper
- Corrente de curto-circuito: corrente que circula no circuito em situação de anormalidade, falta e deve ser interrompido o mais rápido possível, de acordo com a curva característica do elo.
- Capacidade de ruptura (kA): corrente máxima que a chave consegue interromper com segurança.
- Tensão nominal: tensão para a qual as características físicas da chave foram dimensionadas.
- Resistência de contato: resistência entre o contato da base e o fusível.

Na operação da CF o EF aquece conforme ocorre a passagem de corrente pelo mesmo que vem a derreter, seccionando assim o circuito, quando a corrente passa de um valor pré-determinado (corrente de *pick-up*) por certo tempo, podendo ter sua atuação caracterizada pelo efeito rápido aplicados na proteção de circuitos cuja variação de corrente durante a energização é pequena ou pelo efeito retardado, elos que toleram a elevação da corrente por certo tempo, permitindo, por exemplo, a partida de motores [7].

Os fusíveis são fabricados e caracterizados de acordo com as curvas tempo x corrente, mas por serem dispositivos físicos apresentam certa imprecisão em sua operação e são, na prática, regidos por intervalos de curva inferior e superior que definem a atuação em uma faixa de tempo. Essas curvas são plotadas em gráficos como na Figura 2.2.

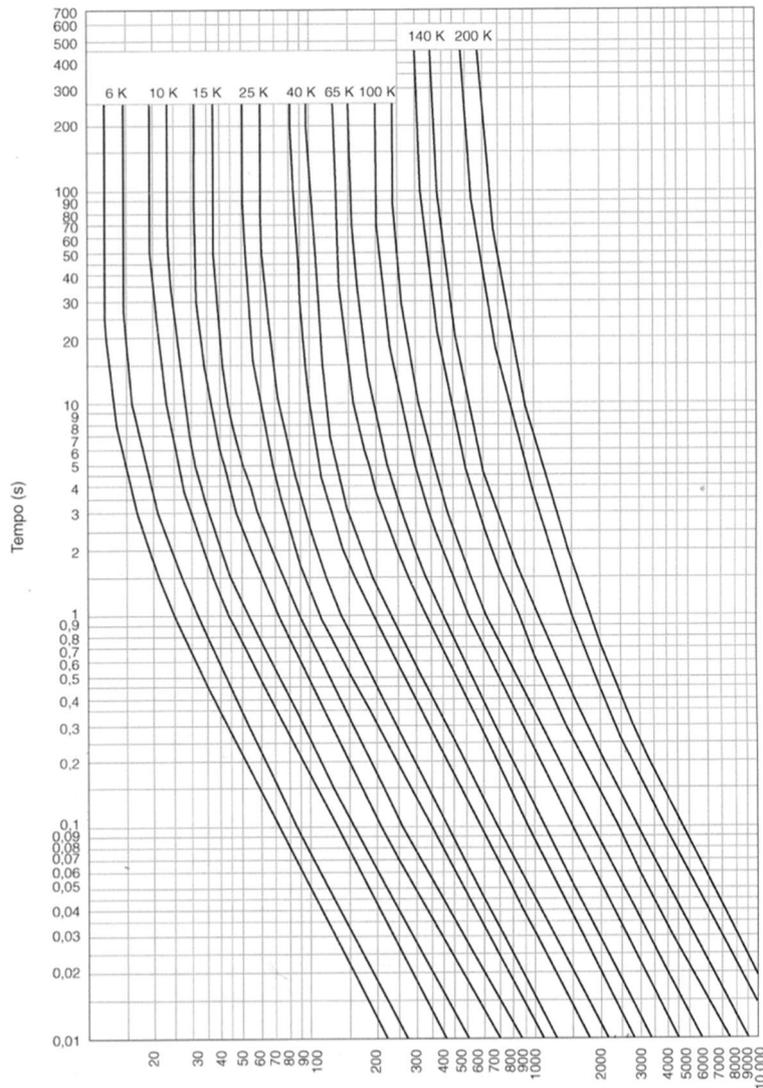


Figura 2.2 Gráfico operação fusível preferencial (tipo k) [12].

Os EFs são classificados de acordo com sua curva tempo x corrente e cada um tem sua aplicação:

- Tipo “H” – Tempo de atuação lenta, conhecidos como fusíveis de alto surto, aplicado na proteção de transformadores de distribuição.
- Tipo “K” – Tempo de atuação rápida, utilizado na proteção de ramais de alimentadores de distribuição. Agrupado em dois tipos preferenciais e não preferenciais.

Para realização da coordenação e escolha do fusível adequado utiliza-se os gráficos tempo x corrente fornecido pelos fabricantes. No dimensionamento dos fusíveis a serem aplicados nos ramais, deve-se considerar o crescimento da carga, pois para se fazer uma proteção adequada faz-se necessário considerar como se comporta a carga que é alimentada

por este ramal. Caso contrário, se houver a expansão do sistema após a implementação da proteção, pode vir a ocorrer interrupções indesejadas por falha da proteção.

Usando portanto a fórmula apresentada abaixo para estimar o crescimento da carga ao longo dos anos, sendo k o fator de crescimento, a é a taxa de crescimento anual e n é o número de anos.

$$k = (1 + a)^n \quad (2.1) \quad [12]$$

Outras considerações importantes a serem feitas são da corrente nominal do EF, que deve ser, ao menos, 50% maior que a corrente de carga máxima prevista para o ramal a ser protegido, enquanto que a corrente da CF deve ser 50% maior que a corrente do EF, de forma a garantir a proteção adequada. Além disso, é necessário ter informações das correntes de curto no ponto de instalação da CF, inclusive da chamada corrente de curto fase-terra mínimo. O de curto fase-terra mínimo corresponde ao curto circuito monofásico calculado considerando um determinado valor de resistência de falta, tipicamente definido nas normas técnicas das concessionárias de distribuição como sendo de 30 a 40 Ω [1]. Essa informação é importante pois a corrente nominal de EF deve ser inferior a 25% do curto fase terra mínimo no final do trecho a ser protegido [12].

Deve-se ressaltar a importância do conceito de coordenação na proteção como previsto na norma NTD.3.36, segundo a qual no caso de um curto-circuito ou sobrecarga excessiva, somente deve operar o EF mais próximo da fonte de sobrecorrente (EF protetor), sem afetar os demais (EF protegidos). Além disso, conforme exigido pela norma ABNT NBR 5359 de 1989, para a coordenação entre os elos, o tempo de interrupção do elo fusível protetor não podem exceder a 75% do menor tempo de fusão de um elo fusível protegido. Adicionalmente, deve-se evitar a coordenação entre EF de grupos e tipos diferentes [9,10].

Pelo fato de fusíveis serem componentes físicos que atuam em faixa dentro de uma faixa de operação, a coordenação de mais de 2 fusíveis tornasse muito difícil, pois a corrente de atuação se eleva muito o que pode acarretar na perda a seletividade entre as chaves. Idealmente, os EFs devem ser coordenados considerando a maior corrente de curto-circuito no ponto de instalação do EF protetor. Contudo, como o curto-circuito fase terra mínimo é o mais comum em ramais de distribuição, deve-se, ao menos, coordenar as proteções para possuir boa seletividade em relação a este.

Na Tabela 2.1, estão apresentados os valores de coordenação entre EFs para diferentes correntes, sendo os números em negrito referentes aos tipos de cada fusível e os valores da tabela a corrente máxima de coordenação em Amperes (A).

Tabela 2.1 Coordenação de EFs [12].

		Fusível Elo Protegido tipo “K”											
	Tipo	12k	15k	20k	25k	30k	40k	50k	65k	80k	100k	140k	200k
Fusível Elo Protetor tipo “K”	6k	350	510	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	8k	210	440	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	10k		300	540	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	12k			320	710	1.050	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	15k				430	870	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	20k					500	1.100	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	25k						660	1.350	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200
	30k							850	1.700	2.800	3.900	5.800	9.200
	40k								1.100	2.200	3.900	5.800	9.200
	50k									1.450	3.500	5.800	9.200
	65k										2.400	5.800	9.200
	80k											4.500	9.200
	100k											2.000	9.100
	140k												4.000

2.4 RELÉ DE SOBRECORRENTE

O relé de proteção de sobrecorrente opera com relação à corrente que flui no trecho do sistema a ser protegido, atuando quando o módulo da corrente supera o valor previamente ajustado [1]. Além disso, ele deve apresentar um diagnóstico correto e preciso da situação de forma a atuar rapidamente, causando assim o menor distúrbio possível ao sistema [11].

Os primeiros relés fabricados eram de natureza eletromecânica, ou seja, tinham seu comportamento regidos pela física clássica e características eletromagnéticas dos equipamentos. Com o avanço da tecnologia, evoluiu-se para relés micro-processados, que permitiram uma maior precisão, velocidade, confiabilidade e seletividade. Os relés são conhecidos por relés de ação indireta uma vez que são conectados ao circuito que se deseja proteger por meio de Transformadores de Corrente (TC) e Transformadores de Potencial (TP)

Esse subsistema na realidade é composto por uma série de equipamentos como relé, transformadores para instrumento, disjuntores e sistema de alimentação. O foco desse trabalho está na análise das funções de proteção de sobrecorrente instantânea (50), sem atraso intencional, e temporizada (51), que são definidas basicamente com curvas Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI) e Tempo Definido (TD) dos relés digitais, como observado na Figura 2.3.

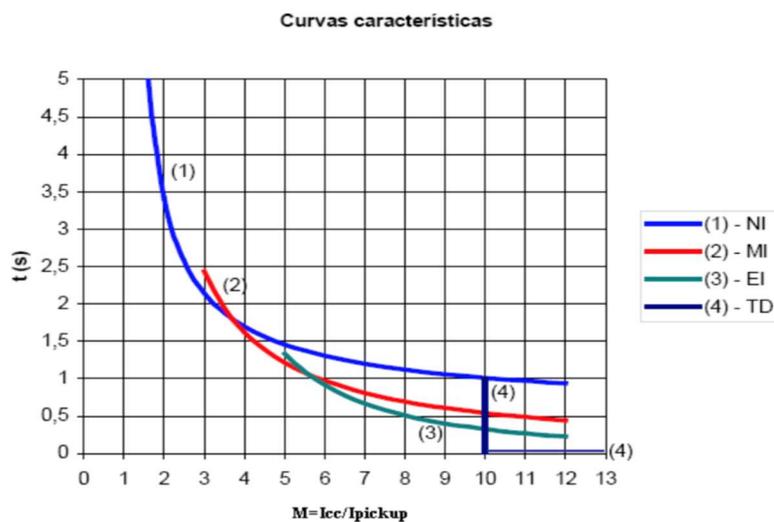


Figura 2.3 Proteção relé [7].

Para o funcionamento do relé numérico de forma adequada o sinal deve ser trabalhado, inicialmente através do condicionamento dos dados com posterior aquisição dos dados e estimação dos fatores. Durante a etapa de condicionamento dos dados faz-se a coleta dos dados de tensão e corrente através do TC e TP. Importante atentar que a leitura do TC, apesar de referente à corrente que circula no circuito, é feita através da leitura da tensão no circuito do TC. Os dados dessa leitura são filtrados por um filtro *Anti-Aliasing*, de curva *Butterworth* (Figura 4), cuja função básica é retirar as componentes de alta frequência presentes no sinal analógico setado respeitando a regra de *Nyquist* para taxa de amostragem para evitar erros no processo de conversão Analógico Digital (A/D) [12].

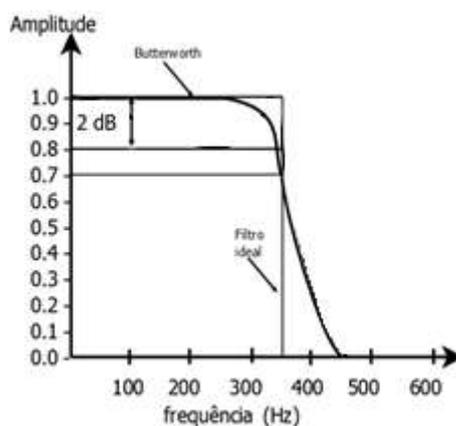


Figura 2.4 Resposta em frequência do filtro [12].

Após a filtragem, o sinal passa pelo processo de conversão analógica/digital (A/D), para só então serem executados os algoritmos de proteção. Relembrando que eles são parte

integrante tanto do religador e como do seccionizador no que diz respeito a interpretação dos dados.

2.4.1 AJUSTE DA UNIDADE INSTANTÂNEA DE FASE - 50F

Uma vez que para a proteção ser adequada é necessário que haja seletividade, ou seja, não se tenha sobreposições das atuações, as unidades de proteção instantânea não devem ser sensíveis a curtos que ocorram à frente do próximo dispositivo de proteção instalado a jusante. Existem duas opção de ajuste para corrente de *pick-up*, 125% da máxima corrente de curto trifásica da barra a jusante e para a máxima corrente de curto trifásica a 85% da linha, de forma a reduzir a faixa de atuação instantânea, evitando assim sobreposição [14].

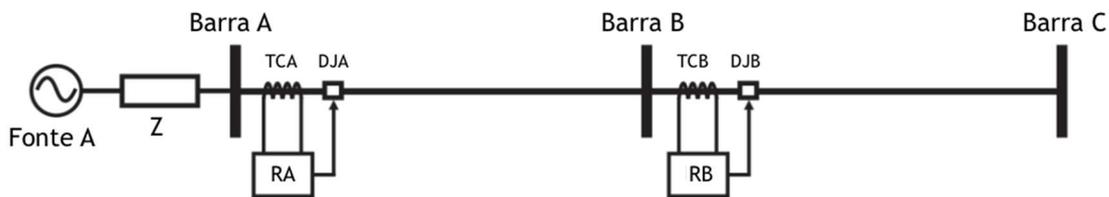


Figura 2.5 Ramal de distribuição didático. Adequado de [14].

$$I_{RA,50F} = \frac{1,25 \cdot |\hat{I}_{3\phi,B}|}{RTC_A} \quad (2.2)$$

$$I_{RA,50} = \frac{|\hat{I}_{3\phi,85\%AB}|}{RTC_A} \quad (2.3)$$

Onde:

- $I_{RA,50F}$ Corrente Pick-up 50F Religador A
- $\hat{I}_{3\phi,A}$ Corrente Curto Trifásica Barra A
- $\hat{I}_{3\phi,B}$ Corrente Curto Trifásica Barra B
- $\hat{I}_{3\phi,85\%AB}$ Corrente Curto Trifásica em 85% do trecho AB
- RTC_A Relação do Transformador de Corrente A

Para definir o valor da corrente de curto trifásica observada quando ocorre uma falta entre a Barra A e a Barra B utiliza-se a equação 2.4 abaixo. Por exemplo, se o curto ocorreu a uma distância de A que corresponde a 70% da distância entre A e B substitui-se x por 0,7.

$$\hat{I}_{3\phi,x\%AB} = \frac{\hat{I}_{3\phi,A} \cdot \hat{I}_{3\phi,B}}{x \cdot \hat{I}_{3\phi,A} + (1-x) \cdot \hat{I}_{3\phi,B}} \quad (2.4)$$

Não existe regra que determine o método a ser implementado para ajuste, sendo o objetivo de ambas evitar a sobreposição das proteções. O estudo feito por meio do percentual da linha a ser protegido (Eq. 2.3 e 2.4), facilita identificação da sobreposição das Unidades Instantâneas e por essa razão foi escolhida neste trabalho.

2.4.2 AJUSTE DA UNIDADE INSTANTÂNEA DE NEUTRO - 50N

O ajuste da unidade instantânea de neutro segue o mesmo padrão observado na unidade instantânea de fase com a diferença que agora ao invés de se fazer o estudo a partir da corrente de curto-circuito trifásica, faz-se utilizando a máxima corrente de curto monofásica, ficando assim com a fórmula de cálculo do *pick-up* como [14]:

$$I_{RA,50N} = \frac{1,25 \cdot |\hat{I}_{1\phi,B}|}{RTC_A} \quad (2.5)$$

$$I_{RA,50} = \frac{|\hat{I}_{1\phi,85\%AB}|}{RTC_A} \quad (2.6)$$

Onde:

- $I_{RA,50N}$ Corrente Pick-up 50N Religador A
- $\hat{I}_{1\phi,A}$ Corrente Curto Monofásica Barra A
- $\hat{I}_{1\phi,B}$ Corrente Curto Monofásica Barra B
- $\hat{I}_{1\phi,85\%AB}$ Corrente Curto Monofásica em 85% do trecho AB

E definir o valor da corrente de curto monofásica a $x\%$ de uma linha qualquer AB como:

$$\hat{I}_{1\phi,x\%AB} = \frac{\hat{I}_{1\phi,A} \cdot \hat{I}_{1\phi,B}}{x \cdot \hat{I}_{1\phi,A} + (1-x) \cdot \hat{I}_{1\phi,B}} \quad (2.7)$$

2.4.3 AJUSTE DA UNIDADE TEMPORIZADA DE FASE - 51F

Para fazer o ajuste da unidade temporizada de fase deve-se setar a corrente de *pick-up* de modo que ela seja, obviamente, maior que a maior corrente de carga do circuito ($I_{Load,max,RA}$) (considerando o fator de crescimento da carga), para que não ocorra abertura em situações normais de operação, e menor que a corrente de curto bifásica na proteção jusante ($I_{2\phi,B}$). Deve-se levar em consideração para o ajuste da proteção o fator de sobrecarga do circuito ($F_{sobrecarga}$), que pode variar de 1,2 a 1,5 e o fator de sensibilidade (a) do relé

que varia de 1,1 para no caso de relés numéricos até 1,5 no caso de relés eletromecânicos. Portanto temos a relação que [14]:

$$\frac{F_{sobrecarga} \cdot I_{Load,max,RA}}{RTC_A} \leq I_{RA,51F} \leq \frac{I_{2\phi,B}}{RTC_A \cdot a} \quad (2.8)$$

2.4.4 AJUSTE DA UNIDADE TEMPORIZADA DE NEUTRO - 51N

A forma de obter ajuste da unidade temporizada de neutro se aproxima bastante da forma que foi obtido o ajuste da unidade de fase, porém neste caso ao invés de levar em consideração o fator de sobrecarga entra o fator de desequilíbrio (F_{desq}), que pode variar de 0,1 a 0,45, de forma que o relé não atue para o caso em que circula a maior corrente de desequilíbrio, mas seja sensível para corrente de curto monofásica mínima na proteção jusante ($I_{1\phi,min,B}$) (resistência de 40Ω). Desta forma teremos a fórmula [14]:

$$\frac{F_{desq} \cdot I_{Load,max,RA}}{RT_A} \leq I_{RA,51N} \leq \frac{I_{1\phi,min,B}}{RTC_A \cdot a} \quad (2.9)$$

2.4.5 UNIDADES TEMPORIZADAS

Como apresentado no conceito inicial de relés de sobrecorrente a curva que define a operação do relé necessita do conceito de Múltiplo, que é a razão entre a corrente vista pelo secundário do TC e a corrente de *pick-up* da unidade 51.

$$M = \frac{I_{sec}}{I_{51}} = \frac{I_{pri}}{RTC \cdot I_{51}} \quad (2.10)$$

Onde:

- I_{sec} Corrente do secundário do TC.
- I_{51} Corrente de *pick-up* da unidade 51.
- I_{pri} Corrente primário do TC.
- M Múltiplo da corrente.

Sabendo o múltiplo, usando os parâmetros da tabela abaixo e sendo Cr referente ao tempo curva usada calcula-se o tempo de operação (t_{op}) usando a fórmula:

$$t_{op} = Cr \cdot \left(\frac{K}{M^{\alpha-\beta}} + L \right) \quad (2.11)$$

Tabela 2.2: Parâmetros das Curvas de temporização do relé 51.

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Normalmente Inversa (NI)	0,14	0,02	0	1
	Muito Inversa (MI)	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa (EI)	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa (MI)	0,515	0,02	1,14	1
	Muito Inversa (MI)	196,1	2	4,91	1
	Extremamente Inversa (EI)	282	2	1,217	1

Fonte: Autoria própria.

2.5 DISJUNTOR

Os disjuntores são dispositivos de manobra e proteção que permitem a abertura ou fechamento de circuitos em quaisquer condições de operação, sendo classificados conforme a tecnologia empregada para a extinção do arco elétrico, como por exemplo, a sopro magnéticos usados em média tensão até 24kV, a óleo, vácuo, ar comprimido e SF6 (Hexafluoreto de enxofre) [7].

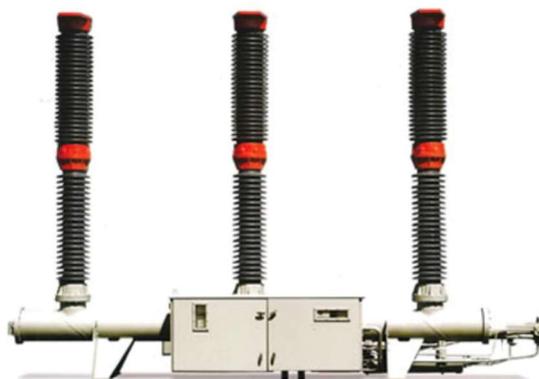


Figura 2.6 Disjuntor alta tensão comercial [18].

Durante a abertura do disjuntor a tensão entre os contatos cresce, denominada de tensão de restabelecimento (Recovery Voltage). Para que a interrupção da corrente seja bem sucedida, o restabelecimento do dielétrico deve ser mais rápido que a tensão de restabelecimento do sistema. Ou seja, o meio extintor do disjuntor deverá retirar mais energia do arco elétrico que corrente dissipa pelo curto-circuito. Caso isso não ocorra e a tensão entre os contatos aumentar mais que a rigidez dielétrica do meio o arco não será extinto dando assim continuidade ao curto.

2.6 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O Transformador de Corrente (TC) assim como o Transformador de Potencial (TP) são transformadores que alimentam instrumentos de medição, dispositivos de controle ou dispositivos de proteção. Entre suas funções principais lista-se:

- Isolação dos equipamentos medição, controle e proteção do circuito de alta tensão (AT).
- Fornecimento no secundário do transformador uma corrente adequada para ser usada pelos dispositivos de medição, controle e proteção que seja equivalente a corrente do primário.

Apesar de serem equipamentos importantes para o funcionamento adequado do sistema de proteção é necessário que os sinais sejam filtrados antes do uso destes para eliminar as componentes de alta frequência indesejadas. O enrolamento primário, composto por poucas espiras (N_1) e bitola grossa pois deve ser conectado em série com o circuito que se deseja fazer a leitura. Como se tem interesse de reduzir a corrente que circula no primário (I_p), o enrolamento secundário é composto por muitas espiras (N_2) e bitola fina de forma a obter corrente de 5A (NBR 6856 da ABNT) para alimentar os aparelhos de proteção.

As equações 2.12 e 2.13 abaixo apresenta a forma de se calcular tanto a relação de transformação do TC como também a corrente observada em seu secundário.

$$RTC = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.12)$$

$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{RTC} \quad (2.13)$$

Lembrando também de acordo com a NBR 6856 o TC deve apresentar um fator de segurança que deverá multiplicar a corrente nominal primaria de forma a aumentar a exatidão das medições. Esse fator de segurança é nomeado como Fator de Sobrecorrente (FS) e é estipulado como 20 vezes a corrente nominal pela NBR.

2.7 RELIGADOR

A definição de religador segundo a norma nacional americana ANSI C37.60 e a apostila de distribuição de energia UMCTEC é: “Dispositivo automático que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, permanecendo fechado ou bloqueado de acordo com as suas instruções operativas.” [8,12,13].

Por ser um dispositivo automático que tem a capacidade de operar desligando e religando o circuito alimentador durante uma falta, função que permite a continuidade do

serviço frente a curtos de natureza transitória e a interrupção do circuito frente a faltas permanente. Os religadores são muito utilizados para a proteção de redes de distribuição uma vez que 65% das faltas são de caráter transitório, com a utilização do religador estas são resolvidas automaticamente, sem a queima de fusíveis, reduzindo dessa forma o custo com o deslocamento de pessoal, equipamentos e melhores índices de continuidade para as operadoras [7,12].

Quanto ao modo de funcionamento o religador opera quando desligando e religando o circuito por um número determinado de vezes, eliminando a falta de acordo com o tempo definido por suas curvas de atuação do relé, instantânea ou temporizada, podendo ser trifásico ou um banco de religadores monofásicos, porém a abertura é sempre tripolar.

Como pode-se observar pela figura 2.7 em caso de falta permanente, o religador realizará 3 religamentos e 4 aberturas e após a quarta atuação o mesmo será bloqueado de forma a se manter aberto que o reparo a linha seja feito e o religador receber um comando de fechamento local ou remoto. Neste caso apresentado a curva vermelha vem a ser a curva do trip, percebemos que existe um delay entre a alteração do estado do trip e do seccionamento ou fechamento do circuito, fato dado pelo atraso mecânico existente entre o recebimento do sinal e a movimentação completa da proteção que foi inserido na simulação de forma a retratar o sistema de forma mais realística. No caso de uma falta transitória que acabe antes da última operação, o religador não irá continuar sua sequência de operação, iniciará a contagem do tempo de rearme e não havendo outro evento durante esta contagem o religador rearma, resetando todos os contadores, ficando o religador preparado para uma nova sequência de operações.

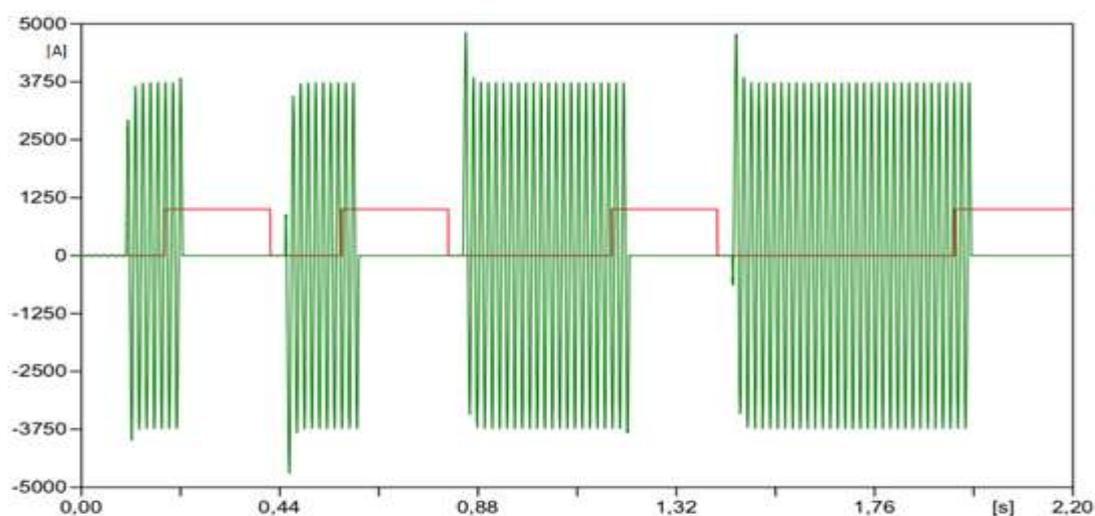


Figura 2.7 Operação religador.

Fonte: Autoria própria.

Como apresentado em [12], “O tempo de rearme (t_{re}) equivale à soma de todos os tempos de disparo (t_d) acrescentado de 10%, mais a soma de todos os tempos de fechamento (t_f) acrescentado de 15%.”, sendo dado por:

$$t_{re} = 1,1 * \sum t_d + 1,15 * \sum t_f \quad (2.14)$$

2.8 SECCIONALIZADORA AUTOMÁTICA

As chaves seccionadoras são usadas em Sistemas de Proteção em conjunto com os religadores, estando localizadas a jusante deles, pois como não possuem a capacidade de interromper a corrente de defeito a abertura dos contatos só ocorre quando o religador localizado a montante tiver desenergizado o circuito. O seccionizador deve estar localizado dentro da região de sensibilidade do religador, de forma que caso a falta esteja localizada a jusante da chave seccionadora o religador atue interrompendo a falta enquanto a chave contabiliza o número de operações que ocorreram. Caso a falta permaneça a chave irá contabilizar um número pré-determinado de atuações abrindo seus contatos no disparo anterior à abertura definitiva do religador.

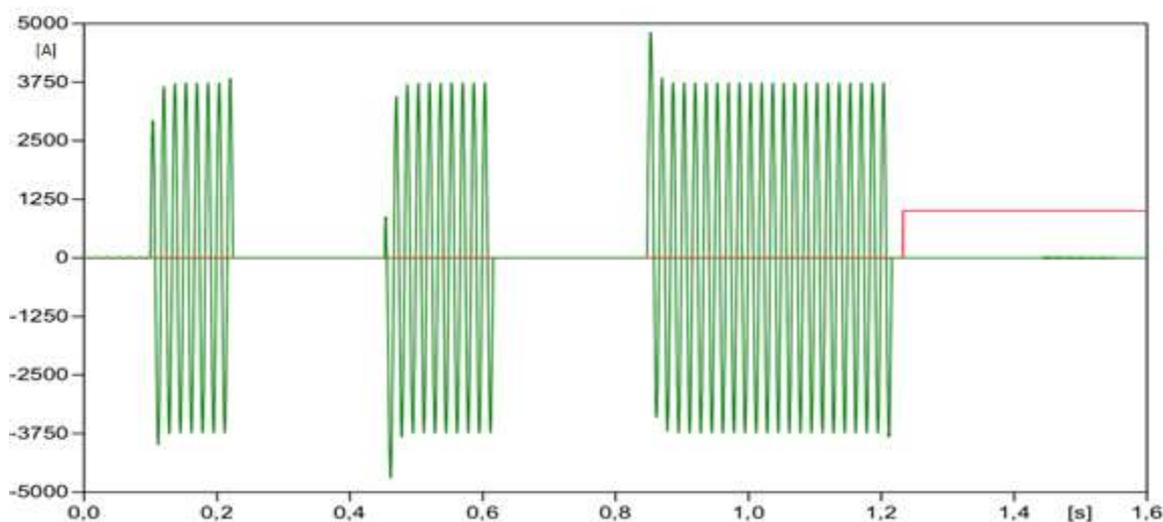


Figura 2.8 Operação seccionizador.

Fonte: Autoria própria

A corrente mínima de atuação que deve ser ajustada é de aproximadamente 80% do ajuste mínimo setado para a proteção localizada a retaguarda. Na figura 2.8, observando a linha vermelha que corresponde a atuação do trip do seccionizador, nota-se que a abertura ocorre na terceira interrupção do circuito e enquanto o circuito se encontra desenergizado, e retorna à operação normal do sistema com o trecho defeituoso seccionado, a partir de 1,5

segundos observa-se que o circuito voltou a operar sem falta. Caso a falta tenha sido temporária, existe o conceito de tempo de rearme, que deve ser maior que o tempo de rearme do religador, que reseta contagem de operações. No seccionizador também se tem o conceito de tempo de memória que está relacionado com quanto tempo a informação de quantas operações ocorreram.

Como o seccionizador é uma chave que não abre em carga, não se tem necessidade de uma câmara de extinção de arco como no caso dos outros equipamentos de proteção, sendo, portanto, um mais barato que o religador ou disjuntor.

Por ser tratar de um equipamento de baixo custo e fácil coordenação com o religador é importante modela-los e estudar seu comportamento em simulação.

2.9 INTERAÇÃO ENTRE OS DISPOSITIVOS

A interação entre os dispositivos de proteção é percebida através da coordenação e seletividade existente. Uma vez que, a montante de um defeito num sistema radial, todos os equipamentos perceberam uma alteração na corrente, deve-se dimensionar o dispositivo protegido de tal forma que não seja sensibilizado num tempo inferior ou muito próximo do dispositivo protetor.

Os religadores por serem os dispositivos mais complexos serão instalados nos alimentadores principais, trechos muito longos e nas saídas de subestações. Os seccionizadores sempre serão instalados a jusante de um religador e sempre permitiram um número de operações menor que o religador, instalados geralmente em trechos mais longos ou trechos mais críticos que necessitem de continuidade no fornecimento.

Os fusíveis são os dispositivos mais simples existentes na proteção, podendo estar a jusante de qualquer um dos equipamentos citados anteriormente. Os fusíveis podem inclusive coordenar entre si mas com limitação prática de 2 a 3 fusíveis, pois a partir disso perde-se sensibilidade.

CAPÍTULO 3

MEMORIAL DE CÁLCULO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO

3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO

A rede de distribuição a ser estudada está ilustrada na Figura 3.1, sendo um alimentador real radial de aproximadamente 9,8 km de extensão, que opera a frequência de 60Hz e alimenta uma carga de 8,2 MVA através de cabos de alumínio CAA e CA.

Conforme dados fornecidos em seu estudo o alimentador é composto por 2 transformadores de 10MVA, com corrente de curto trifásica e monofásica iguais a 7856,6 A e 8480,6 A , respectivamente atualmente e 9427,68 A e 10176,72 A de de curto trifásica e monofásica para estudo referente ao crescimento de 10 anos, levado por um crescimento de 20%. O curto monofásico observado é maior que a trifásica pelo fato do curto estar na saída da subestação.

O alimentador redesenhado composto por 63 barramentos, cujas características físicas e elétricas de cada trecho foram definidas de acordo com as tabelas 3.1, 3.2 e 3.3, pode ser observado na figura 3.1, que já localiza onde as proteções serão implementadas. Para implementação do sistema no ATPDraw a potência elétrica apresentada na tabela 3.1. foi estimada a impedância trifásica equilibrada equivalente a 1 pu.

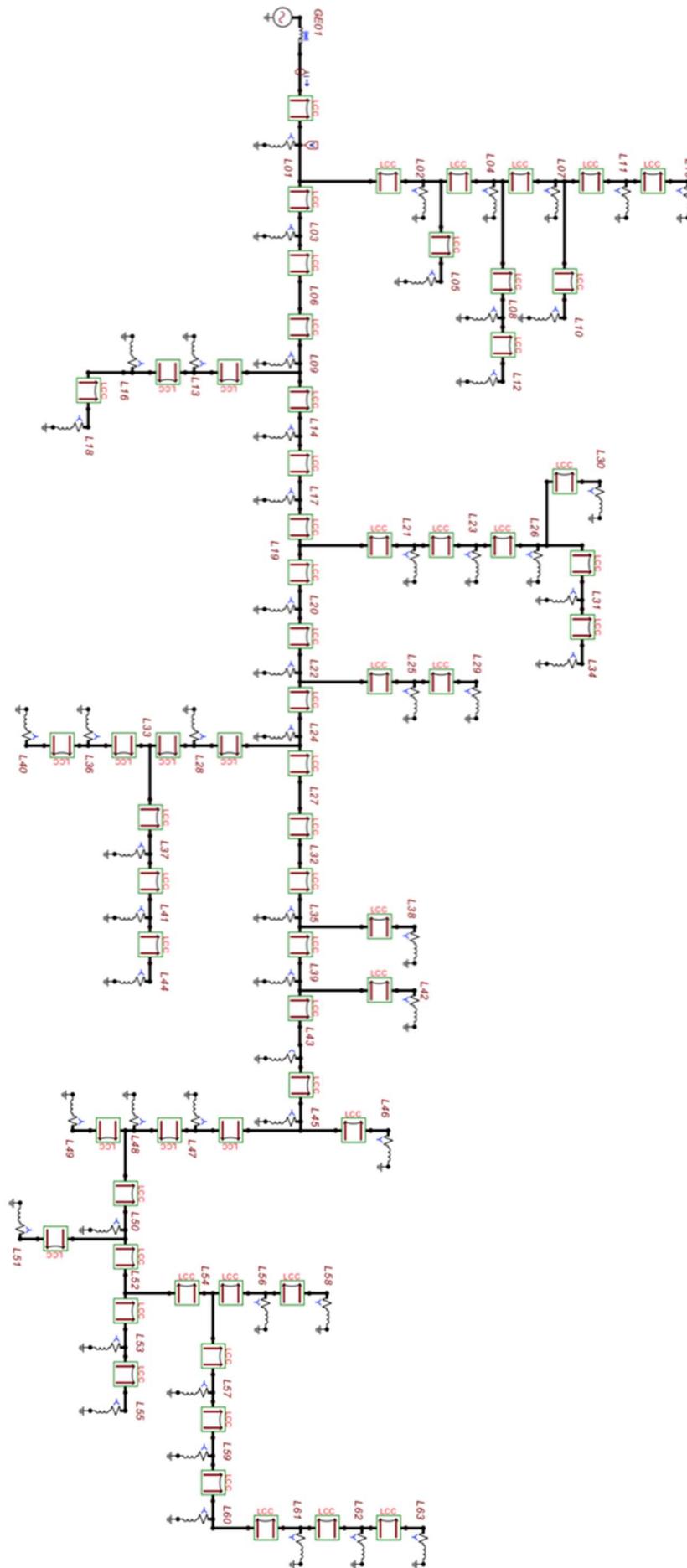


Figura 3.1 Rede de Distribuição.

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.1 Características físicas e elétricas do ramal [12].

De	Para	Length (km)	P (MW)	Q (Mvar)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Pk (MW)	Qk (Mvar)	Resistência K (Ω)	Reatância K (Ω)	Cabo
0	1	0,61	0,114	0,0353	1524,37	472,02	0,1368	0,0424	1270,31	393,35	0
1	2	0,07	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	1
1	3	0,14	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	0
2	4	0,27	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
2	5	0,18	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
3	6	0,37	-	-	-	-	-	-	-	-	0
4	7	0,25	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
4	8	0,07	0,0713	0,0221	2436,85	755,32	0,0856	0,0265	2030,71	629,43	2
6	9	0,04	0,114	0,0353	1524,37	472,02	0,1368	0,0424	1270,31	393,35	0
7	10	0,38	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
7	11	0,08	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
8	12	0,19	0,114	0,0353	1524,37	472,02	0,1368	0,0424	1270,31	393,35	2
9	13	0,15	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
9	14	0,15	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	0
11	15	0,18	0,0287	0,0088	6065,30	1859,74	0,0344	0,0106	5054,42	1549,79	2
13	16	0,11	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
14	17	0,06	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	0
16	18	0,07	0,114	0,0353	1524,37	472,02	0,1368	0,0424	1270,31	393,35	2
17	19	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0
19	20	0,14	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	0
19	21	0,13	0,2509	0,0773	693,23	213,58	0,3011	0,0928	577,69	177,98	1
20	22	0,31	0,0574	0,0176	3032,65	929,87	0,0689	0,0211	2527,21	774,89	0
21	23	0,03	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	1
22	24	0,19	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	0
22	25	0,29	0,215	0,0662	809,06	249,12	0,2580	0,0794	674,22	207,60	2
23	26	0,18	0,1075	0,0331	1618,13	498,23	0,1290	0,0397	1348,44	415,19	1
24	27	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	0
24	28	0,32	0,1434	0,0441	1213,29	373,12	0,1721	0,0529	1011,07	310,94	1
25	29	0,03	0,0143	0,0044	12165,70	3743,29	0,0172	0,0053	10138,08	3119,41	2
26	30	0,07	0,1721	0,1322	695,92	534,58	0,2065	0,1586	579,94	445,48	2
26	31	0,04	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
27	32	0,09	-	-	-	-	-	-	-	-	0
28	33	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	1
31	34	0,02	0,2151	0,0663	808,54	249,22	0,2581	0,0796	673,78	207,68	2
32	35	0,19	0,0143	0,0044	12165,70	3743,29	0,0172	0,0053	10138,08	3119,41	0
33	36	0,07	0,3585	0,1103	485,28	149,31	0,4302	0,1324	404,40	124,42	2
33	37	0,07	0,1434	0,0441	1213,29	373,12	0,1721	0,0529	1011,07	310,94	2
35	38	0,13	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
35	39	0,08	0,0287	0,0088	6065,30	1859,74	0,0344	0,0106	5054,42	1549,79	0
36	40	0,15	0,0143	0,0044	12165,70	3743,29	0,0172	0,0053	10138,08	3119,41	2
37	41	0,11	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2

De	Para	Length (km)	P (MW)	Q (Mvar)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Pk (MW)	Qk (Mvar)	Resistência K (Ω)	Reatância K (Ω)	Cabo
39	42	0,07	0,0143	0,0044	12165,70	3743,29	0,0172	0,0053	10138,08	3119,41	2
39	43	0,11	0,129	0,0396	1349,14	414,16	0,1548	0,0475	1124,29	345,13	0
41	44	0,21	0,1797	0,0552	968,39	297,47	0,2156	0,0662	806,99	247,89	2
43	45	0,51	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	0
45	46	0,09	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
45	47	0,16	0,1075	0,0331	1618,13	498,23	0,1290	0,0397	1348,44	415,19	0
47	48	0,11	0,0573	0,0176	3037,03	932,84	0,0688	0,0211	2530,86	777,37	0
48	49	0,11	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
48	50	0,21	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	0
50	51	0,05	0,1434	0,0442	1212,81	373,82	0,1721	0,0530	1010,68	311,52	2
50	52	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-	0
52	53	0,11	0,1075	0,0331	1618,13	498,23	0,1290	0,0397	1348,44	415,19	2
52	54	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	0
53	55	0,06	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
54	56	0,32	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	2
54	57	0,05	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	1
56	58	0,16	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
57	59	0,15	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	1
59	60	0,16	0,0717	0,0221	2425,62	747,65	0,0860	0,0265	2021,35	623,04	1
60	61	0,08	0,5089	0,1566	341,85	105,19	0,6107	0,1879	284,87	87,66	1
61	62	0,33	0,043	0,0132	4047,43	1242,47	0,0516	0,0158	3372,86	1035,39	2
62	63	0,14	0,172	0,0528	1011,86	310,62	0,2064	0,0634	843,21	258,85	2

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.2 Resistência dos diferentes cabos.

		Área	Diâmetro	Rin	Rout	Resistência
0	Oriole	39,78	18,83	0,3558	0,9415	0,1703
1	Penguin	17,87	14,31	0,2385	0,7155	0,2676
2	Swan	3,53	6,36	0,1060	0,3180	1,3545

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.3 Tipo de agrupamento dos cabos. Dados de [12].

		Horizontal cabo 1	Vertical torre 1	Horizontal cabo 2	Vertical torre 2	Horizontal cabo 3	Vertical torre 3
0	Oriole	0	10,5	0,54513	11,444	1,09027	10,5
1	Penguin	-1,2	10,5	0	10,5	0,6	10,5
2	Swan	0	10,5	0,54513	11,444	1,09027	10,5

Fonte: Autoria própria.

3.2 LOCALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO

A escolha do tipo de proteção a ser empregada em um sistema de distribuição deve seguir naturalmente as Normas Técnicas referentes à concessionária local e também os conceitos provenientes de estudos teóricos. Portanto a proteção deverá ser instalada em:

- Em circuitos longos que levam a proteção de retaguarda não ser sensível ao curto-circuito mínimo. Solução: religador ou chave fusível;
- Ramais importantes para o sistema que sofrem ou apresentam riscos de sofrer faltas transitórias e em trechos de bifurcação de alimentadores. Solução: religador ou seccionalizador desde que exista um religador a montante. Ramais que não se enquadram no descrito usa-se fusível;
- Deve-se instalar proteção logo após cargas que possuam característica de continuidade crítica, como por exemplo demanda de Leitos Hospitalares;
- Sempre instalar elos fusíveis nos primários dos transformadores;
- Ramais que não apresentem proteção de falta de fase é desaconselhável a utilização de chaves fusíveis e no caso de troncos que apresentem possibilidade de inversão de fluxo é desaconselhável a utilização de religadores ou seccionalizadores;

A partir desses critérios definiu-se utilizar o mesmo posicionamento da proteção adotada nesta rede de distribuição em [12], onde foram instalados dois religadores, 3 seccionalizadoras e 4 chaves fusíveis, sendo o primeiro religador instalado na subestação, o segundo religador instalado no ponto médio do alimentador, seccionalizadoras nos barramentos 1, 24 e 43, sendo que no caso do 43 foi a solução decidida para não se colocar 3 fusíveis em série e por fim, elos fusíveis forma a atender dois ramais menores referentes ao barramento 09 e 19 além do 52 e 60 que coordenam com o 43.

3.3 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS

Para estudo de dimensionamento fez-se necessário o estudo das correntes de carga do sistema. Para obtenção destes valores no ATPDraw ao invés de realizarmos diversas medições, uma vez que se trata de regime permanente, podemos otimizar fazendo a análise do

arquivo *.lis gerado com uma única simulação. Na figura 3.2 abaixo podemos ver o formato do arquivo *.lis.

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. is printed above the imaginary part, the angle, or "Q".				All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" The first solution frequency = 6.0000000E+01 Hertz.			
Bus K	Bus M	Phasor node voltage	Phasor branch current	Power flow	Power loss		
		Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P and Q	P and Q
L02A		11051.48883419 -342.7945201244	11056.803947582 -1.7766280	4.1210920512218 -1.411580224365	4.3561403127612 -18.9076535	23014.042377189 7093.6876580249	23014.042377189 7093.6876580
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	-4.121092051222 1.4115802243653	4.3561403127612 161.0923465	0.0 0.0	0.0 0.0
L02B		-5822.537431144 -9399.539531715	11056.820770246 -121.7761122	-3.282989581962 -2.863214202985	4.3561469405251 -138.9071377	23014.112407879 7093.7092437956	23014.112407879 7093.7092438
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	3.2829895819617 2.8632142029854	4.3561469405251 41.0928623	0.0 0.0	0.0 0.0
L02C		-5228.946961931 9742.5103770142	11057.051812166 118.2231020	-1.8380803347574 4.2748602981924	4.3562379660171 101.0920765	23015.074217855 7094.0057053839	23015.074217855 7094.0057054
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	.83808033475736 -4.274860298192	4.3562379660171 -78.9079235	0.0 0.0	0.0 0.0
L04A		11041.112160505 -342.7521812434	11046.430952964 -1.7780771	2.4692498202699 -1.8427126261128	2.6090916513439 -18.8438932	13776.052904335 4229.0719310263	13776.052904335 4229.0719310
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	-2.46924982027 .84271262611275	2.6090916513439 161.1561068	0.0 0.0	0.0 0.0
L04B		-5817.312919005 -9390.574386734	11046.448158137 -121.7775626	-1.964423094293 -1.717097072707	2.6090957150883 -138.8433787	13776.095817661 4229.0851048683	13776.095817661 4229.0851049
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	1.9644230942934 1.717097072707	2.6090957150883 41.1566213	0.0 0.0	0.0 0.0
L04C		-5223.795548067 9733.5029388974	11046.679111368 118.2216534	-1.5048136667648 2.5598492661592	2.6091502646663 101.1558373	13776.671870172 4229.2619456167	13776.671870172 4229.2619456
	TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	.50481366676482 -2.559849266159	2.6091502646663 -78.8441627	0.0 0.0	0.0 0.0

Figura 3.2 Lis file.

Fonte: Autoria própria.

A interpretação é feita da seguinte forma, o sentido com a qual os valores foram obtidos é da Barra K para Barra M. Apenas o valor do Módulo do fasor de corrente é de interesse para esse estudo, não sendo de interesse a fase.

Sendo assim, como todas as fases apresentam a mesma corrente de carga, pois o sistema foi montado de forma que as cargas por ele alimentadas fossem de característica trifásica equilibrada, conforme observado na tabela 3.1, pode-se extrair o valor do módulo de qualquer uma das fases. Importante é ressaltar que o valor observado nesta figura é referente ao valor de pico da corrente, enquanto para a realização do estudo faz-se necessário o valor RMS desta corrente.

Na tabela 3.4 observa-se o valor da corrente eficaz em cada barra do ramal, o valor da mesma após a taxa de crescimento ser considerada e sabendo que cada barra apresentada corresponde a um transformador que alimenta uma carga, podendo então inferir qual a potência do mesmo e o fusível equivalente a ser instalado em seus terminais através da tabela 3.5 de uso da CEB.

Tabela 3.4 Planilha de Corrente de carga em cada barramento, Potência e elos fusíveis dos transformadores.

ZONA	Equipamento	Bus	Corrente de Carga	Corrente Eficaz (A)	Corrente Eficaz (A)(k=1,2)	Pot. (VA)	Pot. (kVA)	Transformador	Elo fusível	
REL-01	REL-01	L01	6,929	4,900	5,880	140538	140,54	150	8K	
		L03	4,354	3,079	3,695	88315	88,31	112,5	6K	
		L09	6,906	4,883	5,860	140068	140,07	150	8K	
		L14	4,338	3,067	3,681	87978	87,98	112,5	6K	
		L17	2,600	1,838	2,206	52724	52,72	75	5H	
		L20	2,595	1,835	2,202	52623	52,62	75	5H	
		L22	3,458	2,445	2,934	70136	70,14	75	5H	
		L25	12,951	9,158	10,989	262665	262,67	300	12K	
		L29	0,861	0,609	0,731	17469	17,47	30	2H	
	SEC-01	L02	4,356	3,080	3,696	88350	88,35	112,5	6K	
		L04	2,609	1,845	2,214	52918	52,92	75	5H	
		L05	4,356	3,080	3,696	88343	88,34	112,5	6K	
		L07	4,350	3,076	3,691	88232	88,23	112,5	6K	
		L08	4,330	3,061	3,674	87812	87,81	112,5	6K	
		L10	2,608	1,844	2,213	52889	52,89	75	5H	
		L11	4,350	3,076	3,691	88227	88,23	112,5	6K	
		L12	6,920	4,893	5,872	140359	140,36	150	8K	
		L15	1,740	1,231	1,477	35298	35,30	45	3H	
	FUS-09	L13	4,341	3,069	3,683	88036	88,04	112,5	6K	
		L16	4,340	3,069	3,683	88022	88,02	112,5	6K	
		L18	6,902	4,881	5,857	139995	139,99	150	8K	
	FUS-19	L21	15,151	10,713	12,856	307281	307,28	400	15K	
		L23	4,330	3,062	3,674	87813	87,81	112,5	6K	
		L26	6,490	4,589	5,507	131622	131,62	150	8K	
		L30	12,519	8,853	10,623	253915	253,91	300	12K	
		L31	4,328	3,061	3,673	87788	87,79	112,5	6K	
		L34	12,985	9,182	11,018	263353	263,35	300	12K	
	REL-02	REL-02	L24	2,589	1,831	2,197	52504	52,50	75	5H
			L35	0,860	0,608	0,730	17443	17,44	30	2H
			L38	2,586	1,828	2,194	52441	52,44	75	5H
			L39	1,725	1,220	1,464	34991	34,99	45	3H
			L42	0,860	0,608	0,730	17439	17,44	30	2H
			L43	7,753	5,482	6,579	157250	157,25	225	10K
		SEC-02	L28	8,630	6,103	7,323	175039	175,04	225	10K
L36			21,571	15,253	18,304	437498	437,50	500	20K	
L37			8,628	6,101	7,321	174993	174,99	225	10K	
L41			2,586	1,829	2,195	52456	52,46	75	5H	
L44			10,806	7,641	9,169	219164	219,16	225	10K	
L40			0,860	0,608	0,730	17451	17,45	30	2H	

ZONA	Equipamento	Bus	Corrente de Carga	Corrente Eficaz (A)	Corrente Eficaz (A)(k=1,2)	Pot. (VA)	Pot. (kVA)	Transformador	Elo fusível
REL-02	SEC-03	L45	2,581	1,825	2,190	52348	52,35	75	5H
		L46	2,581	1,825	2,190	52347	52,35	75	5H
		L47	6,452	4,562	5,475	130856	130,86	150	8K
		L48	3,437	2,431	2,917	69717	69,72	75	5H
		L49	2,579	1,824	2,189	52313	52,31	75	5H
		L50	2,578	1,823	2,188	52292	52,29	75	5H
		L51	8,601	6,082	7,298	174441	174,44	225	10K
		L53	6,445	4,557	5,469	130712	130,71	150	8K
	L55	2,577	1,822	2,187	52269	52,27	75	5H	
	FUS-52	L56	4,298	3,039	3,647	87170	87,17	112,5	6K
		L57	4,299	3,040	3,648	87188	87,19	112,5	6K
		L58	2,577	1,822	2,186	52256	52,26	75	5H
		L59	4,298	3,039	3,647	87169	87,17	112,5	6K
		L60	4,297	3,038	3,646	87151	87,15	112,5	6K
	FUS-60	L61	30,491	21,560	25,872	618412	618,41	400/400	2x15K
		L62	2,574	1,820	2,184	52214	52,21	75	5H
		L63	10,295	7,280	8,736	208806	208,81	225	10K

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.5 Potência do transformador vs Elos fusíveis.

Trafo (kVA)	15	30	45	75	112,5	150	225	300	400	500	750	1000	1500	2000	2500
Elo	1H	2H	3H	5H	6K	8K	10K	12K	15K	20K	30K	40K	65K	80K	100K

Fonte: Companhia Energética de Brasília (CEB).

Com a tabela 3.4 e a análise da figura 3.1 pode-se saber a corrente de carga que percorrerá cada dispositivo de proteção instalado no sistema avaliado realizando a soma das correntes de carga a jusante (tabela 3.6).

Tabela 3.6 Corrente de carga em cada dispositivo de proteção.

Equipamento de Proteção	Corrente Eficaz (A)	Corrente Eficaz (A) (k=1,2)
REL-01	227,98	273,58
REL-02	120,50	144,60
SEC-01	25,19	30,22
SEC-02	37,53	45,04
SEC-03	71,39	85,67
FUS-09	11,02	13,22
FUS-19	39,46	47,35
FUS-52	44,64	53,57
FUS-60	30,66	36,79

Fonte: Autoria própria.

É necessário também as correntes de curto em algumas das barras para o dimensionamento dos dispositivos de proteção do alimentador de distribuição. Para facilitar o processo de simulação criou-se um bloco com chaves de abertura e fechamento temporizados, apresentado na figura 3.3, de forma a ao simularmos conseguirmos obter os resultados de curto monofásico mínimo, monofásico, bifásico e trifásico, nesta ordem, com uma única simulação para cada barra, conforme simulação apresentada na figura 3.4 abaixo. Ressaltando que uma vez que o valor desejado para dimensionamento novamente é o referente a RMS, ao plotar o gráfico deve-se inserir um fator 0,707 de forma que valor de máximo observado na curva já seja numericamente igual ao RMS desejado.

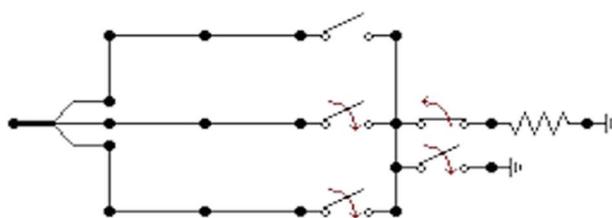


Figura 3.3 blocos de falta.

Fonte: Autoria própria.

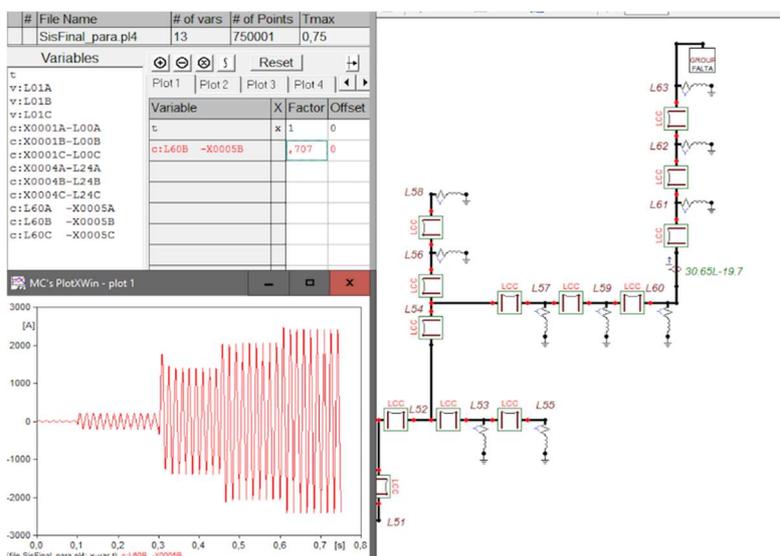


Figura 3.4 Exemplo de Simulação dos curtos.

Fonte: Autoria própria.

3.3.1 DIMENSIONAMENTO ELO FUSÍVEL DO RAMAL

Para realizar o dimensionamento e coordenação da proteção deve-se iniciar os estudos pelo dispositivo de proteção localizado mais a jusante. Para isso utiliza-se os seguintes critérios:

- Corrente Nominal: a corrente nominal do fusível deverá ser 50% maior que a corrente de carga nominal (I_n) que circula no circuito, sendo o sub-índice k referente a corrente de carga prevista para 10 anos, onde a carga terá um aumento de 20% (equação 3.1).
- Curto-circuito: a corrente nominal de atuação do fusível deve ser menor que 25% da menor corrente de curto monofásica (equação 3.2).
- Coordenação com elo jusante: onde deve-se analisar a tabela de coordenação de elos 2.1 fornecida pelas referências para verificar coordenação mínima entre elos.

$$I_{n_{FUS60}} \geq 1,5 * I_{n_k} \quad (3.1)$$

$$I_{n_{FUS60}} \leq 0,25 * I_{cc1\phi_k} \quad (3.2)$$

Onde:

- $I_{n_{FUS60}}$ Corrente Nominal fusível 60.
- I_{n_k} Corrente Nominal após crescimento da carga
- $I_{cc1\phi_k}$ Corrente de Curto Monofásico após crescimento da carga

A equação 3.3 é apenas uma junção dos resultados provenientes das equações 3.1 e 3.2 de forma a acelerar os estudos.

$$1,5 * I_{n_k} \leq I_{n_{FUS60}} \leq 0,25 * I_{cc1\phi_k} \quad (3.3)$$

FUS-60 — Localizado na barra 60 será responsável pela proteção das barras 61,62 e 63 cujos curtos trifásico (I3), bifásico (I2), monofásico (I1) e monofásico mínimo (I1_min) estão apresentados na tabela abaixo em Amperes.

Tabela 3.7 Curtos elo fusível instalado na barra 60 - FUS-60.

Visto pelo	Barra	Situação Atual				Situação Futura (k=1,2)			
		I3	I2	I1	I1_min	I3k	I2k	I1k	I1_mink
FUS-60	L61	2822	2446,2	1573,2	212,93	2999,4	2605,7	1627,3	217,8
	L62	2522	2160,1	1439,3	210,25	2655	2271,3	1482,5	215,4
	L63	2406,5	2049,1	1386,3	209,55	2524,2	2146,7	1427,4	214,5

Fonte: Autoria própria.

Fazendo a análise para o caso com crescimento de carga:

$$55,2A \leq I_{n_{FUS60}} \leq 53,6A \quad (3.4)$$

Observando acima que os resultados da aplicação das equações 3.1 e 3.2 são inconsistentes. Entretanto a princípio se poderia utilizar o elo 50K que atenderia, porém, como o elo em questão deve coordenar com o elo 15K, que corresponde ao maior elo de proteção a jusante desta proteção, deve-se analisar qual seria o elo adequado para coordenação trifásica. Observando a tabela de coordenação de elos (tabela 2.1) nota-se que para coordenação em questão seria necessário, para o curto trifásico, a utilização de um elo 100K, porém com um elo desse a proteção em caso de um curto monofásico mínimo, cuja corrente sentida pelo fusível seria de 214 A, levaria a um tempo de atuação de 50 segundos ou mais, podendo até não atuar em uma situação real.

Sendo assim fez-se a coordenação para o curto monofásico mínimo, onde para coordenar com o elo 15K a jusante teria como opção o uso dos elos 25K, 30K ou 40K, que coordenam com o elo de 15K para correntes até 430 A, 870 A e 1340 A, respectivamente. Escolheu-se então o elo 40K por se tratar de um elo tipo K preferencial por apresentar uma curva de atuação para correntes maiores que 80 A, de forma a não atuar em situações de operação normal. Além disso, o elo tipo K preferencial é mais utilizado para proteção em ramais principais.

Seguindo a mesma análise para a situação sem o crescimento de carga chegaríamos:

$$46A \leq I_{n_{FUS60}} \leq 52,38A \quad (3.5)$$

Dessa forma, fazendo uso de análise similar a feita para o caso com crescimento, porém neste caso sem ter problemas com equações inconsistentes. Como para o caso anterior a princípio o uso do elo 50K seria satisfatório, porém fazendo a consideração da coordenação com o maior elo a jusante, acaba-se selecionando o mesmo elo 40K pelos mesmos motivos. Mostrando que nossa proteção se encontra adequada tanto para o sistema atual quanto para o sistema após o crescimento de 20%.

FUS-52 — Localizado no barramento 52 será responsável pela proteção dos ramais 54, 57, 59 e 60 cujos curtos trifásico (I3), bifásico (I2), monofásico (I1) e monofásico mínimo (I1_min) estão apresentados na tabela abaixo em Amperes.

Tabela 3.8 Curtos elo fusível instalado na barra 52 - FUS-52.

Visto pelo	Barra	Situação Atual				Situação Futura (k=1,2)			
		I3	I2	I1	I1_min	I3k	I2k	I1k	I1_mink
FUS-52	L54	3033,7	2644,7	1722,2	227,15	3241,1	2821,7	1788,6	234,7
	L56	2712,3	2323,6	1568,4	224,94	2867,7	2453	1622,7	232,5
	L57	3010,7	2622,5	1704,4	227	3210,7	2795,4	1768,9	234,5
	L58	2563,2	2180,1	1500,2	223,13	2698,8	2291,2	1548,8	231,5
	L59	2935,2	2555,5	1652,6	226,6	3124,8	2716,8	1711,5	234,1
	L60	2839,4	2486,1	1598,8	226,11	3015,6	2640,3	1654,4	233,7

Fonte: Autoria própria.

Fazendo a análise para o caso com crescimento de carga:

$$80,25A \leq I_{n_{FUS52}} \leq 57,9A \quad (3.6)$$

Assim como para o fusível anterior uma solução com esses resultados seria impossível, pois de acordo com a equação 3.1 (critério de corrente nominal) deveria usar pelo menos o elo 80K e com a equação 3.2 seria no máximo o elo 50K. Como o maior elo neste ramal a ser protegido corresponde ao elo 40K do FUS-60, analisando a tabela 2.1 para coordenação dos elos, primeiramente considerando o curto-circuito trifásico, chega-se ao elo 100K, enquanto para o curto monofásico mínimo ter-se-ia coordenação com o elo 65K.

Pelo mesmo motivo de possível não atuação do elo fusível para o curto monofásico mínimo, faremos a coordenação com o elo 65K, coordenando, portanto, o sistema futuro de forma adequada, não atuando para cargas nominais e atuando para curtos monofásicos mínimos.

Seguindo a mesma análise para a situação sem o crescimento de carga chegaríamos:

$$66,9A \leq I_{n_{FUS52}} \leq 55,75A \quad (3.7)$$

Sendo assim, de usando procedimento similar confirmamos que a escolha do elo 65K, atenderá as necessidades de proteção do sistema.

FUS-09 — Localizado no barramento 09 será responsável pela proteção dos ramais 13, 16 e 18 cujos curtos trifásico (I3), bifásico (I2), monofásico (I1) e monofásico mínimo (I1_min) estão apresentados na tabela abaixo em Amperes.

Tabela 3.9 Curtos elo fusível instalado na barra 09 - FUS-09.

Visto pelo	Barra	Situação Atual				Situação Futura (k=1,2)			
		I3	I2	I1	I1_min	I3k	I2k	I1k	I1_mink
	L13	5030,5	4452,6	3677,7	201,6	5617,4	4932,8	3966,4	203,3
FUS-09	L16	4075,9	4115,9	3424,4	200,8	5201,6	4513,7	3669,7	202,6
	L18	4509,6	3918,2	3277,4	200,3	4957,3	4270	3499	202,1

Fonte: Autoria própria.

Fazendo a análise para o caso com crescimento de carga:

$$19,83A \leq I_{n_{FUS09}} \leq 50,5A \quad (3.8)$$

Os elos que podem ser utilizados para atender são 20K, 25K, 30K, 40K e 50K sendo que os elos 20K, 30K e 50K por serem tipo K de classe não-preferencial, serão excluídos uma vez que seu uso em sistemas reais menos comum. Observamos na tabela 3.9 que conforme se aproxima do barramento da Subestação (SE) o curto trifásico fica cada vez maior, tornando inviável a coordenação da proteção através dele, por essa razão, analisando a tabela 2.1 para o caso monofásico mínimo, coordena-se a maior proteção a jusante (elo 8K) localizada na barra 18 com o elo 15K.

Seguindo a mesma análise para a situação sem o crescimento de carga chegaríamos:

$$16,5A \leq I_{n_{FUS09}} \leq 50A \quad (3.9)$$

Dessa forma, fazendo uso de coordenação para curto-circuito monofásico mínimo de forma similar a feita para o caso com crescimento escolhe-se o elo 15K, comprovando o atendimento de ambas as situações.

FUS-19 — Localizado no barramento 19 será responsável pela proteção dos ramais 21, 23, 26, 30, 31 e 34 cujos curtos trifásico (I3), bifásico (I2), monofásico (I1) e monofásico mínimo (I1_min) estão apresentados na tabela abaixo em Amperes.

Fazendo a análise para o caso com crescimento de carga:

$$71A \leq I_{n_{FUS19}} \leq 57,98A \quad (3.10)$$

Tabela 3.10 Curtos elo fusível instalado na barra 19 - FUS-19.

Visto pelo	Barra	Situação Atual				Situação Futura (k=1,2)			
		I3	I2	I1	I1_min	I3k	I2k	I1k	I1_mink
FUS-19	L21	4756,8	4230,2	3228	227	5285,2	4682,2	3454,6	233,9
	L23	4718,4	4193,9	3189,3	226,8	5238,3	4639,4	3410,3	233,7
	L26	4504,1	3989,2	2973,7	226,4	4969,5	4384	3162,7	233,3
	L30	4347,7	3825,2	2869,5	225,9	4779,3	4187,6	3046,2	232,9
	L31	4414,3	3894,3	2913,1	226,1	4860,6	4273,7	3095,5	232,9
	L34	4369,9	3848,1	2883,7	225,94	4806,8	4216	3061,4	231,9

Fonte: Autoria própria.

O maior elo a jusante para coordenação se encontra no barramento 34 e vale 15K, de acordo com a tabela 2.1 quando analisamos para condição de curto monofásico pelas razões já explicitadas existe a coordenação com os elos 25K, 40K e 65K.

Seguindo a mesma análise para a situação sem o crescimento de carga:

$$59,2A \leq I_{n_{FUS19}} \leq 56,5A \quad (3.11)$$

Sendo assim, de forma similar obtém-se as opções de coordenar com os elos 25K e 40K, mas como o desejado é projetar uma proteção de forma a atender ambas das situações e com o crescimento de carga o elo de proteção 25K poderia vir a atuar em situações normais de carga utilizou-se o elo 40K para coordenação.

3.3.2 DIMENSIONAMENTO TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Para dimensionamento do TC e também para posterior análise e dimensionamento do religador necessitaremos de alguns dados referente aos curtos trifásico (I3), bifásico (I2), monofásico (I1) e monofásico mínimo (I1_min) que estão apresentados na tabela 3.11.

Tabela 3.11 Correntes de curto nos religadores.

Religador 2					
Barra	Tipo de Curto	Corrente (A)	Fase	Corrente k (A)	Fase k
L63	I3	2425,97	-61,38	2551,00	-60
	I2	2082,40	-45,01	2189,33	-43,67
	I1	1416,37	-68,87	1464,39	-68
	I1_min	307,04	-15,69	331,31	-16,31

Religador 2					
Barra	Tipo de Curto	Corrente (A)	Fase	Corrente k (A)	Fase k
L60	I3	2852,56	-70,7	3032,79	-70,04
	I2	2500,06	-53,72	2658,52	-52,64
	I1	1614,06	-74,31	1675,05	-73,56
	I1_min	310,43	-15,28	334,72	-15,93
L52	I3	3068,84	-71,7	3279,40	-71,1
	I2	2722,36	-54,89	2906,92	-53,78
	I1	1749,38	-74,8	1820,09	-74,1
	I1_min	311,44	-16	335,77	-15,5
L22	I3	4423,00	-74,27	4877,55	-73,58
	I2	3920,86	-60,11	4309,60	-58,62
	I1	2889,79	-76,42	3072,68	-75,78
	I1_min	316,49	-12,87	341,24	-13,58
Religador 1					
Barra	Tipo de Curto	Corrente (A)	Fase	Corrente k (A)	Fase k
L52	I3	3098,56	-71,1	3316,98	-70,42
	I2	2729,86	-54,4	2923,93	-53,3
	I1	1782,52	-73,45	1861,70	-72,4
	I1_min	403,78	-17,9	446,65	-17,5
L22	I3	4436,00	-74,09	4894,13	-73,37
	I2	3943,07	-59,98	4337,96	-58,47
	I1	2095,43	-75,97	3092,78	-75,25
	I1_min	408,58	-15,28	451,89	-15,99
SE	I3	7856,10	-81	9427,75	-81
	I2	8051,71	-85,74	9662,06	-85,74
	I1	8470,55	-82,07	10164,46	-82,07
	I1_min	416,46	-12,76	460,76	-13,47

Fonte: Autoria própria.

TC-02 — Para dimensionamento do TC-02 que opera em conjunto com o religador instalado no barramento 22 necessita-se fazer a análise pelos critérios de curto-circuito e corrente nominal. Pelo critério do curto-circuito onde o religador será instalado, calculamos a corrente nominal do TC pela equação 3.12, onde FS=20 conforme definido pela NBR 6856 e usando o critério de corrente nominal para o mesmo ponto, tem-se a corrente nominal pela equação 3.13 [15].

$$I_{nTC} \geq \frac{I_{cc} \phi_k}{FS} \quad (3.12)$$

$$I_{nTC} \geq 1,5 * I_{nmax} \quad (3.13)$$

Onde:

- I_{nTC} Corrente Nominal TC.
- $I_{cc3\phi k}$ Corrente de Curto Trifásica após crescimento da carga
- FS Fator de Sobrecorrente
- I_{nmax} Corrente Nominal Máxima

Para o caso com crescimento de carga:

$$I_{nTC2} \geq \frac{4877,55}{20} = 243,87A \quad (3.14)$$

$$I_{nTC2} \geq 1,5 * 144,6 = 216,9A \quad (3.15)$$

De acordo com a NBR 6856 o modelo TC será RM 600-5A, 250 – 5: 50 [15], que apresenta Tap selecionável. Entretanto deve-se levar em consideração o critério de saturação do TC proposto pela fabricante de relés Schweitzer Engineering Laboratories. Conforme apresentado na equação 3.17 abaixo, fazendo as mesmas considerações feitas em [12]:

1. A distância entre o TC e o relé digital de 0,3m e o fio alimentador de cobre de 8mm²;
2. O consumo do relé digital de sobrecorrente de 0,5VA@5A;
3. A impedância da bobina secundária do TC de 0,75Ω;
4. O TC do tipo 10B800 RM 600 – 5A, que corresponde a uma impedância de 8Ω;
5. Corrente de curto-circuito de 4877,55 com defasagem de -73,58.

De tal forma obtém-se Z_{carga} e conseqüentemente Tap_{TCR2} como:

$$Z_{carga} = Z_{fio} + Z_{secTC} + Z_{relé} = 0,77\Omega \quad (3.16)$$

$$Tap \geq \sqrt{\frac{I_{cc3\phi} \times Z_{carga} \times Ta_{max}}{20 \times Z_{bn}}} \times (tg(\theta) + 1) \quad (3.17)$$

$$Tap_{TCR2} \geq \sqrt{\frac{4872,55 \times 0,77 \times 600}{20 \times 8}} \times (tg(73,58) + 1) = 248,74 \quad (3.18)$$

Onde:

- Z_{bn} Impedância do TC.
- Z_{carga} Impedância total da carga (conexão do relé)
- Z_{fio} Impedância do fio
- Z_{secTC} Impedância do secundário do TC

- $Z_{relé}$ Impedância do relé
- $I_{CC3\phi}$ Corrente de Curto Trifásica
- θ Defasagem
- $Tap_{TC_{R2}}$ Tap TC religador 2

Com a análise do resultado da equação 3.18 escolhe-se então o TC será RM 600-5A, 300 – 5: 60. $Tap_{TC_{R2}} = 300$ e $RTC_{R2} = 60$. Como o dimensionamento do TC é um fator de limite inferior e caso seja dimensionado somente para o sistema com crescimento de carga, o sistema atual também será atendido, dessa forma não a necessidade de maiores cálculos para dimensionamento do mesmo.

TC-01 — Para dimensionamento do TC-01 que opera em conjunto com o religador instalado na saída da SE necessita-se fazer a análise pelos critérios de curto-circuito (eq. 3.19) e corrente nominal (eq. 3.20) assim como realizado para o dimensionamento do TC-02.

$$I_{n_{TC1}} \geq 471,38A \quad (3.19)$$

$$I_{n_{TC}} \geq 410,3A \quad (3.20)$$

De acordo com a NBR 6856 o TC será RM 600-5A, 500 – 5: 100 [15], porém levando em consideração o critério de saturação do TC proposto pela fabricante de relés Schweitzer Engineering Laboratories. Conforme apresentado na equação 3.17 abaixo, fazendo as mesmas considerações de EVERALDO, onde[12]:

1. A distância entre o TC e o relé digital de 50m e o fio alimentador de cobre de 8mm²;
2. O consumo do relé digital de sobrecorrente de 0,5VA@5A;
3. A impedância da bobina secundária do TC de 0,75Ω;
4. O TC do tipo 10B800 RM 600 – 5A, que corresponde a uma impedância de 8Ω
5. Corrente de curto-circuito de 9427,75 com defasagem de -81.

De tal forma obtém-se Z_{carga} e conseqüentemente $Tap_{TC_{R2}}$ como:

$$Z_{carga} = Z_{fio} + Z_{secTC} + Z_{relé} = 0,98\Omega \quad (3.21)$$

$$Tap_{TC_{R1}} \geq \sqrt{\frac{9427,75 \times 0,98 \times 600}{20 \times 8}} \times (tg(81) + 1) = 503,38 \quad (3.22)$$

Com a análise do resultado da equação 3.22 escolhe-se então o TC será RM 600-5A, 600 – 5: 120. $Tap_{TC_{R1}} = 600$ e $RTC_{R1} = 120$. Como o dimensionamento do TC é um fator de limite inferior e caso dimensionado somente para o sistema com crescimento de carga, o

sistema atual também será atendido, dessa forma não a necessidade de maiores cálculos para dimensionamento do mesmo.

TC-SEC — O mesmo procedimento deverá ser adotado para dimensionamento dos TCs relacionados aos seccionadores. De forma simplificada, apresenta-se neste trabalho somente a planilha com os dados necessários para os cálculos e a relação final encontrada.

Tabela 3.12 Dimensionamento TC seccionadores.

		SEC-01	SEC-02	SEC-03
Dados para cálculos do TC	I_n	30,22	45,04	85,66
	$I_{cc_{3\phi}}$	7322,09	4654	4062,32
	θ	77,45	73,25	72,44
	Z_{carga}	0,77	0,77	0,77
	Tap_{max}	600	600	600
	Z_{bn}	8	8	8
Resultado dos cálculos	Tap	400	300	250
	RTC	80	60	50

Fonte: Aatoria própria.

Tabela resumo do dimensionamento dos TCs é apresentada abaixo.

Tabela 3.13 Resumo do dimensionamento dos TCs.

DIMENSIONAMENTO TC										
Critério saturação							Critério Nominal	Critério Curto	RTC	Tap
	Icc	Zcarga	Tapmax	Zbn	Tg(teta)	Tapsat				
TC1	9427,75	0,98	600	8	6,31	503,3	410,3	471,4	120	600
TC2	4877,55	0,77	600	8	3,39	248,7	216,9	243,9	60	300
SEC1	7322,09	0,77	600	8	4,5	341,0	45,3	366,1	80	400
SEC2	4654	0,77	600	8	3,3	240,4	67,6	232,7	60	300
SEC3	4062,32	0,77	600	8	3,16	220,9	128,5	203,1	50	250

Fonte: Aatoria própria.

3.3.3 DIMENSIONAMENTO RELIGADOR 2

Com os TCs definidos inicia-se a análise e dimensionamento das funções instantâneas e temporizadas dos relés.

Função 50F- Para realizar o dimensionamento da função 50F usa-se as informações presentes na tabela 3.11. A proteção pode ser dimensionada de forma a proteger 85% da linha para uma falta trifásica, neste caso uma falta a 85% da distância entre barra 22 e 52, ou dimensiona-se de forma que a atuação instantânea ocorra para curtos com módulo 25% maior que o curto trifásico na última barra a ser protegida pelo sistema conforme já previamente explicado.

Ambos dos métodos tem como objetivo manter a seletividade do sistema mesmo que haja variação do sistema, de forma que as proteções não se sobreponham.

Neste trabalho escolheu-se coordenar a proteção de forma a proteger cerca de 85% da linha. Dessa forma, usando a equação 2.4 determina-se qual o valor da corrente de *pick-up*. Sendo “x” é o percentual da linha que se deseja proteger que é 85% da linha atual ($\hat{I}_{85\%}$ Corrente de Curto para falta a 85% da linha) tem-se:

$$\hat{I}_{85\%} = 3216,8\angle - 71,98^\circ \quad (3.23)$$

Para analisar como este *pick-up* se comportará com o crescimento da carga podemos analisar através da equação 3.24, que deriva da equação 2.4, determina-se qual o percentual da linha que estará coberta pela proteção.

$$x\% = \left| \frac{\hat{I}_{3\phi,A} \cdot \hat{I}_{3\phi,B} - \hat{I}_{x\%} \cdot \hat{I}_{3\phi,B}}{\hat{I}_{x\%} \cdot (\hat{I}_{3\phi,A} - \hat{I}_{3\phi,B})} \right| \cdot 100 \quad (3.24) \quad x\% = 105,7\% \quad (3.25)$$

Onde:

- $\hat{I}_{3\phi,A}$ Corrente de Curto Circuito Trifásico na Barra A.
- $\hat{I}_{3\phi,B}$ Corrente de Curto Circuito Trifásico na Barra B.
- $x\%$ Percentual Protegido da Linha.

Caso se faça a regulagem da atuação para 85% do curto atual da linha após o crescimento da carga essa proteção passará a cobrir 105% da linha e perderia assim seletividade. Por essa razão repete-se procedimento, mas agora para proteção de 85% da linha com crescimento de carga:

$$\hat{I}_{85\%_k} = 3448,7\angle - 71,72^\circ \quad (3.26) \quad x_k\% = 64,5\% \quad (3.27)$$

Sendo assim define-se $I_{pick50F_{R2}}$ (Corrente de *pick-up* 50F do religador 2) de forma a proteger 85% da linha futura.

$$I_{pick50F_{R2}} = \frac{|\hat{i}_{85\%k}|}{RTC_{R2}} = 57,48A \quad (3.28)$$

Função 50N- Os cálculos para dimensionamento da função 50N são similares aos da proteção 50F. Usando a equação 2.7 para determinar qual o valor da corrente de *pick-up*, onde “x” é o percentual da linha que se deseja proteger, neste caso da barra 22 a 52, e analisando a cobertura da mesma através da equivalente da equação 3.24 para correntes monofásicas. Sendo assim analisando inicialmente para 85% da linha atual:

$$\hat{I}_{1\phi,85\%n} = 1859\angle -74,95^\circ \quad (3.29) \quad x_n\% = 94,6\% \quad (3.30)$$

Para proteção de 85% da linha com crescimento de carga obtém-se:

$$\hat{I}_{1\phi,85\%nk} = 1938,6\angle -74,5^\circ \quad (3.31) \quad x_{nk}\% = 75,4\% \quad (3.32)$$

Por razões semelhantes a da proteção 50F definiu-se $I_{pick50N_{R2}}$ de forma a proteger 85% da linha futura.

$$I_{pick50N_{R2}} = \frac{|\hat{I}_{1\phi,85\%nk}|}{RT_{R2}} = 32,31A \quad (3.33)$$

Função 51F- O dimensionamento do *pick-up* da função 51F deve ser feito de forma a ser maior que a corrente de carga vista pelo relé. O *pick-up* também deve ser menor que a corrente vista pelo relé quando ocorre um curto bifásico na barra mais a jusante (barra 63). Aplicando a fórmula 2.8 sabendo que “a” = 1,1 por se tratar de um relé numérico e $F_{sobrecarga} = 1,5$ e tem-se para as condições com e sem carga respectivamente:

$$3,615A \leq I_{R2,51F} \leq 33,72A \quad (3.34) \quad 3,012A \leq I_{R2,51F} \leq 31,55A \quad (3.35)$$

Tabela 3.14 Religador 2 correntes de *pick-up* Fase.

Religador 2 FASE									
RTC	I50	x% 22-52	Fsobrecarga	Iload (A)	Icc2menor (A)	Liminf (A)	I51 (A)	Limsup (A)	M
60	57,48	64,5%	1,5	120,50	2082,40	3,01	3,615	31,55	9,60
60	57,48	85,0%	1,5	144,60	2189,33	3,62	3,615	33,17	10,09

Fonte: Autoria própria.

Onde:

- RTC Relação de Transformação do TC.
- I50 Corrente de *Pick-up* Proteção 50 - Instantânea.
- I51 Corrente de *Pick-up* Proteção 51 - Temporizada.
- x% Percentual Protegido da Linha.
- Iload Corrente de Carga.
- Icc2menor Corrente de Curto Bifásico Mínimo.
- Liminf Limite Inferior.
- Limsup Limite Superior.

I_{51FR2} tem como limitante inferior o caso com crescimento de carga e por essa razão escolheu-se $I_{R2,51F} = 3,615$ A. Para determinar qual a curva de atuação do relé, é preciso coordenar a curva do religador com a curva do fusível, para isso os diversos tempos de atuação para os diferentes curtos devem ser analisados e calcula-se qual a curva (Cr) que coordena para essa situação com a fórmula 3.36 derivada a partir da equação 2.11 para norma IEC. Os dados e resultados desses cálculos são apresentados na tabela 3.15 a seguir.

$$Cr = t_{op} \cdot \left(\frac{M^{\alpha - \beta}}{K} \right) \quad (3.36)$$

Tabela 3.15 Cálculo curva temporizada fase religador 2.

	RTC	I51 (A)	Icc (L60) (A)	M	Tjus (s)	Top (s)	K	α	L	β	Cr
	60	3,615	2852	13,15	0,0118	0,3118	0,14	0,02	0	1	0,1178
	60	3,615	2500	11,53	0,0146	0,3146	0,14	0,02	0	1	0,1126
FASE	60	3,615	1614	7,44	0,0340	0,3340	0,14	0,02	0	1	0,0977
LENTA 1	60	3,615	3032,79	13,98	0,0109	0,3109	0,14	0,02	0	1	0,1203
Religador	60	3,615	2658,52	12,26	0,0130	0,3130	0,14	0,02	0	1	0,1149
2	60	3,615	1675,05	7,72	0,0310	0,3310	0,14	0,02	0	1	0,0987
LENTA 2	60	3,615	3032,79	13,98	0,0109	0,4109	0,14	0,02	0	1	0,1590
LENTA 1	60	3,615	3032,79	13,98	0,0109	0,3109	0,14	0,02	0	1	0,1203
RÁPIDA 2	60	3,615	3032,79	13,98	0,0109	0,2609	0,14	0,02	0	1	0,1009
RÁPIDA 1	60	3,615	3032,79	13,98	0,0109	0,2609	0,14	0,02	0	1	0,1009

Fonte: Autoria própria.

Sabendo que RTC é a relação de transformação do TC relacionado a essa proteção, I51 é a corrente de *pick-up* do elemento 51, Icc o curto analisado, neste caso, curtos na barra 60, Tjus sendo o tempo de operação da proteção a jusante e Top o tempo de operação

desejado para a proteção. Caso o religador fosse eletromecânico a curva Cr que atenderia a coordenação do sistema seria 0,2. Já para um relé numérico que pode ser programado com qualquer curva de atuação a sequência de operações $Cr_{R1} = Cr_{R2} = 0,1$, $Cr_{L1} = 0,121$ e $Cr_{L2} = 0,16$ garantiria que as aproximações realizadas durante o cálculo tenham pequena influência e a coordenação seja adequada.

Função 51N- O dimensionamento da função 51N é semelhante a 51F. O *pick-up* deve ser menor que a corrente vista pelo relé quando ocorre um curto monofásico mínimo na barra mais a jusante (barra 63). Aplicando a equação 2.9 sabendo que “a” = 1,1 por se tratar de um relé numérico e com Fator de desequilíbrio (F_{desq}) de 30% da corrente obtém-se $I_{R2,51N}$ para o caso com crescimento e atual respectivamente:

$$0,723A \leq I_{R2,51N} \leq 5,02A \quad (3.37)$$

$$0,6A \leq I_{R2,51N} \leq 4,65A \quad (3.38)$$

Tabela 3.16 Religador 2 corrente de pickup Neutro.

Religador 2 NEUTRO									
RTC	I50 N	x% 22-52	Fdesq	Iload (A)	Icc1min (A)	Liminf (A)	I51 (A)	Limsup (A)	M
60	32,3	75,4%	0,3	120,50	307,04	0,60	0,723	4,65	7,08
60	32,3	85,0%	0,3	144,60	331,31	0,72	0,723	5,02	7,64

Fonte: Autoria própria.

$I_{R2,51N}$ tem como limitante inferior o caso com crescimento de carga e por essa razão $I_{R2,51N} = 0,723$ A. Para determinar qual a curva de atuação do relé, é necessário coordenar a curva do religador com a curva do fusível. Através da análise dos tempos de atuação dos fusíveis e calcula-se qual a curva que coordena para essa situação com a fórmula 3.36 derivada a partir da equação 2.11 para norma IEC. Os dados e resultados desses cálculos são apresentados na tabela 3.17 a seguir.

Tabela 3.17 Cálculo curva temporizada neutro religador 2.

Equipamento	RTC	I51 (A)	Icc (L60) (A)	M	Tjus (s)	Top (s)	K	α	L	β	Cr
neutro lento 2	60	0,723	310,43	7,16	4,22	4,72	0,14	0,02	0	1	1,3534
	60	0,723	334,72	7,72	3,87	4,37	0,14	0,02	0	1	1,3020
Religador 2 neutro lento 1	60	0,723	310,43	7,16	4,22	4,52	0,14	0,02	0	1	1,2961
	60	0,723	334,72	7,72	3,87	4,17	0,14	0,02	0	1	1,2424

Equipamento	RTC	I51 (A)	Icc (L60) (A)	M	Tjus (s)	Top (s)	K	α	L	β	Cr
neutro rápido 2	60	0,723	310,43	7,16	4,22	3,92	0,14	0,02	0	1	1,1240
	60	0,723	334,72	7,72	3,87	3,57	0,14	0,02	0	1	1,0637
Religador 2											
neutro rápido 1	60	0,723	310,43	7,16	4,22	3,62	0,14	0,02	0	1	1,0380
	60	0,723	334,72	7,72	3,87	3,27	0,14	0,02	0	1	0,9743

Fonte: Autoria própria.

Caso o religador fosse eletromecânico a curva Cr que atenderia a coordenação do sistema seria 1,2. Já para um relé numérico que pode ser programado com qualquer curva de atuação a sequência de operações $Cr_{R1}=1,05$, $Cr_{R2} = 1,15$, $Cr_{L1} = 1,3$ e $Cr_{L2} = 1,4$ garantiria uma coordenação adequada.

Condensa-se então o dimensionamento do religador 2 na tabela abaixo:

Tabela 3.18 Curvas temporizadas religador 2.

	R1	0,10
	R2	0,10
Cr51f	L1	0,121
	L2	0,16
Religador 2	R1	1,05
	R2	1,15
Cr51n	L1	1,30
	L2	1,4

Fonte: Autoria própria.

3.3.3 DIMENSIONAMENTO RELIGADOR 1

Com as configurações do religador 2 definidas inicia-se a análise e dimensionamento das funções instantâneas e temporizadas dos relés do religador 1.

Função 50F- Para realizar o dimensionamento da função 50F usa-se as informações presentes na tabela 3.11. Conforme dito anteriormente escolheu-se coordenar a proteção de forma a proteger cerca de 85% da linha, neste caso da barra SE a 22, sendo assim, usando a equação 2.4 calcula-se o valor da corrente de *pick-up* inicialmente para 85% da linha atual e sua cobertura com 3.24:

$$\hat{I}_{85\%} = 4748,8\angle - 74,71^\circ \quad (3.39) \quad x_k\% = 105,6\% \quad (3.40)$$

Caso se faça a regulagem da atuação para para 85% do curto atual da linha após o crescimento da carga essa proteção passará a cobrir 105,6% da linha e como previamente dito perderia seletividade. Por essa razão repete-se procedimento, mas agora para proteção de 85% da linha com crescimento de carga:

$$\hat{I}_{85\%_k} = 5278,1\angle - 74^\circ \quad (3.41) \quad x_k\% = 64,8\% \quad (3.42)$$

Sendo assim define-se I_{pick5}_{R1} de forma a proteger 85% da linha futura.

$$I_{pick50}_{R1} = \frac{|\hat{I}_{85\%_k}|}{RTC_{R1}} = 43,98A \quad (3.43)$$

Função 50N- Os cálculos para dimensionamento da função 50N são similares aos da proteção 50N do religador 2. Usando a equação 2.7 encontra-se qual o valor da corrente de *pick-up* e sua cobertura. Analisando inicialmente para 85% da linha atual:

$$\hat{I}_{1\phi,85\%_n} = 3224\angle - 76,3^\circ \quad (3.44) \quad x_n\% = 94\% \quad (3.45)$$

Para proteção de 85% da linha com crescimento de carga obtém-se:

$$\hat{I}_{1\phi,85\%_{nk}} = 3453,5\angle - 75,6^\circ \quad (3.46) \quad x_{nk}\% = 76\% \quad (3.47)$$

Por razões semelhantes definiu-se $I_{pick50N_{R1}}$ de forma a proteger 85% da linha futura.

$$I_{pick50N_{R1}} = \frac{|\hat{I}_{1\phi,85\%_{nk}}|}{RTC_{R1}} = 28,78A \quad (3.48)$$

Função 51F- O dimensionamento do *pick-up* da função 51F deve ser feito de forma a ser maior que a corrente de carga vista pelo relé. O *pick-up* também deve ser menor que a corrente vista pelo relé quando ocorre um curto bifásico na barra mais a jusante (barra 22). Aplicando a fórmula 2.8 sabendo que “a” = 1,1 por se tratar de um relé numérico e $F_{sobrecarga} = 1,5$ e tem-se para as condições com e sem carga respectivamente:

$$2,76A \leq I_{R1,51F} \leq 29,87A \quad (3.49)$$

$$3,42A \leq I_{R1,51} \leq 32,86A \quad (3.50)$$

Tabela 3.19 Religador 1 corrente de *pick-up* Fase.

Religador 1 FASE									
RTC	I50	x% SE-22	Fsobrecarga	Iload (A)	Icc2menor (A)	Liminf (A)	I51 (A)	Limsup (A)	M
120	43,98	64,8%	1,5	220,98	3943,07	2,76	3,42	29,87	9,61
120	43,98	85,0%	1,5	273,58	4337,96	3,42	3,42	32,86	10,57

Fonte: Autoria própria.

Escolheu-se $I_{R1,51F} = 32,86$ A por ser o limitante inferior do sistema. A curva de atuação do relé é determinada através da coordenação da curva do religador 1 com a curva do religador 2 estabelecida, para isso é feita a coordenação do tempo de atuação do religador 2 com o religador 1 e calcula-se qual a curva que coordena para essa situação com a fórmula 3.36. Os dados e equações usadas para realização desses cálculos são apresentados a seguir.

Tabela 3.20 Tempo de operação Religador 2.

	Icc (A)	M	K	α	L	β	Cr	Top (s)
Religador 2	3068,84	14,15	0,14	0,02	0	1	0,16	0,4116
	2722,36	12,55	0,14	0,02	0	1	0,16	0,4316
	1749,38	8,07	0,14	0,02	0	1	0,16	0,5254
	3279,40	15,12	0,14	0,02	0	1	0,16	0,4013
	2906,92	13,40	0,14	0,02	0	1	0,16	0,4204
	1820,09	8,39	0,14	0,02	0	1	0,16	0,5154

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.21 Dados para cálculo da Curva temporizada fase Religador 1.

	RTC	I51 (A)	Icc (L52) (A)	M	Tjus (s)	Top (s)	K	α	L	β	Cr	
Religador 1	120	3,42	3098,56	7,55	0,4116	0,7116	0,14	0,02	0	1	0,2097	
	120	3,42	2729,86	6,65	0,4316	0,7316	0,14	0,02	0	1	0,2018	
	FASE LENTA 1	120	3,42	1782,52	4,34	0,5254	0,8254	0,14	0,02	0	1	0,1757
	120	3,42	3316,98	8,08	0,4013	0,7013	0,14	0,02	0	1	0,2138	
	120	3,42	2923,93	7,12	0,4204	0,7204	0,14	0,02	0	1	0,2061	
	120	3,42	1861,70	4,54	0,5154	0,8154	0,14	0,02	0	1	0,1788	
	LENTA 2	120	3,42	3316,98	8,08	0,4013	0,8013	0,14	0,02	0	1	0,2443
	LENTA 1	120	3,42	3316,98	8,08	0,4013	0,7013	0,14	0,02	0	1	0,2138
	RÁPIDA 2	120	3,42	3316,98	8,08	0,4013	0,6013	0,14	0,02	0	1	0,1833
	RÁPIDA 1	120	3,42	3316,98	8,08	0,4013	0,5013	0,14	0,02	0	1	0,1528

Fonte: Autoria própria.

Caso o religador fosse eletromecânico a curva Cr que atenderia a coordenação do sistema seria 0,3. Já para um relé numérico que pode ser programado com qualquer curva de atuação a sequência de operações $Cr_{R1} = 0,16$, $Cr_{R2} = 0,19$, $Cr_{L1} = 0,22$ e $Cr_{L2} = 0,25$ garantiria que as aproximações realizadas durante o cálculo tenham pequena influência e a coordenação seja adequada.

Função 51N- O dimensionamento da função 51N é semelhante a 51F. O *pick-up* deve ser menor que a corrente vista pelo relé quando ocorre um curto monofásico mínimo na barra mais a jusante (barra 22). Aplicando a equação 2.9 sabendo que “a” = 1,1 por se tratar de um relé numérico e com Fator de desequilíbrio (F_{desq}) de 30% da corrente obtém-se $I_{R1,51}$ para o caso com crescimento e atual respectivamente:

$$0,55A \leq I_{R1,51N} \leq 3,10A \quad (3.37)$$

$$0,68A \leq I_{R1,51N} \leq 3,42A \quad (3.38)$$

Tabela 3.22 Religador 1 corrente de pickup Neutro.

Religador 1 NEUTRO									
RTC	I50 N	x% SE-22	Fdesq	Iload (A)	Icc1min (A)	Liminf (A)	I51 (A)	Limsup (A)	M
120	28,78	76,0%	0,3	220,98	408,58	0,55	0,684	3,10	4,98
120	28,78	85,0%	0,3	273,58	451,89	0,68	0,684	3,42	5,51

Fonte: Autoria própria.

O limitante inferior de $I_{R1,51N}$ é o caso com crescimento de carga e por essa razão $I_{R1,51} = 0,684$ A. Para determinar qual a curva de atuação do relé, é necessário coordenar a curva do religador 1 com a curva do religador 2. Os dados e equações usadas para realização desses cálculos são apresentados a seguir.

Tabela 3.23 Tempo de operação Religador 2 .

	Icc (A)	M	K	α	L	β	Cr	Top (s)
Religador 2	311,44	7,18	0,14	0,02	0,00	1,00	1,40	4,87
	335,77	7,74	0,14	0,02	0,00	1,00	1,40	4,69

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.24 Dados para cálculo da Curva temporizada neutro Religador 1.

	RTC	I51 (A)	Icc (L52) (A)	M	Tjus (s)	Top (s)	K	α	L	β	Cr
neutro lento 2	120	0,684	403,78	4,92	4,87	5,27	0,14	0,02	0	1	1,2197
	120	0,684	446,65	5,44	4,69	5,09	0,14	0,02	0	1	1,2533
neutro lento 1	120	0,684	403,78	4,92	4,87	5,17	0,14	0,02	0	1	1,1966
	120	0,684	446,65	5,44	4,69	4,99	0,14	0,02	0	1	1,2287
neutro rápido 2	120	0,684	403,78	4,92	4,87	5,07	0,14	0,02	0	1	1,1735
	120	0,684	446,65	5,44	4,69	4,89	0,14	0,02	0	1	1,2041
neutro rápido 1	120	0,684	403,78	4,92	4,87	4,97	0,14	0,02	0	1	1,1503
	120	0,684	446,65	5,44	4,69	4,79	0,14	0,02	0	1	1,1795

Fonte: Autoria própria.

Para um religador eletromecânico a curva Cr que atenderia a coordenação do sistema seria 1,1. Já caso seja um relé numérico que pode ser programado com qualquer curva de atuação a sequência de operações $Cr_{R1} = 1,19$, $Cr_{R2} = 1,21$, $Cr_{L1} = 1,25$ e $Cr_{L2} = 1,3$.

Condensa-se então o dimensionamento do religador 1 na tabela abaixo:

Tabela 3.25 Curva temporizada neutro religador 1.

Religador 1	R1	0,16
	R2	0,19
	Cr51f	
	L1	0,22
	L2	0,25
	R1	1,19
Cr51n	R2	1,21
	L1	1,25
	L2	1,3

Fonte: Autoria própria.

3.3.4 DIMENSIONAMENTO DO SECCIONALIZADOR

Como as seccionadoras são dispositivos que não apresentam curvas de atuação, a corrente mínima de atuação deve ser ajustada para aproximadamente 80% do ajuste mínimo setado para a proteção a retaguarda.

Caso a falta seja temporária, existe o conceito de tempo de rearme, nesse sentido de forma simplificada e prezando pela segurança do sistema pode-se ajustar este tempo como

sendo 20% maior que o maior tempo de rearme do religador a jusante. Através das curvas de operação do religador e do módulo do menor curto monofásico mínimo no ramal desta seccionalizador é possível obter o tempo de rearme do religador. É importante reforçar que como o seccionalizador é uma proteção dependente da configuração de curva temporizada do religador montante, mas como nesta simulação não será implementada uma função 51 para o seccionalizador incluiu-se a coluna tempo de rearme do seccionalizador (Treamme) que será ajustado como 10% maior que o tempo de rearme mais lento do religador (soma dos Top apresentados na tabela) (tabela 3.26).

Tabela 3.26 Maior tempo de rearme dos religadores 1 e 2.

	Icc1min (A)	M	K	α	L	β	Tcurva (s)	Top (s)	Treamme (s)
Religador 1 / SEC- 01	408,35	4,98	0,14	0,02	0	1	1,19	5,11	27,61
	408,35	4,98	0,14	0,02	0	1	1,21	5,19	
	408,35	4,98	0,14	0,02	0	1	1,25	5,37	
	408,35	4,98	0,14	0,02	0	1	1,3	5,58	
Religador 2 / SEC- 02	312,27	7,20	0,14	0,02	0	1	1,05	3,65	22,28
	312,27	7,20	0,14	0,02	0	1	1,15	4,00	
	312,27	7,20	0,14	0,02	0	1	1,30	4,52	
	312,27	7,20	0,14	0,02	0	1	1,4	4,87	
Religador 2 / SEC- 03	310,35	7,15	0,14	0,02	0	1	1,05	3,66	22,35
	310,35	7,15	0,14	0,02	0	1	1,15	4,01	
	310,35	7,15	0,14	0,02	0	1	1,30	4,53	
	310,35	7,15	0,14	0,02	0	1	1,4	4,88	

Fonte: Autoria própria.

Obtendo deste modo os seguintes resultados apresentados na tabela 3.27 a seguir.

Tabela 3.27 Resumo ajustes seccionalizadoras.

	RTC	In (A)	Icc1min (A)	I51F Religador montante (A)	I51G Religador montante (A)	I50F (A)	I50N (A)	Treamme (s)
Seccionalizadora 1	80	30,22	251,29	3,42	0,684	2,052	0,820	27,61
Seccionalizadora 2	60	45,04	221,11	3,615	0,723	2,892	0,578	22,28
Seccionalizadora 3	50	85,66	251,11	3,615	0,723	3,470	0,690	22,35

Fonte: Autoria própria.

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

4.1 ATPDRAW

Inicialmente para simular o sistema na interface do ATPDraw, foi feito o levantamento de todos os dados referentes aos ramais, presentes nas tabelas 3.1-3.3 e isso permitiu montar o sistema da figura 3.1. Como o sistema do ATP não permite inserir uma carga entrando com o valor de sua potência, fez-se necessário calcular qual seria o valor da impedância trifásica equivalente que geraria esta potência a 1 pu (13,8kV). Cada linha foi caracterizada de acordo com os dados obtidos pela referência [12] e com suas características operacionais. As figuras 4.1 e 4.2 apresentam como é feito o preenchimento das características das linhas.

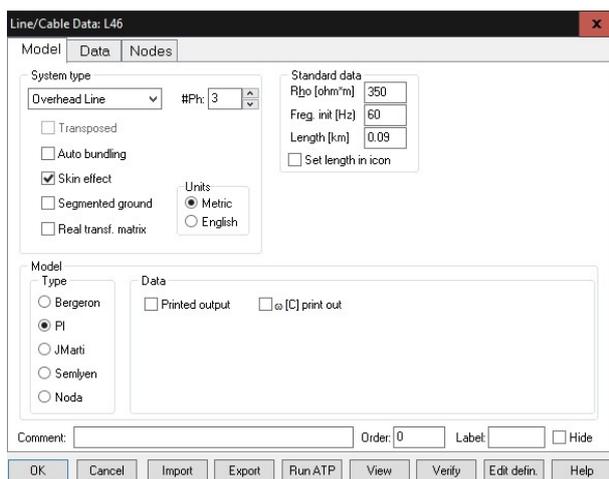


Figura 4.1 Características físicas da linha.

Fonte: Autoria própria.

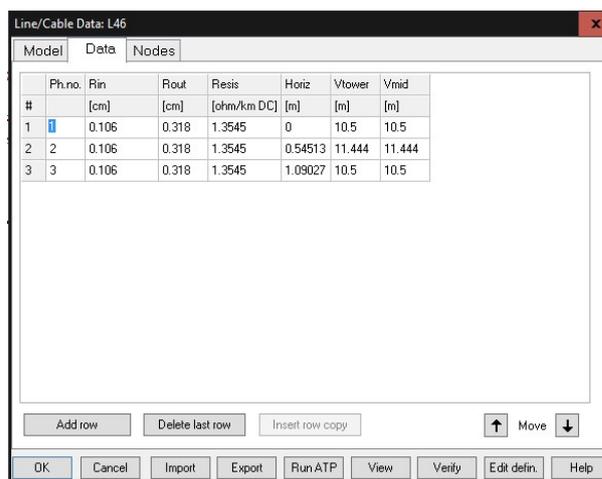


Figura 4.2 Características físicas da linha.

Fonte: Autoria própria.

4.2 CÓDIGOS MODELS

4.2.1 GERAIS

Devido ao fato do ATPDraw não apresentar blocos prontos que implementem as funções de proteção desejadas, realizou-se a programação em MODELS, de forma a conseguir simular as proteções e comportamentos desejados.

Filtro - Inicialmente para se executar as funções de proteção os dados a serem inseridos são tratados, evitando sobreposição dos espectros e retirando os ruídos transitórios de alta frequência que podem estar presentes no sistema. Apesar de se tratar de um sistema simulado de forma digital, o programa simula um sistema analógico e por essa razão a necessidade de inserir um filtro analógico. O código do filtro Butterworth utilizado é apresentado a seguir.

```

MODEL FiltANA

    COMMENT
        Modelo do filtro analógico Butterworth passa-baixa de segunda ordem.
        Elimina Transitórios de alta frequência e evita sobreposição de espectros
        Recebe como entrada os sinais de corrente vindos do transformador auxiliar.
        Como saída tem o sinais livres das componentes de altas frequências.
    ENDCOMMENT

    INPUT
        in[1..3]

    CONST
        b0 {val:9.0958e6}
        a0 {val:9.0958e6}
        a1 {val:4.2652e3}
        a2 {val:1.0000e0}

    VAR
        outA -- sinal de saída do filtro vai para o canal - Fase A
        outB -- sinal de saída do filtro vai para o canal - Fase B
        outC -- sinal de saída do filtro vai para o canal - Fase C

    OUTPUT
        outA
        outB
        outC

    HISTORY
        outA {dflt:0}
        outB {dflt:0}
        outC {dflt:0}

    EXEC
        LAPLACE (outA/in[1]) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
        LAPLACE (outB/in[2]) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
        LAPLACE (outC/in[3]) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
    ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.3 Código filtro [12].

Estimador de Fasor - Para dimensionar a proteção de forma adequada é importante ter informações tanto sobre o valor de módulo quanto sobre o valor de fase referente a corrente. Foi criado então um modelo na MODEL para obtenção destes valores por meio da aplicação das fórmulas teóricas [16]. Importante ressaltar que o código implementado e

apresentado tem característica monofásica, sendo necessário um bloco para cada fase a ser analisada.

```

MODEL estimafasor

DATA
    N          -- número de amostras por ciclo
    h          -- harmonica estimada

INPUT inic

VAR
    in[1..N+1]
    real      -- fasor estimado da fase A real
    imag      -- fasor estimado da fase A imaginário
    delta, C1k, C2k
    fasor[1..2]

OUTPUT
    fasor[1..2]

INIT
    in[1..N+1]:=0
    delta:= 2*pi/N
    C1k:=0
    C2k:=0
ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC
    FOR i:=1 to N
    DO
        in[i]:= in[i+1]
    ENDFOR

    in[N+1] := inic
    C1k:=0
    C2k:=0

    FOR i:=1 to N
    DO
        C1k := C1k +(sqrt(2)/N)*in[i]*cos(h*i*delta)
        C2k := C2k + (sqrt(2)/N)*in[i+1]*cos(h*i*delta)
    ENDFOR

    real := C1k -- real
    imag := (C1k*cos(h*delta)-C2k)/sin(h*delta) -- imaginaria
    fasor[1] := real
    fasor[2] := imag

ENDEXEC
ENDMODEL

```

Figura 4.4 Código estimador fasor.

Fonte: Autoria própria.

Estado da Chave - De modo a implementar a função do religador, fazer a contagem do número de atuações realizadas pela proteção implementou-se um código simples na

MODEL para obtenção do estado atual da chave (aberto ou fechado) e desta forma contar o número de atuações sofridas. Devido a simplicidade do código não será apresentado.

4.2.2 ELO FUSÍVEL

Para criar um modelo que represente o elo fusível foi necessário fazer a regressão da curva apresentada na figura 2.2 deste trabalho. A regressão desta curva é bem complexa de se precisar uma vez que o elo por ser um dispositivo real atua em uma faixa de valores não para um valor específico como no caso da regressão. Sendo assim foi feita a leitura dos valores médios de atuação para 3 intervalos diferentes de forma obter as curvas mais próximas possíveis da média esperada. Com os coeficientes destas curvas em mãos fez-se o código de atuação monofásico para cada elo (figura 4.5)

```

MODEL ELO

INPUT
  I[1..2]      -- fasor corrente

OUTPUT
  trip         -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

DATA
  N            -- número de amostras por ciclo
  FUS         -- Elo fusível

VAR
  Imag        -- módulo do fasor corrente
  A           -- multiplicador tempo 1 curva
  B           -- expoente tempo 1 curva
  C           -- multiplicador tempo 2 curva
  D           -- expoente tempo 2 curva
  E           -- multiplicador tempo 3 curva
  F           -- expoente tempo 3 curva
  G           -- fator correcao curva 2 65k
  I51         -- corrente pickup
  Ic2         -- corrente acima da qual usar curva 2
  Ic3         -- corrente acima da qual usar curva 3
  trip        -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
  top51       -- tempo de operação do elemento 51
  fhab51      -- flag de início da operação do elemento 51
  thab51      -- tempo de início da operação do elemento 51

INIT
  trip:=0
  Imag:=0
  top51:=1.E12
  fhab51:=0
  thab51:=1.E12
ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC
  Imag:=sqrt(I[1]**2+I[2]**2)

  IF FUS= 15 THEN

```

```

A:=5.E16 B:=-9.548 C:=16025 D:=-2.18 E:=5000 F:=-2 G:=0
I51:=30 Ic2:=50 Ic3:=500
ENDIF

IF FUS= 25 THEN
A:=2.E14 B:=-7.092 C:=44999 D:=-2.233 E:=10240 F:=-2 G:=0
I51:=80 Ic2:=100 Ic3:=800
ENDIF

IF FUS= 40 THEN
A:=8.E16 B:=-7.571 C:=74528 D:=-2.094 E:=38281 F:=-2 G:=0
I51:=80 Ic2:=160 Ic3:=1750
ENDIF

IF FUS= 65 THEN
A:=7.E23 B:=-10.07 C:=4.E6 D:=-2.539 E:=99000 F:=-2 G:=0
I51:=130 Ic2:=200 Ic3:=3000
ENDIF

IF (Imag>I51) THEN
  IF (fhab51=0) THEN
    fhab51:=1
    thab51:=t
  ENDIF
ELSE
  fhab51:=0
  thab51:=1.E12
  top51:=1.E12
ENDIF

IF Imag<Ic2 AND fhab51=1 THEN
  top51:=A*(Imag**B)

  IF (fhab51=1) AND ((t-thab51)>top51) AND (trip=0) THEN
    trip:=1
  ENDIF
ENDIF

IF Imag>Ic2 AND Imag<Ic3 AND fhab51=1 THEN
  top51:=C*(Imag**D)

  IF (fhab51=1) AND ((t-thab51)>top51) AND (trip=0) THEN
    trip:=1
  ENDIF
ENDIF

IF Imag>Ic3 AND fhab51=1 THEN
  top51:= G + E*(Imag**F)

  IF (fhab51=1) AND ((t-thab51)>top51) AND (trip=0) THEN
    trip:=1
  ENDIF
ENDIF

ENDEXEC
ENDMODEL

```

Figura 4.5 Código de atuação elo fusível.

Fonte: Autoria própria.

O código acima como observado só necessita de ser alimentado pelo operador com o número do elo que deseja utilizar (por exemplo elo 15K inserir “15”). A parte de atuação e abertura do circuito é feita por outro código apresentado na figura 4.6.

```

MODEL DISJ_ELO

DATA
    N
    ndelay          -- numero ciclos de atraso mecanico

INPUT
    I[1..3]        -- corrente instantanea
    trip           -- sinal de trip

OUTPUT
    TRP[1..3]     -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

VAR
    Itrip[1..3]   -- corrente no instante de acionamento do trip
    TRP[1..3]     -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
    thab          -- tempo de inicio de operacao de abertura

INIT
    TRP[1..3]:= 1 -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
    Itrip[1..3]:= 0 -- corrente no instante de acionamento do trip
    thab:=1.E12

ENDINIT

EXEC
    IF (trip=1) AND (Itrip[1]= 0) AND (Itrip[2]= 0) AND (Itrip[3]= 0) THEN
        Itrip[1..3] := sign(I[1..3])
        thab:=t
    ENDIF

    IF Itrip[1] <> sign(I[1]) AND trip=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
        TRP[1]:=0
    ENDIF

    IF Itrip[2] <> sign(I[2]) AND trip=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
        TRP[2]:=0
    ENDIF

    IF Itrip[3] <> sign(I[3]) AND trip=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
        TRP[3]:=0
    ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.6 Código de abertura elo fusível.

Fonte: Autoria própria.

4.2.3 RELIGADOR

O Religador é composto por diversos blocos de MODELS, entre eles o Filtro Butterworth e o estimador de fasores podem ser citados como integrantes de proporção mais geral. O Religador deverá atuar de forma instantânea e temporizada tanto para proteção do neutro quanto da fase. Levando isso em consideração apresenta-se o código de proteção 50F e 51F na figura 4.7 e da proteção 50N e 51N na figura 4.8.

MODEL relig5051F

INPUT

I[1..2] -- fasor corrente
 chave -- estado chave

OUTPUT

trip -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

DATA

N -- número de amostras por ciclo
 I51 -- pickup de corrente do elemento 51
 Tel -- tempo fechado
 I50F -- pickup de corrente do elemento 50

C51R1 -- curva de atuação rápida 1 do elemento 51
 C51R2 -- curva de atuação rápida 2 do elemento 51
 Kr -- parâmetro da curva de tempo inverso
 alfaR -- parâmetro da curva de tempo inverso
 Lr -- parâmetro da curva de tempo inverso
 betaR -- parâmetro da curva de tempo inverso

C51L1 -- curva de atuação lenta 1 do elemento 51
 C51L2 -- curva de atuação lenta 2 do elemento 51
 Kl -- parâmetro da curva de tempo inverso
 alfaL -- parâmetro da curva de tempo inverso
 Ll -- parâmetro da curva de tempo inverso
 betaL -- parâmetro da curva de tempo inverso

VAR

Imag -- módulo do fasor corrente
 TripRef51 -- referencia trip 51
 trip -- siNI de comando de abertura dos disjuntores
 top51R1 -- tempo da primeira operação rápida do elemento 51
 top51R2 -- tempo da segunda operação rápida do elemento 51
 top51L1 -- tempo da primeira operação lenta do elemento 51
 top51L2 -- tempo da segunda operação lenta do elemento 51
 M51 -- múltiplo do elemento 51
 fhab51 -- flag de início da operação do elemento 51
 thab51 -- tempo de início da operação do elemento 51
 operacao -- número da operação do religador
 Trearme -- tempo de rearme do religador
 Tconf -- conta o tempo fechado
 Tcontre -- conta o tempo para rearme
 FLAG

INIT

TripRef51:=0
 trip:=0
 M51:=0
 top51R1:=1.E12
 top51R2:=1.E12
 top51L1:=1.E12
 top51L2:=1.E12
 fhab51:=0
 thab51:=1.E12
 operacao:=0
 Trearme:=1.E12
 Tconf:=1.E12
 Tcontre:=1.E12
 FLAG:=0

ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC

Imag:=sqrt(I[1]**2+I[2]**2)

```

M51:=Imag/I51
IF (M51>1.1) THEN
  IF (fhab51=0) THEN
    fhab51:=1
    thab51:=t
  ENDIF
ELSE
  fhab51:=0
  thab51:=1.E12
ENDIF

IF fhab51=1 THEN
  top51R1:=C51R1*(Lr+(Kr/(((M51+1.E-12)**alfaR)-betaR)))
  top51R2:=C51R2*(Lr+(Kr/(((M51+1.E-12)**alfaR)-betaR)))
  top51L1:=C51L1*(Ll+(Kl/(((M51+1.E-12)**alfaL)-betaL)))
  top51L2:=C51L2*(Ll+(Kl/(((M51+1.E-12)**alfaL)-betaL)))
ENDIF

IF ((t-thab51)>top51R1) AND operacao=0 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Trearme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF ((t-thab51)>top51R2) AND operacao=1 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Trearme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF ((t-thab51)>top51L1) AND operacao=2 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Trearme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF ((t-thab51)>top51L2) AND operacao=3 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF Imag>150F AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Tcontre:=1.E12

  IF operacao<3 THEN
    Trearme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  ENDIF

ENDIF

IF TripRef51=1 AND operacao<>4 THEN
  trip:=1

ENDIF

IF chave=0 AND FLAG=0 THEN
  Tcontf:=t
  operacao:=operacao+1
  FLAG:=1

ENDIF

IF ((t-Tcontf)>Tcl) AND operacao<>4 AND chave=0 THEN

```

```

    TripRef51:=0
    trip:=0
    Tcontf:=1.E12
    Tcontre:=t
ENDIF

IF chave=1 THEN
    FLAG:=0
ENDIF

IF ((t-Tcontre)>Treatme) THEN
    operacao:=0
    Tcontre:=1.E12
ENDIF

IF operacao=4 THEN
    trip:=1
ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.7 Código da proteção 50F e 51F do religador.

Fonte: Autoria própria.

```

MODEL relig5051G

INPUT
    Ia[1..2]  -- fasor corrente da fase A
    Ib[1..2]  -- fasor corrente da fase B
    Ic[1..2]  -- fasor corrente da fase C
    chave     -- estado da chave

OUTPUT
    trip      -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

DATA
    N         -- número de amostras por ciclo
    I51G      -- pickup de corrente do elemento 51
    Tc1       -- tempo fechado
    I50G      -- pickup de corrente do elemento 50

    C51GR1    -- curva de atuação do elemento 51
    C51GR2    -- constante para multiplicar a curva rápida
    KrG       -- parâmetro da curva de tempo inverso
    alfaRG    -- parâmetro da curva de tempo inverso
    LrG       -- parâmetro da curva de tempo inverso
    betaRG    -- parâmetro da curva de tempo inverso

    C51GL1    -- curva de atuação do elemento 51
    C51GL2    -- constante para multiplicar a curva lenta
    KI1G      -- parâmetro da curva de tempo inverso
    alfaLI1   -- parâmetro da curva de tempo inverso
    LI1G      -- parâmetro da curva de tempo inverso
    betaLI1   -- parâmetro da curva de tempo inverso

VAR
    real      -- soma das partes reais dos fasores
    imag      -- soma das partes imaginárias dos fasores
    residual  -- módulo da corrente residual
    TripRef51 -- referencia trip 51
    trip      -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
    M51       -- múltiplo do elemento 51
    top51R1   -- tempo da primeira operação rápida do elemento 51
    top51R2   -- tempo da segunda operação rápida do elemento 51
    top51L1   -- tempo da primeira operação lenta do elemento 51

```

```

top51L2    -- tempo da segunda operação lenta do elemento 51
fhab51     -- flag de início da operação do elemento 51
thab51     -- tempo de início da operação do elemento 51
operacao   -- número da operação do religador
Treamme    -- tempo de rearme do religador
Tconf      -- conta o tempo fechado
Tcontre    -- conta o tempo para rearme
FLAG

```

INIT

```

real:=0
imag:=0
residual:=0
TripRef51:=0
trip:=0
M51:=0
top51R1:=1.E12
top51R2:=1.E12
top51L1:=1.E12
top51L2:=1.E12
fhab51:=0
thab51:=1.E12
operacao:=0
Treamme:=1.E12
Tconf:=1.E12
Tcontre:=1.E12
FLAG:=0

```

ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC

```

real := Ia[1]+Ib[1]+Ic[1]
imag := Ia[2]+Ib[2]+Ic[2]
residual := sqrt((real**2)+(imag**2))
M51 := residual/I51G

```

```

IF (M51>1.1) THEN
  IF (fhab51=0) THEN
    fhab51:=1
    thab51:=t
  
```

ENDIF

```

ELSE
  fhab51:=0
  thab51:=1.E12

```

ENDIF

```

IF fhab51=1 THEN
  top51R1:=C51GR1*(LrG+(KrG/(((M51+1.E-12)**alfaRG)-betaRG)))
  top51R2:=C51GR2*(LrG+(KrG/(((M51+1.E-12)**alfaRG)-betaRG)))
  top51L1:=C51GL1*(LIg+(KIg/(((M51+1.E-12)**alfaLG)-betaLG)))
  top51L2:=C51GL2*(LIg+(KIg/(((M51+1.E-12)**alfaLG)-betaLG)))

```

ENDIF

```

IF ((t-thab51)>top51R1) AND operacao=0 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Treamme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  Tcontre:=1.E12

```

ENDIF

```

IF ((t-thab51)>top51R2) AND operacao=1 AND TripRef51=0 THEN
  TripRef51:=1
  Treamme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
  Tcontre:=1.E12

```

ENDIF

```

IF ((t-thab51)>top51L1) AND operacao=2 AND TripRef51=0 THEN
    TripRef51:=1
    Treamme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
    Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF ((t-thab51)>top51L2) AND operacao=3 AND TripRef51=0 THEN
    TripRef51:=1
    Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF Imag>150G AND TripRef51=0 THEN
    TripRef51:=1
    Tcontre:=1.E12

    IF operacao<3 THEN
        Treamme:=1.1*(top51R1+top51R2+top51L1+top51L2)+1.15*Tcl*operacao
    ENDIF

ENDIF

IF TripRef51=1 AND operacao<>4 THEN
    trip:=1

ENDIF

IF chave=0 AND FLAG=0 THEN
    Tcontf:=t
    operacao:=operacao+1
    FLAG:=1

ENDIF

IF ((t-Tcontf)>Tcl) AND operacao<>4 AND chave=0 THEN
    TripRef51:=0
    trip:=0
    Tcontf:=1.E12
    Tcontre:=t

ENDIF

IF chave=1 THEN
    FLAG:=0

ENDIF

IF ((t-Tcontre)>Treamme) THEN
    operacao:=0
    Tcontre:=1.E12

ENDIF

IF operacao=4 THEN
    trip:=1

ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.8 Código da proteção 50N e 51N do religador.

Fonte: Autoria própria.

Tendo o código apresentado, as preocupações passam a ser com a compilação das informações de trip de cada componente e a atuação trifásica da proteção. A abertura de cada

fase se da na transição pelo zero e além disso de faz-se a contagem das aberturas realizadas pela proteção. Dessa forma a atender estas demandas criou-se os códigos de trip (figura 4.9) e de abertura dos terminais dos disjuntores (figura 4.10).

```

MODEL tripreliq
    DATA
        N

    INPUT
        tripA
        tripB
        tripC
        tripG

    OUTPUT
        disj

    VAR
        disj

    INIT
        disj:=0
    ENDINIT

    TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

    EXEC
        IF tripA=1 or tripB=1 or tripC=1 or tripG=1 THEN
            disj:=1
        ELSE
            disj:=0
        ENDIF

    ENDEXEC
ENDMODEL

```

Figura 4.9 Código de atuação do trip religador.

Fonte: Aatoria própria.

```

MODEL disj_reliq
    DATA
        N
        ndelay                -- numero ciclos de atraso mecânico

    INPUT
        I[1..3]                -- corrente instantanea
        V[1..3]                -- sinal de tensão instantânea
        trip                    -- sinal de trip

    OUTPUT
        TRP[1..3]              -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

    VAR
        Itrip[1..3]            -- corrente no instante de acionamento do trip
        TRP[1..3]              -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
        thab                    -- tempo de inicio de operação de abertura ou fechamento
        refClo                  -- referencia para fechar os disjuntores
        Vfech[1..3]            -- tensão no instante do fechamento do disjuntores
        nulo[1..3]
        uni[1..3]
        flag

```

```

INIT
  TRP[1..3]:= 1           -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
  Itrip[1..3]:= 0       -- corrente no instante de acionamento do trip
  thab:=1.E12
  refClo:=0
  Vfech[1..3]:=0
  nulo[1..3]:=0
  uni[1..3]:=1
  flag:=0

ENDINIT

EXEC

  IF (trip=1) AND (Itrip[1]= 0) AND (Itrip[2]= 0) AND (Itrip[3]= 0) THEN
    Itrip[1..3] := sign(I[1..3])
    thab:=t
    refClo:=0
    Vfech[1..3]:=0
    flag:=1
  ENDIF

  IF Itrip[1] <> sign(I[1]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[1]:=0
  ENDIF

  IF Itrip[2] <> sign(I[2]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[2]:=0
  ENDIF

  IF Itrip[3] <> sign(I[3]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[3]:=0
  ENDIF

  IF (trip=0) AND (TRP[1..3]=nulo[1..3]) AND (Vfech[1..3]=nulo[1..3]) THEN
    Itrip[1..3] := 0
    thab:=t
    Vfech[1..3] := sign(V[1..3])
    refClo:=1
    flag:=0
  ENDIF

  IF Vfech[1] <> sign(V[1]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[1]:=1
  ENDIF

  IF Vfech[2] <> sign(V[2]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[2]:=1
  ENDIF

  IF Vfech[3] <> sign(V[3]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
    TRP[3]:=1
  ENDIF

  IF (trip=0) AND (refClo=1) AND (TRP[1..3] = uni[1..3]) THEN
    thab:=1.E12
    refClo:=0
  ENDIF
ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.10 Código de abertura do religador.

Fonte: Autoria própria.

4.2.3 SECCIONALIZADORA

Assim como o religador a seccionalizadora é composta por diversos blocos de MODELS, e de composição bem semelhante. Enquanto o religador deverá atuar de forma instantânea e temporizada tanto para proteção do neutro quanto da fase a seccionalizadora não opera em carga. A análise da proteção fica simplificada, fazendo uma contagem sempre que o circuito abrir devido a um defeito a sua jusante (corrente maior que a de operação) e atuando após um número determinado de aberturas. Levando isso em consideração apresenta-se o código de proteção 50F na figura 4.11 e da proteção 50N na figura 4.12.

```
MODEL SECCIOF

INPUT
  I[1..2]          -- fasor corrente

OUTPUT
  trip             -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

DATA
  N                -- número de amostras por ciclo
  150              -- pickup de corrente do elemento 50

VAR
  Imag             -- módulo do fasor corrente
  TripRef50        -- referencia trip 50
  trip             -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

INIT
  TripRef50:=0
  trip:=0

ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC
  Imag:=sqrt(I[1]**2+I[2]**2)

  IF (Imag>150) THEN
    TripRef50:=1
  ELSE
    TripRef50:=0
  ENDIF

  IF TripRef50=1 THEN
    trip:=1
  ELSE
    trip:=0
  ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL
```

Figura 4.11 Código da proteção 50F do seccionalizador.

Fonte: Autoria própria.

```

MODEL SECCIOG

INPUT
  Ia[1..2]      -- fasor corrente da fase A
  Ib[1..2]      -- fasor corrente da fase B
  Ic[1..2]      -- fasor corrente da fase C

OUTPUT
  trip          -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

DATA
  N             -- número de amostras por ciclo
  I50G         -- pickup de corrente do elemento 50

VAR
  real          -- soma das partes reais dos fasores
  imag         -- soma das partes imaginárias dos fasores
  residual     -- módulo da corrente residual
  TripRef50    -- referencia trip 50
  trip         -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

INIT
  real:=0
  imag:=0
  residual:=0
  TripRef50:=0
  trip:=0

ENDINIT

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

EXEC
  real := Ia[1]+Ib[1]+Ic[1]
  imag := Ia[2]+Ib[2]+Ic[2]
  residual := sqrt((real**2)+(imag**2))

  IF (residual>I50G) THEN
    TripRef50:=1
  ELSE
    TripRef50:=0
  ENDIF

  IF TripRef50=1 THEN
    trip:=1
  ELSE
    trip:=0
  ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL

```

Figura 4.12 Código da proteção 50N do seccionizador.

Fonte: Autoria própria.

Tendo o código apresentado as outras preocupações seriam com a compilação das informações de trip de cada componente e a atuação trifásica da proteção. A abertura das 3 fases deverá ocorrer após a contagem de aberturas ser cumprida e devem ocorrer enquanto o circuito se encontrar desenergizado. Dessa forma para atender estas demandas criou-se os códigos de trip (figura 4.13) e de abertura dos terminais do seccionizador (figura 4.14).

```

MODEL tripseccio
  DATA
    N

  INPUT
    tripA
    tripB
    tripC
    tripG

  OUTPUT
    disj

  VAR
    disj

  INIT
    disj:=0
  ENDINIT

  Timestep MIN: 1/(N*60)

  EXEC
  IF tripA=1 or tripB=1 or tripC=1 or tripG=1 THEN
    disj:=1
  ELSE
    disj:=0
  ENDIF

  ENDEXEC
ENDMODEL

```

Figura 4.13 Código de trip seccionalizador.

Fonte: Autoria própria.

```

MODEL disj_seccio

  DATA
    Na
    Trearme

  INPUT
    I[1..3]      -- corrente instantanea
    V[1..3]      -- sinal de tensao instantanea
    trip          -- sinal de trip

  OUTPUT
    CHR[1..3]    -- sinal de comando de abertura dos disjuntores

  VAR
    CHR[1..3]    -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
    Natu          -- numero de atuacoes
    Flag          -- flag de auxilio
    Secfalha      -- flag da contagem de rearme
    nulo[1..3]
    Tcont
    REFABER      -- referencia de atuacao

  INIT
    CHR[1..3]:= 1 -- sinal de comando de abertura dos disjuntores
    Natu:=0
    Flag:=0
    nulo[1..3]:=0
    Tcont:=1.E12
    REFABER:=0
    Secfalha:=0

```

```

ENDINIT
EXEC
  IF (trip=1) THEN
    Tcont:=1.E12
    Secfalha:=1
    IF Flag=0 THEN
      Flag:=1
    ENDIF
  ENDIF

  IF V[1..3]= nulo[1..3] OR I[1..3]= nulo[1..3] THEN
    IF Flag=1 THEN
      Flag:=2
      Natu:= Natu+1
    ENDIF
  ENDIF

  IF Natu=3 AND trip=0 THEN
    CHR[1..3]:= nulo[1..3]
    REFABER:=1
  ENDIF

  IF trip=0 AND Secfalha=1 THEN
    Secfalha:=0
    Tcont:=t
  ENDIF

  IF trip=0 AND Flag=2 AND I[1..3] <> nulo[1..3] THEN
    Flag:=0
    Tcont:=t
  ENDIF

  IF (t-Tcont)>Tearme AND REFABER=0 THEN
    Natu:=0
    Flag:=0
  ENDIF

ENDEXEC
ENDMODEL

```

Figura 4.14 Código de abertura dos terminais do seccionalizador.

Fonte: Autoria própria.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DE RESULTADOS

5.1 TESTES DE CORRENTE NOMINAL, CURTO-CIRCUITO E DE EQUIPAMENTOS

Os testes de corrente nominal e curto-circuito foram realizados para dimensionamento das proteções sendo apresentadas nas tabelas 3.4 e 3.6 referente aos testes de corrente nominal e as tabelas 3.7 a 3.12 referentes são testes de curto-circuito aos quais o sistema foi submetido e por essa razão não serão novamente analisados. Os equipamentos de proteção religador e seccionizador tiveram seus ensaios de funcionamento apresentados pelas figuras 2.7 e 2.8, respectivamente, já o fusível não foi apresentado em simulação por se tratar de uma atuação simples cuja relação tempo de abertura vs. corrente foi apresentada pela figura 2 não havendo, portanto, necessidade de aprofundamento da análise.

5.2 TESTES DE SELETIVIDADE

5.2.1 FUSÍVEL (FUS-52) X FUSÍVEL (FUS-60)

Para demonstrar a seletividade entre as proteções fusíveis foi feita a simulação de um curto monofásico mínimo na barra 61 (Figuras 5.1 e 5.2), uma vez que a coordenação neste trecho é dada para correntes até 1100A, pois não foi possível ser feita para curtos bifásico e trifásicos como explicado na secção 3.3.1 deste trabalho.

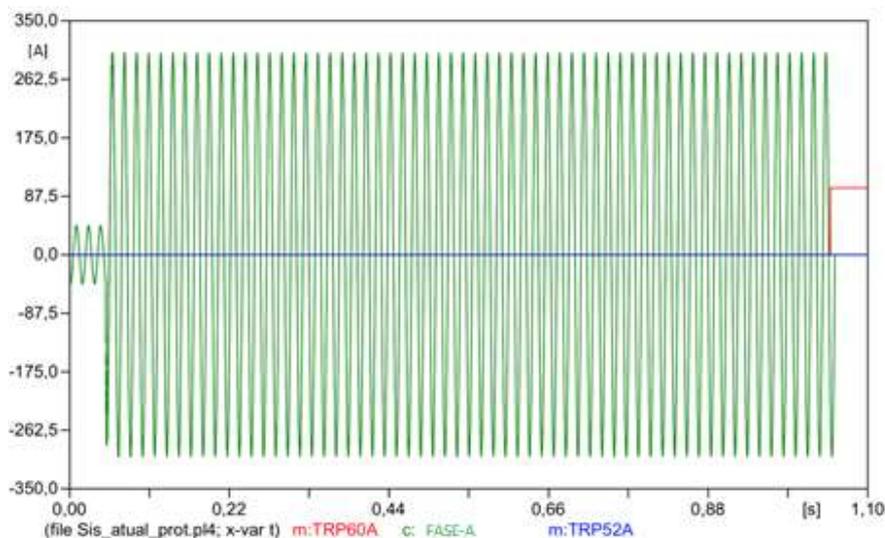


Figura 5.1 Coordenação monofásica mínima sistema atual (L61).

Fonte: Autoria própria.

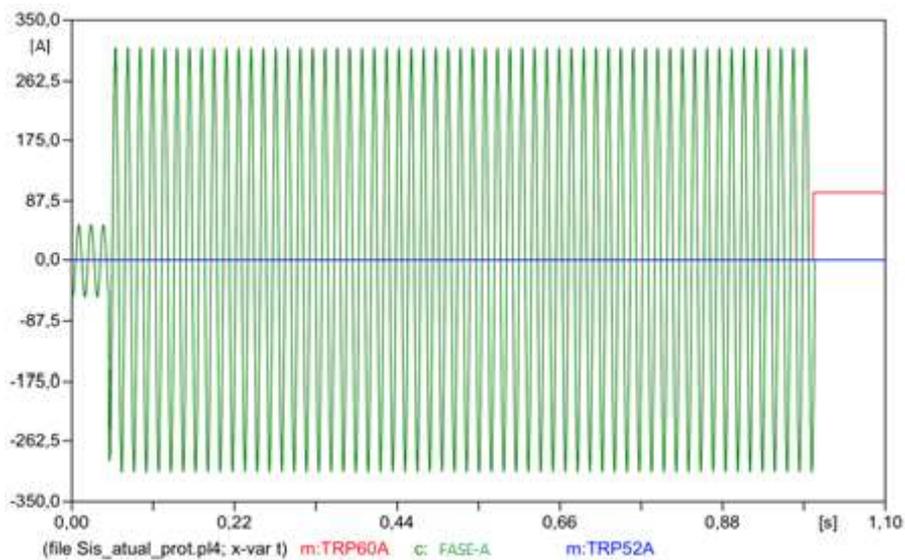


Figura 5.2 Coordenação monofásico mínimo sistema futuro (L61).

Fonte: Autoria própria.

Para a situação apresentada nas figuras 5.1 e 5.2 existe coordenação e seletividade esperada entre as proteções, observado uma vez que a falta está presente na barra L61 a proteção atuada foi a FUS-60 (mais próximo/ protetor) e não a FUS-52 (mais distante/ protegido). Para caso de um curto maior que 1100A ocorrerá uma perda de seletividade na proteção, no caso simulado temos um curto trifásico na barra L61 e ambos os fusíveis atuaram para a falta.

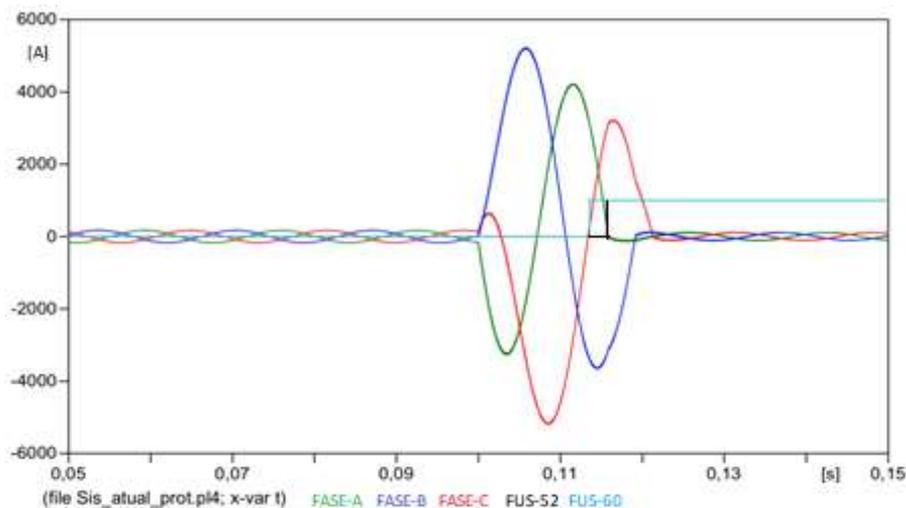


Figura 5.3 Coordenação trifásico sistema atual (L61).

Fonte: Autoria própria.

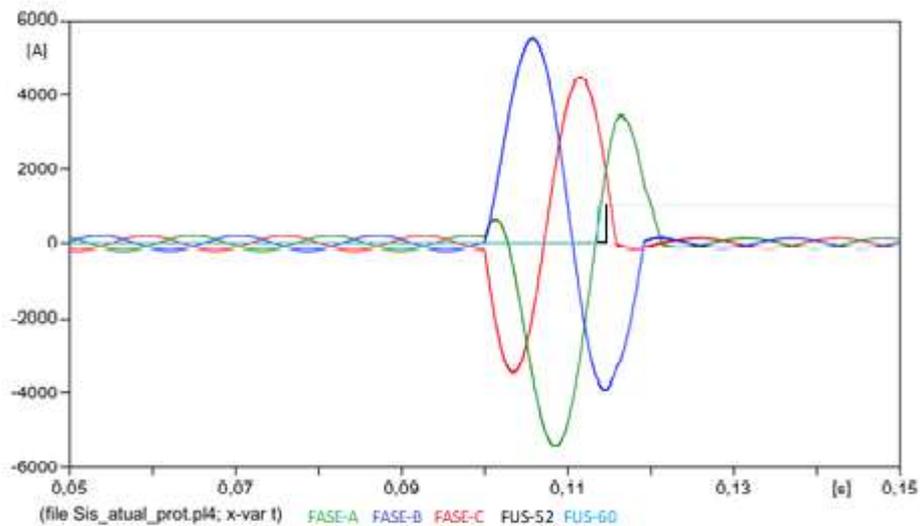


Figura 5.4 Coordenação trifásico sistema futuro (L61).

Fonte: Autoria própria.

Como se trata de um sistema de distribuição e é sabido que os maiores causadores de anormalidades na rede são os curtos monofásicos mínimos (Figuras 5.1 e 5.2) então apesar de não se ter seletividade entre as proteções para um curto trifásico (Figuras 5.3 e 5.4) a mesma continua atuando protegendo o sistema contra um desligamento.

5.2.2 RELIGADOR X SECCIONALIZADOR X FUSÍVEL

A seletividade entre as proteções religador (REL-02), seccionizador (SEC-03) e fusível (FUS-52) é demonstrada através de uma simulação de curto trifásico na barra 60 a montante da instalação do fusível FUS-60 (Figuras 5.5 e 5.6).

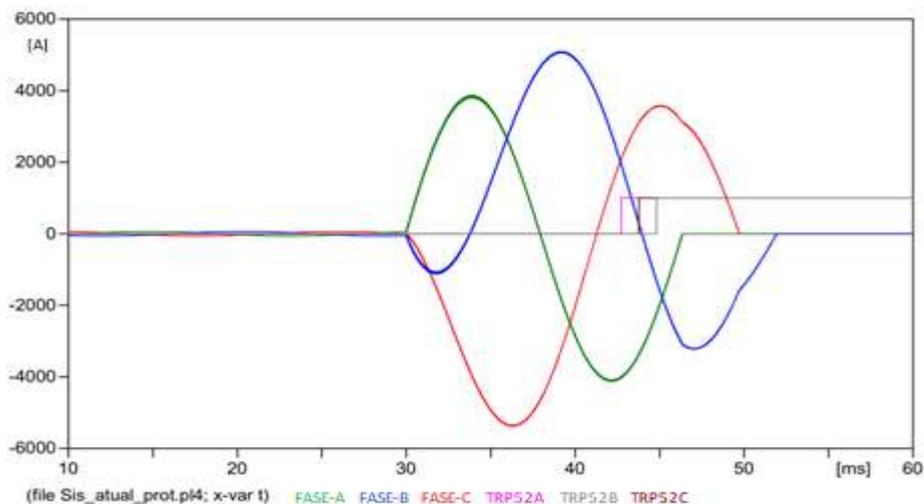


Figura 5.5 Coordenação trifásico sistema atual (L60).

Fonte: Autoria própria.

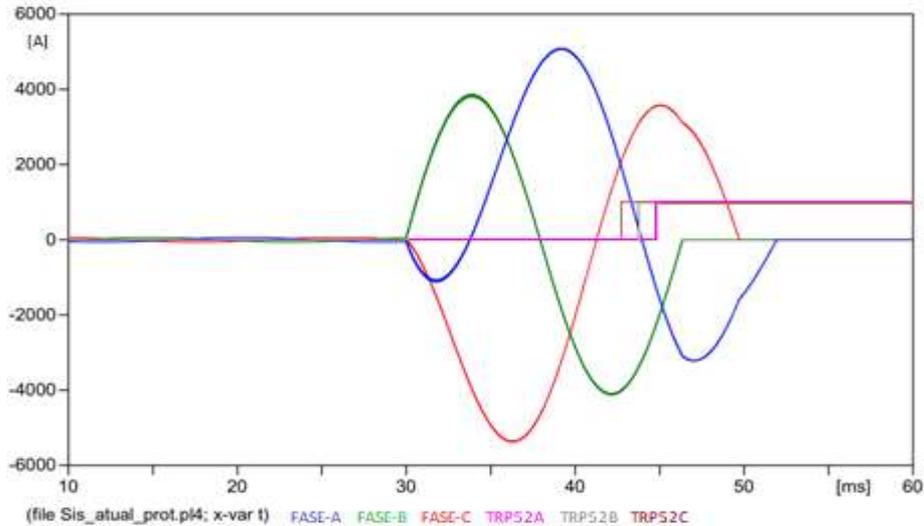


Figura 5.6 Coordenação trifásico sistema futuro (L60).

Fonte: Autoria própria.

Nesta situação o FUS-52 atua antes mantendo a seletividade do sistema, mas sem haver atuação do religador.

5.2.3 RELIGADOR X RELIGADOR

A seletividade entre as proteções religador (REL-02) e religador (RE-01) será feita através de uma simulação de curto trifásico na barra 43 a montante da instalação do seccionizador (SEC-03) (Figuras 5.7 e 5.8).

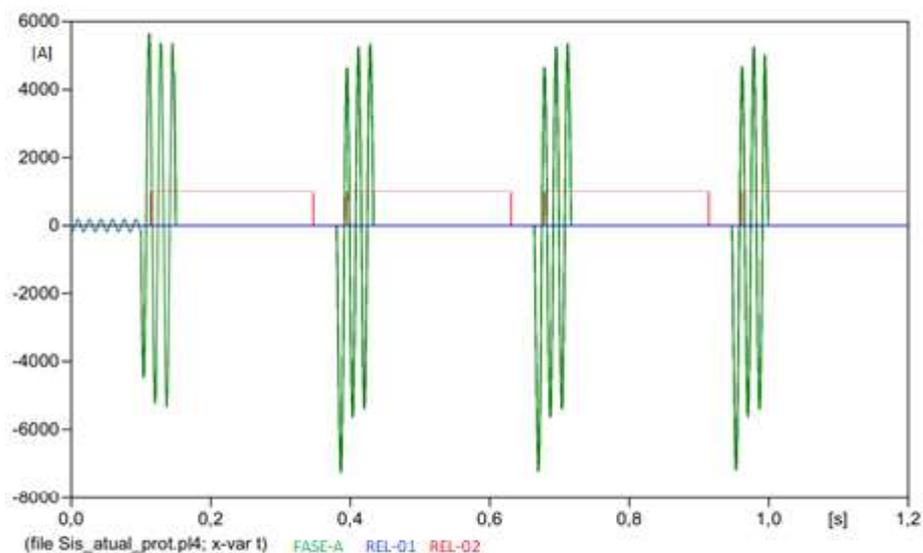


Figura 5.7 Coordenação trifásico sistema atual (L43).

Fonte: Autoria própria.

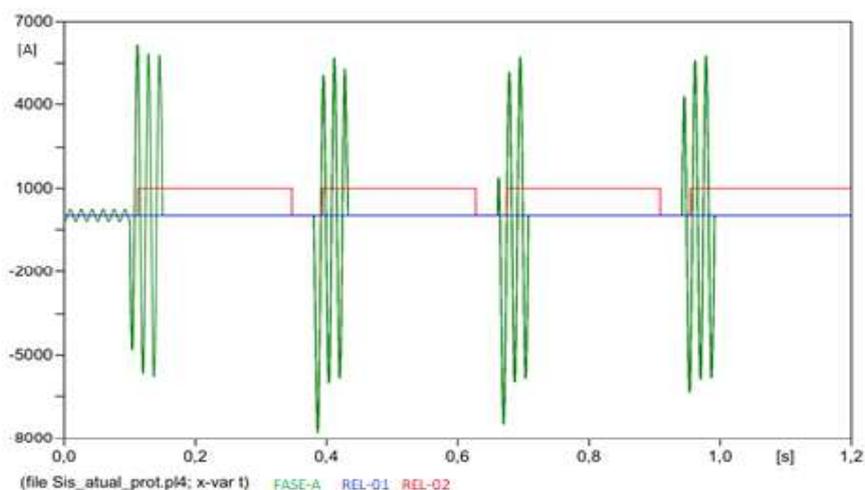


Figura 5.8 Coordenação trifásico sistema futuro (L43).

Fonte: Autoria própria.

Por meio desta simulação observa-se que há uma coordenação entre as proteções de religador 1 e 2 uma vez que quem opera é o REL-02 não o REL-01. Não há sobreposição das regiões de atuação na atualidade nem no futuro, portanto o dimensionamento da proteção está adequado para o ramal estudado.

5.2.4 RELIGADOR X SECCIONALIZADOR

A seletividade entre as proteções religador (REL-01) e seccionalizador (SEC-01) (Figuras 5.9 e 5.10) será feita através de uma simulação de curto trifásico na barra 15, final do ramal protegido pelo SEC-01 enquanto a seletividade entre as proteções religador (REL-02) e seccionalizador (SEC-03) será feita através de uma simulação de curto trifásico na barra 52, final do ramal protegido pelo SEC-03 (Figuras 5.11 e 5.12).

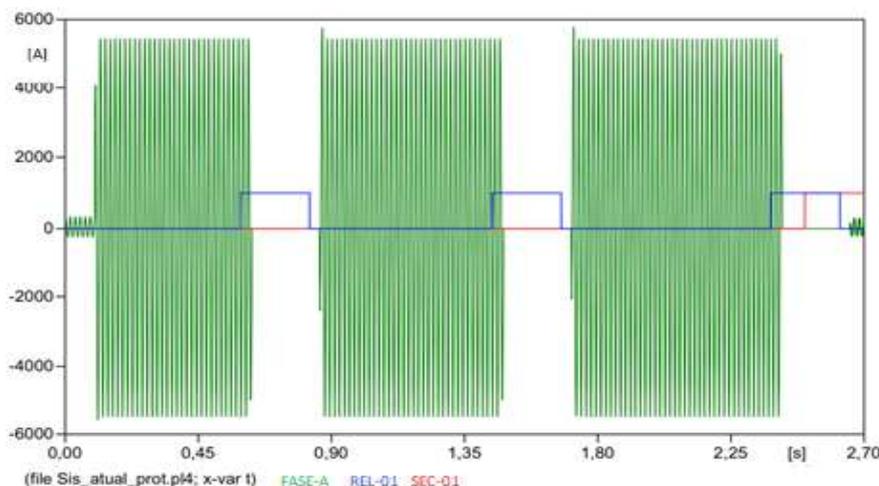


Figura 5.9 Coordenação trifásico sistema atual (L15).

Fonte: Autoria própria.

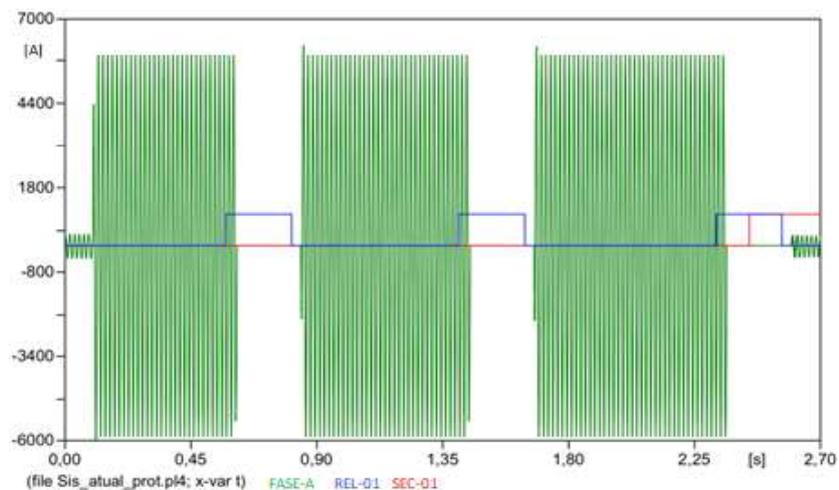


Figura 5.10 Coordenação trifásico sistema futuro (L15).

Fonte: Autoria própria.

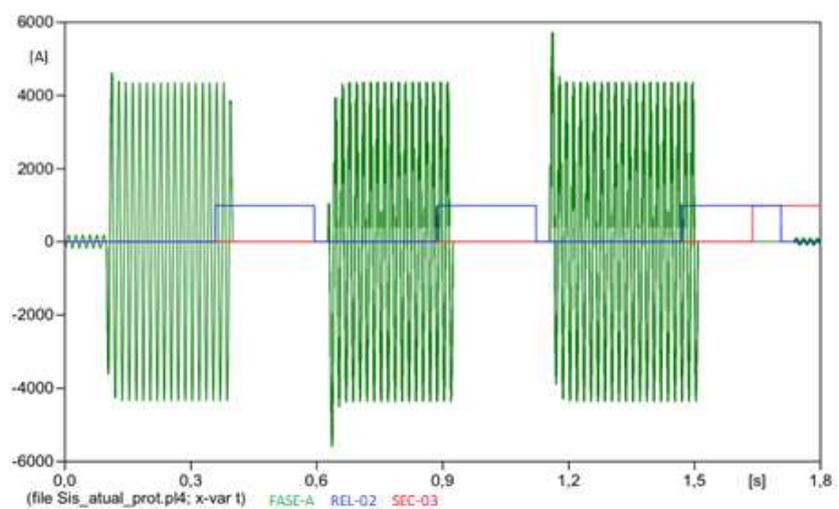


Figura 5.11 Coordenação trifásico sistema atual (L52).

Fonte: Autoria própria

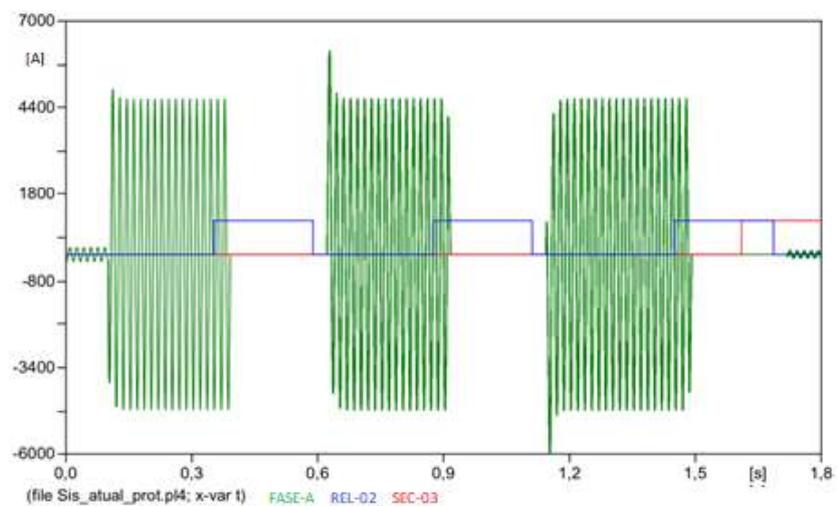


Figura 5.12 Coordenação trifásico sistema futuro (L52).

Fonte: Autoria própria.

Nestas simulações fica evidenciado como é o comportamento de abertura do seccionizador, ocorrendo na última reabertura do religador a montante. É inclusive possível nesta simulação observar que o ramal principal irá continuar em operação após a separação do trecho defeituoso visto que após o último fechamento do religador observa-se um percentual da corrente nominal circulando no circuito.

5.2.5 RELIGADOR X FUSÍVEL

A seletividade entre as proteções religador (REL-01) e fusível (FUS-09) será observada através de uma simulação de curto trifásico na barra 18, final do ramal protegido pelo FUS-09 (figura 5.13).

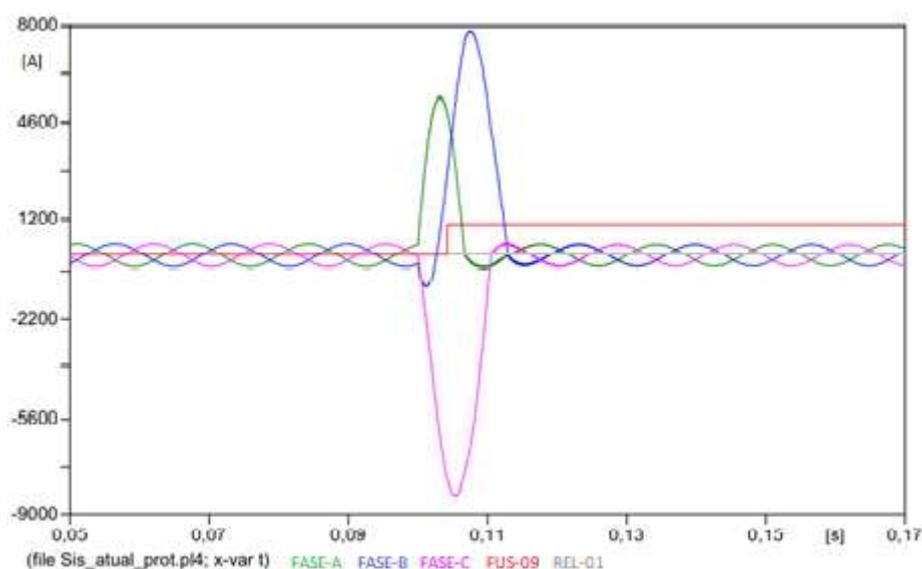


Figura 5.13 Coordenação trifásico sistema futuro (L18).

Fonte: Autoria própria.

Conforme esperado, uma vez que a falta se deu em um trecho do ramal protegido pelo FUS-09, ocorreu a abertura do fusível ao invés do religador. Com a abertura do FUS-09, a falta isolada do circuito permitindo a continuidade da operação do ramal principal.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E ESTUDOS PROPOSTOS

6.1 CONCLUSÃO

Este trabalho possui como meta estudar o funcionamento da proteção na rede de distribuição, pois este é o ramo da potência possui menos pesquisas quando comparada com linhas de transmissão, dimensionamento de proteção, conhecimento dos conceitos de proteção aplicados, coordenação e seletividade.

Através deste trabalho foi possível observar as limitações quanto a coordenação de proteção para barramentos muito próximos da SE, o que tornava impossível a coordenação das proteções para faltas trifásica, além de observar a limitação de coordenação entre curtos monofásicos mínimos e trifásicos e de obter experiência junto ao ATPDraw.

Os objetivos propostos foram alcançados permitindo uma visão geral do funcionamento e dos conceitos de proteção de distribuição, com uso de religadores, seccionadores e fusíveis como dispositivos de proteção. As conclusões mais importantes foram:

- ATPDraw se apresentou como um software bom para estudo de proteção, existindo a possibilidade da simulação e visualização de diversas anomalias em um sistema com fornecimento de todas as informações necessárias para um dimensionamento adequado e eficiente da proteção de um sistema de distribuição;
- MODELS permitiu fazer um uso muito mais aperfeiçoado da plataforma, permitindo aprofundar ou não nas características de comportamento da proteção de forma a torna-la o mais próximo possível do observado na prática;
- Coordenação e ajuste da proteção foram pontos fortes de aprendizado onde foi possível observar quais são as principais dificuldades quando se realiza um dimensionamento de proteção, o *trade-off* existente entre proteger para curtos mais elevados ou mais reduzidos de forma a torna o sistema o mais eficiente, seguro e contínuo possível.

6.2 ESTUDOS PROPOSTOS

Para da continuidade aos estudos recomendo o aprofundamento da pesquisa fazendo uma análise de como a inserção da geração distribuída, que está em crescimento exponencial nas cidades na atualidade, influenciariam no sistema de proteção da distribuição. Para isso devem-se criar novas funções de proteção de forma a simular adequadamente a inserção desse modo de geração e assim verificar a partir de que ponto esta inserção pode apresentar risco de desensibilização da proteção clássica, e se este ponto é um ponto factível de ser alcançado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro – Proteção de Sistemas Elétricos de Potência -- Rio de Janeiro : LTC, 2011.

[2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, 2008.

[3] Atlas ANEEL parte 1- Energia no Brasil e no Mundo. Disponível e livre acesso pelo site <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf >

[4] Potencial hidrelétrico brasileiro está entre os cinco maiores do mundo. Disponível e livre acesso pelo site <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/potencial-hidreletrico-brasileiro-esta-entre-os-cinco-maiores-do-mundo>>

[5] Atlas ANEEL parte 4_3- Energia Hidráulica. Disponível e livre acesso pelo site <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_3.htm>

[6] Sistema Interligado Nacional atende 98% do mercado brasileiro. Disponível e livre acesso pelo site <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistema-interligado-nacional-atende-98-do-mercado-brasileiro> >

[7] GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica -Profª. Ruth Leão- UFC Capítulo 4. Disponível e livre acesso pelo site <http://joinville.ifsc.edu.br/~edsonh/Repositorio/PIP-Projeto_e_Instalacoes_Eletricas_Prediais/Material%20de%20Aula/Parte_I_GTD/Complemento/>

[8] Apostila Distribuição de Energia - UMCTEC -Prof. Abelardo. Disponível e livre acesso pelo site <<http://edsonjosen.dominiotemporario.com/doc/Apostila%20Distribuicao%20de%20Energia%20-%20UMCTEC.pdf>>

[9] NTD.3.36. Elos Fusíveis para Redes de Distribuição Aéreas de 15kV. Companhia Energética de Brasília (CEB).

[10] ABNT NBR 5359, 1989 - Elos fusíveis de distribuição.

[11] HOROWITZ, Stanley H.; PHADKE, ARUN G. Power System Relaying Third Edition.2008.

[12] CONCEIÇÃO, EVERALDO NONATO DA - Modelagem e Simulação da Proteção de Alimentadores de Distribuição Utilizando Softwares Tipo EMTP. [Distrito Federal] 2012.

[13] Norma Nacional Americana ANSI C37.60 - IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Re- closers and Fault Interrupters for AC Systems,1981.

[14] Fundamentos da Proteção de Sobrecorrente Não-Direcional. Departamento de Engenharia Elétrica- ENE. Universidade de Brasília –UnB. Prof. Kleber Melo.

[15] ABNT NBR 6856, 1992- Transformador de Corrente.

[16] Algoritmo do Filtro Cosseno Modificado. Prof. Kleber Melo e Silva. Departamento de Engenharia Elétrica- ENE. Universidade de Brasília –UnB.

[17] Apostila Distribuição de Energia UFPA- prof. Paulo S. de J. Gama.

[18] Disponível em: <<http://superwatts.com.br/produtos/index.html>>.