

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DE  
ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO  
SOFTWARES TIPO EMTP**

**EVERALDO NONATO DA CONCEIÇÃO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES  
DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO SOFTWARES TIPO EMTP**

**EVERALDO NONATO DA CONCEIÇÃO**

**ORIENTADOR: KLEBER MELO E SILVA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM**  
**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM 492/2012**

**BRASÍLIA/DF: AGOSTO - 2012**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES  
DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO SOFTWARES TIPO EMTP**

**EVERALDO NONATO DA CONCEIÇÃO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, DSc. (ENE – UnB)

(orientador)

Wesley Fernando Usida, Doutor (ANEEL)

(examinador externo)

Prof. Marcus Vinícius Borges Mendonça, Doutor (ENE-UnB)

(examinador interno)

BRASÍLIA/DF, AGOSTO DE 2012.

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

CONCEIÇÃO, EVERALDO NONATO DA

Modelagem e Simulação da Proteção de Alimentadores de Distribuição Utilizando Softwares Tipo EMTP. [Distrito Federal] 2012.

xxiv, 174p.:il.; 297mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2012).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Ajustes

2. Coordenação

3. Religadores

4. ATP/MODELS

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

CONCEIÇÃO., E.N. da (2012). Modelagem e Simulação da Proteção de Alimentadores de Distribuição Utilizando Softwares Tipo EMTP. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM – 492/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 174p.

## **CESSÃO DE DIREITOS**

AUTOR: Everaldo Nonato da Conceição

TÍTULO: Modelagem e Simulação da Proteção de Alimentadores de Distribuição Utilizando Softwares Tipo EMTP.

GRAU: Mestre

ANO: 2012

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Everaldo Nonato da Conceição  
Rua 52, Quadra 35, Casa 19, Setor III, CPA III  
78058-424 Cuiabá – MT, Brasil.

## Dedicatória

“Não importa se você está na escuridão, o fogo em seu coração é a luz para seu caminho”  
Gabriel André (9 anos).

Relembro das vezes que deixei minha FAMÍLIA sem o meu apoio, mesmo assim, continuaram suas atividades escolares, profissionais e familiares conduzidas tão sabiamente pela minha esposa KÁTIA MARIA. Os pequenos GABRIEL ANDRÉ e CELESTTE MARIA, em sua inocência, revestiam de sorriso e alegria a minha partida e minha chegada, como se nada tivesse acontecendo, mas no fundo mostravam a necessidade da minha presença. Os maiores GUILHERME ANDRÉ e LETTÍCIA MARIA, pela maturidade, compreendiam a situação, sabiam que era necessário passar por isso e não se deixaram abater por conta da lacuna que existia entre nós. Queridos, não fazem ideia do quanto sou grato e quais as lições que aprendi na distância vivida por nós, e uma delas eu não posso deixar de registrar: a importância fundamental que foi a minha FAMÍLIA neste trabalho.

Por esta razão, dedico esta conquista à minha esposa e filhos, que como estudantes possam projetar se assim o quiserem, um futuro acadêmico de pesquisa e inovação.

## Agradecimentos

Ó DEUS de bondade, sua infinita sabedoria e amor, ofereceu-me os dons necessários para que pudesse abraçar esta jornada em busca do aperfeiçoamento e da realização de um sonho profissional. Me deste força para enfrentar todos os obstáculos que encontrei pelo caminho. Me amparaste nos momentos mais difíceis que senti só, longe da minha família. Me deste a mão quando a fraqueza me retirava o fôlego para continuar a caminhada. Me envolveu de carinho quando a solidão apertava o coração. Eis-me aqui Senhor, com o coração cheio de alegria e com as mãos estendidas para lhe agradecer por sua presença constante no meu dia-a-dia e pela vitória recebida.

A condução, tão flexível pautado de responsabilidade e compromisso, me proporcionou um aprendizado, uma experiência sem limites deste trabalho. A orientação marcada por um profissionalismo me levou a explorar o campo da pesquisa, e obter o amplo conhecimento da arte de desenvolver um trabalho científico. KLEBER MELO, um orientador sem limites, voltado para grandes transformações em busca de verdadeiros resultados, me fez idealizar um sonho que sempre almejei na minha carreira profissional. Muito obrigado Professor!

Aos meus AMIGOS do MINTER que compartilharam toda expectativa, angustia, alegria e dedicação, quer nas viagens ou na escola, manifesto minha gratidão por receber de cada um, parcelas preciosíssimas de apoio e colaboração.

Jamais poderia faltar os agradecimentos aos professores do MINTER, que nos deixaram muitos ensinamentos acadêmicos de valor incomparável necessários ao desenvolvimento deste projeto.

E a todos que contribuíram direta e indiretamente neste estudo, em especial EDGAR e BERNARD, de coração minha eterna gratidão.

## RESUMO

Neste trabalho é desenvolvido e implementado modelos de dispositivos usados na proteção de sobrecorrente de redes de distribuição como: religadores, seccionadores, fusíveis, relés digitais e transformadores de corrente. Nesse sentido realiza-se uma revisão teórica abordando a proteção de sobrecorrente da rede de distribuição, com foco nos ajustes, coordenação, e teoria de relé digital. Apresenta-se um memorial de cálculo de dimensionamento dos elementos de proteção de acordo com os parâmetros elétricos e físicos da rede de distribuição. A implementação computacional foi elaborada utilizando como ferramenta de trabalho o ATP (Alternative Transients Program) em conjunto com a MODELS para simular, modelar, visualizar o comportamento da proteção por sobrecorrente da rede de distribuição. Realizam-se inúmeros testes de curtos-circuitos (monofásicos, bifásicos, trifásicos) em vários pontos da rede de distribuição para validar os modelos desenvolvidos e verificar o desempenho da proteção por sobrecorrente. São avaliados os curtos-circuitos, os ajustes e a coordenação que podem afetar na atuação da proteção do sistema. Os resultados mostraram que se pode fazer, de modo satisfatório, consistente, a proteção de uma rede de distribuição com o uso da modelagem e simulação utilizando software ATP/MODELS. O estudo desenvolvido neste trabalho pode contribuir na solução de problemas de ajustes, coordenação e análise do comportamento da rede de distribuição na presença de falta provocada por uma sobrecorrente.

Palavras-chave: Ajustes, coordenação, religadores, seccionadores, fusíveis, ATP/MODELS.

## **ABSTRACT**

This work develops and implements models for overcurrent protection devices such as recloser, sectionalizers, digital relays, fuses and current transformers. A literature review on overcurrent protection of electric distribution networks is carried out, focusing on settings, coordination and digital relay theory. Based on electric and physical parameters of such networks, we present a memorial sizing calculation of protection devices. As for tools, we used the ATP (Alternative Transients Program) and its MODELS interface in order to model, simulate and visualize the behavior of the overcurrent protection mechanism applied to distribution networks. Aiming to validate the developed models and evaluate the performance of the overcurrent protection system, we analyze a wide variety of faults in a distribution network. Specifically, we evaluated short circuit conditions, proper settings and coordination that can affect the operation of system protection. The obtained results show that it is possible to consistently evaluate the performance of distribution network protection by using the ATP/MODELS application. In summary, the contributions in this work will be useful in adjusting, coordinating and evaluating the behavior of the electric distribution network under fault due to overcurrent.

Keywords: Settings, coordination, reclosers, sectionalizers, fuses, ATP/MODELS.



# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras</b> .....	xii
<b>Lista de Tabelas</b> .....	xvii
<b>Lista de Símbolos</b> .....	xviii
<b>Glossário</b> .....	xxiii
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	1
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 Contextualização do Tema.....	1
1.2 Objetivo.....	4
1.3 Relevância e Justificativa Técnica, Científica e Social.....	5
1.4 Organização do Texto.....	6
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	8
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	8
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	18
<b>3. FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE</b> .....	18
3.1 Rede de Distribuição.....	18
3.2 Chave Fusível.....	20
3.2.1 Dimensionamento de elo Fusível.....	24
3.2.2 Coordenação entre elos Fusíveis.....	26
3.3 Relé de Sobrecorrente.....	28
3.3.1 Unidade de Sobrecorrente Instantânea (50).....	30
3.3.2 Unidade de Sobrecorrente Temporizada (51).....	30
3.3.3 Temporização e Curvas de Operação.....	32

3.3.4	Ajustes dos Relés .....	35
3.3.4.1	Unidade Temporizada de Fase – 51 .....	35
3.3.4.2	Unidade Temporizada de Neutro – 51n .....	36
3.3.4.3	Unidade Instantânea de Fase – 50 .....	36
3.3.4.4	Unidade Instantânea de Neutro – 50n .....	37
3.4	Relé de Sobrecorrente Digital.....	38
3.4.1	Arquitetura do Relé Digital .....	39
3.4.1.1	Condicionamento de Sinais .....	40
3.4.1.2	Aquisição de Dados .....	42
3.4.1.3	Estimação de Fasores .....	44
3.4.2	Característica Tempo × Corrente .....	45
3.4.3	Coordenação entre Relés .....	46
3.4.3.1	Coordenação entre Relés de Tempo Definido .....	47
3.4.3.2	Coordenação entre Relés de Tempo Definido com Elemento Instantâneo .....	48
3.4.3.3	Coordenação entre Relés de Tempo Inverso .....	49
3.4.3.4	Coordenação entre Relés de Tempo Inverso com Elemento Instantâneo .....	50
3.5	Transformador de Corrente.....	51
3.5.1	Características Elétricas.....	53
3.5.2	Erros do TC.....	54
3.5.3	Fator de Sobrecorrente .....	55
3.5.4	Cargas Nominais .....	56
3.5.5	Correntes Nominais.....	57
3.5.6	Dimensionamento do Transformador de Corrente .....	58

3.6	Religadores .....	60
3.6.1	Operação de Religadores .....	61
3.6.2	Coordenação de Religadores.....	65
3.6.2.1	Coordenação entre Religadores de Subestação e Religadores de Distribuição.....	65
3.6.2.2	Coordenação entre Religadores e elo Fusível .....	66
3.7	Seccionalizadores Automáticos .....	67
3.7.1	Coordenação entre Religadores e Seccionalizadores .....	69
CAPÍTULO 4.....		71
<b>4.</b>	<b>MEMORIAL DE CÁLCULO DOS AJUSTES DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>71</b>
4.1	Rede de Distribuição Estudado.....	71
4.2	Escolha e Localização dos Equipamentos de Proteção .....	73
4.3	Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção.....	74
4.3.1	Dimensionamento do elo Fusível.....	77
4.3.2	Dimensionamento do Religador.....	82
4.3.2.1	Dimensionamento dos TCs.....	82
4.3.2.2	Dimensionamento dos Relés.....	86
4.3.3	Dimensionamento do Seccionalizador.....	99
CAPÍTULO 5.....		100
<b>5.</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL .....</b>	<b>100</b>
5.1	O EMTP/ATP/MODELS .....	100
5.2	Linguagem do ATP para Modelagem do Alimentador .....	103
5.3	Modelagem do Alimentador em Estudo .....	107
5.4	Religador.....	116

5.4.1	Transformador de Corrente .....	116
5.4.2	Relé Digital.....	118
5.5	Seccionalizador .....	126
5.6	Chave Fusível .....	127
CAPÍTULO 6.....		131
<b>6.</b>	<b>APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS .....</b>	<b>131</b>
6.1	Testes de Corrente Nominal.....	131
6.2	Testes de Curto-Circuito .....	134
6.3	Testes dos Equipamentos .....	138
6.3.1	Fusível.....	138
6.3.2	Religador.....	147
6.3.3	Seccionalizador .....	151
6.4	Coordenação e Seletividade .....	153
6.4.1	Fusível FUS52 x Fusível FUS60.....	153
6.4.2	Religador 2 x Seccionalizador 3 x Fusível 52 .....	156
6.4.3	Religador 1 x Religador 2.....	159
6.4.4	Religador 1 x Seccionalizador 1 .....	162
6.4.5	Religador 1 x Fusível 09 .....	162
CAPÍTULO 7.....		164
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÃO E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>164</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>167</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 3.1</b>	Configuração radial de uma rede de distribuição primária. Adequada de [65].	19
<b>Figura 3.2</b>	(a) Chave Fusível unipolar; (b) Porta Fusível.	20
<b>Figura 3.3</b>	Característica tempo $\times$ corrente dos elos fusíveis “K”, preferenciais. Adequada de [1].	21
<b>Figura 3.4</b>	Característica tempo $\times$ corrente dos elos fusíveis “K”, não preferenciais. Adequada de [1].	22
<b>Figura 3.5</b>	Esquema da disposição de elo protetor e protegido.	26
<b>Figura 3.6</b>	Relé de sobrecorrente tipo eletromecânico.	28
<b>Figura 3.7</b>	Esquema básico da constituição do relé eletromagnético.	29
<b>Figura 3.8</b>	Esquema básico da constituição do relé de sobrecorrente de indução – unidade temporizada (51).	30
<b>Figura 3.9</b>	Esquema de ligação dos relés de sobrecorrente função 50/51 e 50/51N.	31
<b>Figura 3.10</b>	Características de tempo $\times$ corrente: a) instantâneo; b) tempo inverso; c) tempo definido; d) temporização inversa com unidade instantânea. Adequada de [69].	32
<b>Figura 3.11</b>	Curvas características de operação do relé de sobrecorrente do tipo inverso. Adequada de [1].	33
<b>Figura 3.12</b>	Curvas características de operação do relé de sobrecorrente do tipo normalmente inverso. Adequada de [1].	34
<b>Figura 3.13</b>	(a) Relés de Proteção tipo SEL-551C; (b) Relé digital microprocessado tipo SEL-751A. <i>Schweitzer Engineering Laboratories – SEL.</i>	38
<b>Figura 3.14</b>	Diagrama de bloco do modelo de relé digital.	40
<b>Figura 3.15</b>	Circuitos básicos dos transformadores auxiliares: (a) TP; (b) TC.	41
<b>Figura 3.16</b>	Resposta em frequência dos filtros <i>Butterworth</i> e <i>Chebyshev</i> . Adequada de [13].	42
<b>Figura 3.17</b>	Sinal em escada gerado pelo <i>Sample / Hold</i> .	43

<b>Figura 3.18</b>	Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente. Adequada de [35].	44
<b>Figura 3.19</b>	Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo definido, ligados em série em uma RD radial.	48
<b>Figura 3.20</b>	Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo definido com elemento instantâneo, ligados em série em uma RD radial.	48
<b>Figura 3.21</b>	Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo inverso ligados em série em uma RD radial.	49
<b>Figura 3.22</b>	Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo inverso, com elemento instantâneo ligados em série em uma RD radial.	51
<b>Figura 3.23</b>	(a) Diagrama de ligação do Transformador de Corrente. Adequada de [80]; (b) Imagem do TC modelo RCI-11 da Rehtom ( <a href="http://www.rehtom.com">www.rehtom.com</a> ).	53
<b>Figura 3.24</b>	Circuito equivalente do TC.	54
<b>Figura 3.25</b>	Curvas de excitação típicas de um TC. Adequada de [48].	55
<b>Figura 3.26</b>	(a) Imagem do religador modelo RER620 - GridShield® 15,5kV da ABB ( <a href="http://www.abb.com">www.abb.com</a> ); (b) Instalação em poste do religador NOVA – Cooper Power Systems – RedeCemat (NTD-RE-002).	61
<b>Figura 3.27</b>	Diagrama de operação dos religadores com o oscilograma de atuação no ATP.	62
<b>Figura 3.28</b>	Curva de coordenação entre religadores de subestação e religadores de distribuição.	66
<b>Figura 3.29</b>	Curvas de coordenação entre religador e elo fusível.	67
<b>Figura 3.30</b>	(a) Seccionizador monofásico tipo seco ( <a href="http://www.solostocks.com.br">www.solostocks.com.br</a> -29/03/2012); (b) Seccionizador trifásico em gás SF6 ou óleo – ARTECHE ( <a href="http://www.artech.com">www.artech.com</a> – 29/03/2012).	68
<b>Figura 3.31</b>	Atuação do seccionizador com religador.	69
<b>Figura 4.1</b>	Planta baixa do alimentador em estudo.	71
<b>Figura 4.2</b>	Gráfico gerado pelo ATP. Corrente de carga trifásica nominal simulado no barramento 1 – BAR01.	74
<b>Figura 4.3</b>	Diagrama de instalação do FUS60.	77

<b>Figura 4.4</b>	Diagrama de instalação do FUS52.....	78
<b>Figura 4.5</b>	Diagrama de instalação do FUS09.....	80
<b>Figura 4.6</b>	Diagrama de instalação do FUS19.....	81
<b>Figura 4.7</b>	Curva característica tipo normalmente inverso. Adequada de [1]. .....	88
<b>Figura 5.1</b>	Exemplo de linha de transmissão tipo $\pi$ (PI).....	104
<b>Figura 5.2</b>	Diagrama de bloco do alimentador em estudo, no ATP. ....	106
<b>Figura 5.3</b>	Trecho de código que define as resistências do simulador de faltas.....	107
<b>Figura 5.4</b>	Trecho de código que define o tempo inicial da falta. ....	108
<b>Figura 5.5</b>	Trecho de código que indica o ponto de falta. ....	108
<b>Figura 5.6</b>	Trecho de código que define o tempo máximo de simulação e passos de integração. ....	109
<b>Figura 5.7</b>	Trecho de código em que o ATP recebe dados de tempo máximo de simulação e passos de integração e a frequência de operação. ....	109
<b>Figura 5.8</b>	Trecho de código que instrui como fornecer dados de entrada ( <i>INPUT</i> ) e saída ( <i>OUTPUT</i> ) no ambiente MODELS. ....	110
<b>Figura 5.9</b>	Trecho de código que instrui como incluir arquivos na MODELS e como fornecer e receber os dados para processamento de uma rotina. ....	111
<b>Figura 5.10</b>	Trecho de código que recebe a entrada de dados dos parâmetros de impedância de cada trecho do alimentador. ....	112
<b>Figura 5.11</b>	Trecho de código que recebe os dados dos parâmetros da impedância de carga em cada barramento do alimentador. ....	113
<b>Figura 5.12</b>	Circuito simulador de faltas. ....	113
<b>Figura 5.13</b>	Trecho de código que recebe os dados das resistências entre fases do simulador de faltas. ....	114
<b>Figura 5.14</b>	Trechos de código que recebe o comando da chave controlada tipo 13 e a temporização do simulador de faltas. ....	115
<b>Figura 5.15</b>	Trecho de código que define os dados da fonte de alimentação do alimentador.....	115

<b>Figura 5.16</b>	Diagrama de modelagem do circuito elétrico do TC – religador 1.....	116
<b>Figura 5.17</b>	Trecho de código que modela o TC no ATP.....	117
<b>Figura 5.18</b>	Estrutura do programa ATP/MODELS e do relé digital.....	119
<b>Figura 5.19</b>	Fluxograma da modelagem do relé digital do religador. ....	121
<b>Figura 5.20</b>	Fluxograma da modelagem de disparo do religador – Continua na <b>Figura 5.21</b> .....	123
<b>Figura 5.21</b>	Fluxograma da modelagem do relé de religamento do religador – Continuação da <b>Figura 5.20</b> . ....	125
<b>Figura 5.22</b>	Trecho de código que modela o seccionizador no ATP.....	126
<b>Figura 5.23</b>	Trecho de código que chama a rotina <i>Fusível</i> na MODELS.....	127
<b>Figura 5.24</b>	Fluxograma da modelagem da chave fusível. ....	128
<b>Figura 6.1</b>	Modelo de apresentação do arquivo <i>modelo_religador.pl4</i> .....	132
<b>Figura 6.2</b>	Trecho do arquivo <i>modelo_religador.lis</i> gerado pelo programa <i>modelo_religador.atp</i> .....	132
<b>Figura 6.3</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 18 e o tempo de atuação do fusível 09. ....	139
<b>Figura 6.4</b>	Teste de curto-circuito monofásico no barramento 18 e o tempo de atuação do fusível 09. ....	140
<b>Figura 6.5</b>	Teste de curto-circuito monofásico no barramento 34 e o tempo de atuação do fusível 19. ....	141
<b>Figura 6.6</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52. ....	142
<b>Figura 6.7</b>	Teste de curto-circuito bifásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52. ....	142
<b>Figura 6.8</b>	Teste de curto-circuito monofásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52. ....	143
<b>Figura 6.9</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo de 0,01s, do fusível 60. ....	145



<b>Figura 6.10</b>	Teste de curto-circuito bifásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo de 0,05s, do fusível 60. ....	146
<b>Figura 6.11</b>	Teste de curto-circuito monofásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo, do fusível 60.....	147
<b>Figura 6.12</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 42 e a forma de atuação do religador 2. ....	148
<b>Figura 6.13</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 20 e a forma de atuação do religador 1. ....	149
<b>Figura 6.14</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 10, oscilograma do seccionizador1 e sua forma de atuação. ....	152
<b>Figura 6.15</b>	Teste de curto-circuito trifásico no barramento 10 e a forma de atuação do religador 1 com o seccionizador 1.....	152
<b>Figura 6.16</b>	Teste de curto-circuito trifásico para coordenação entre os fusíveis FUS52 e FUS60.....	154
<b>Figura 6.17</b>	Teste de curto-circuito monofásico – BAR63 – FUS60, para fins de coordenação com o fusível FUS52.....	154
<b>Figura 6.18</b>	Teste de curto-circuito monofásico – BAR63 – FUS52, para fins de coordenação com o fusível FUS60.....	155
<b>Figura 6.19</b>	Testes para ajustes da coordenação entre o religador 2, seccionizador 3 e o fusível FUS52.....	156
<b>Figura 6.20</b>	Teste de coordenação entre o religador 2, seccionizador 3 e o fusível FUS52.....	158
<b>Figura 6.21</b>	Teste de coordenação entre o religador 2 e religador 1.....	160
<b>Figura 6.22</b>	Teste de coordenação entre o religador 1 e o fusível FUS09.....	163
<b>Figura 6.23</b>	Teste de atuação do religador 1 sem a presença do fusível 09 no alimentador. ....	163

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 3.1</b>	Características técnicas das chaves fusíveis classe 15kV – NBR 8124. ....	24
<b>Tabela 3.2</b>	Elos fusíveis para proteção de transformadores trifásicos de distribuição. ....	25
<b>Tabela 3.3</b>	Coordenação entre os elos fusíveis “K”. ....	27
<b>Tabela 3.4</b>	Coeficientes da Equação 3.21. ....	46
<b>Tabela 3.5</b>	Correntes primárias e relações nominais – NBR 6856 [81]. ....	57
<b>Tabela 3.6</b>	Relações nominais múltiplas do TC RM 600 – 5A – ABNT NBR 6856. ....	58
<b>Tabela 3.7</b>	Fator multiplicador de operações rápidas do religador. ....	66
<b>Tabela 4.1</b>	Características físicas e elétricas do alimentador. ....	72
<b>Tabela 4.2</b>	Corrente nominal de carga dos barramentos e a potência do transformador de força. ....	75
<b>Tabela 4.3</b>	Corrente nominal de carga nos equipamentos de proteção. ....	76
<b>Tabela 4.4</b>	<i>Tap</i> e <i>RTC</i> dimensionados para o TC dos religadores 1 e 2. ....	86
<b>Tabela 4.5</b>	Dados para cálculo e o dimensionamento do TC dos seccionadores 1, 2 e 3. ....	86
<b>Tabela 4.6</b>	Características dos religadores 1 e 2 do alimentador. Condição inicial. ....	98
<b>Tabela 4.7</b>	Dados de cálculo dos seccionadores. ....	99
<b>Tabela 5.1</b>	Esquema para modelagem no ATP do circuito da <b>Figura 5.1</b> . ....	105
<b>Tabela 6.1</b>	Correntes nominais de carga do alimentador em estudo geradas pelo ATP. ....	133
<b>Tabela 6.2</b>	Correntes nominais no ponto de instalação dos equipamentos geradas pelo ATP. ....	134
<b>Tabela 6.3</b>	Diferença da corrente de curto-circuito sem carga e com a carga conectadas ao alimentador. ....	135
<b>Tabela 6.4</b>	Correntes de curto-circuito dos religadores geradas na simulação do ATP. ....	135
<b>Tabela 6.5</b>	Correntes de curto-circuito dos seccionadores geradas na simulação do ATP. ....	137
<b>Tabela 6.6</b>	Correntes de curto-circuito das chaves fusíveis geradas na simulação do ATP. ....	138
<b>Tabela 6.7</b>	Dados da curva, disparos, religamentos e tempos de atuação do religador 1 e religador 2, para curto-circuito trifásico estabelecendo a coordenação. ....	151

## LISTA DE SÍMBOLOS

$a$	Taxa de crescimento anual do sistema
$C_{ap}$	Carga em VA de aparelhos de medida e proteção
$Cr$	Curva do relé temporizado
$F$	Fator que estabelece relação entre a corrente assimétrica e a corrente de acionamento do relé temporizado
$F_a$	Fator de assimetria
$f_c$	Frequência de corte
$FS$	Fator de sobrecorrente
$i_a, i_b, i_c$	Corrente de curto-circuito lida pelo do ATP para simulação de curto-circuito
$i_aMag$	Corrente da fase $a$ digitalizada gerada pelo Conversor A/D
$i_bMag$	Corrente da fase $b$ digitalizada gerada pelo Conversor A/D
$i_cMag$	Corrente da fase $c$ digitalizada gerada pelo Conversor A/D
$I_{ass}$	Corrente assimétrica
$I_{ac51FR2}$	Corrente de acionamento do relé temporizado de fase do religador 2
$I_{ac50FR2}$	Corrente de acionamento do relé instantâneo de fase do religador 2
$I_{ac51FR1}$	Corrente de acionamento do relé temporizado de fase do religador 1
$I_{ac50FR1}$	Corrente de acionamento do relé instantâneo de fase do religador 1
$I_{ac50NR1}$	Corrente de acionamento do relé instantâneo de neutro do religador 1
$I_{ac50NR2}$	Corrente de acionamento do relé instantâneo de neutro do religador 2
$I_{cc}$	Corrente de curto-circuito valor eficaz
$I_{cc1}$	Corrente de curto-circuito monofásico
$I_{cc2}$	Corrente de curto-circuito bifásico
$I_{cc3}$	Corrente de curto-circuito trifásico

$I_{ccft}$	Corrente de curto circuito fase-terra
$I_{des}$	Corrente de desequilíbrio para curto-circuito monofásico
$I_e$	Corrente de magnetização do TC
$IL$	Corrente de linha da rede de distribuição
$I_{max}$	Corrente máxima do alimentador ou ramal a proteger
$I_n$	Corrente nominal
$I_{nch}$	Corrente nominal da chave fusível
$I_{ne}$	Corrente nominal do elo fusível
$I_{nFUS09}$	Corrente nominal do elo fusível – FUS09
$I_{nFUS19}$	Corrente nominal do elo fusível – FUS19
$I_{nFUS52}$	Corrente nominal do elo fusível – FUS52
$I_{nFUS60}$	Corrente nominal do elo fusível – FUS60
$I_{nTC}$	Corrente nominal do TC
$I_p$	Corrente primária do TC
$I_s$	Corrente secundária do TC
$I_{tap50F}$	Corrente de <i>tap</i> da unidade instantânea de fase
$I_{tap50N}$	Corrente de <i>tap</i> da unidade instantânea de neutro
$I_{tap51F}$	Corrente de <i>tap</i> da unidade temporizada de fase
$I_{tap51N}$	Corrente de <i>tap</i> da unidade temporizada de neutro
$jX_1$	Reatância indutiva do enrolamento primário do TC
$jX_2$	Reatância indutiva do enrolamento secundário do TC
$jX_c$	Reatância de carga do TC
$jX_m$	Reatância do circuito magnético do TC
$KI$	Coefficiente que define o tipo de curva de temporização do relé temporizado

$k$	Fator de crescimento ou fator de segurança
$K_{des}$	Fator de desequilíbrio do sistema
$K_f$	Fator multiplicador da curva do elo fusível como critério de coordenação com religador
$K_t$	Fator multiplicador devido a corrente de <i>inrush</i>
$l_{fio}$	Comprimento do fio de ligação dos aparelhos de medida e proteção
$L_r$	Coefficiente que define o tipo de curva de temporização do relé temporizado
$M$	Múltiplo de acionamento do relé
$n$	Número de anos de planejamento
$N_{sec}$	Número de contagem do seccionizador
$N_1$	Enrolamento primário do TC
$N_2$	Enrolamento secundário do TC
$P_{TC}$	Potência do Transformador de Corrente
$R_1$	Resistência do enrolamento primário do TC
$R_2$	Resistência do enrolamento secundário do TC
$R_c$	Resistência de carga do TC
$R_m$	Resistência do circuito magnético do TC
$RTC$	Relação de transformação do Transformador de Corrente
$RTC_{R2}$	Relação de transformação do Transformador de Corrente do religador 2
$S_{TR}$	Potência aparente do transformador de distribuição
$t$	Unidade de tempo
$t_{51FR2}$	Tempo de atuação da unidade temporizada de fase do religador 2
$t_A$	Tempo de ajuste do relé temporizado 51A
$T_{ap51FR2}$	Tap do relé temporizado de fase do religador 2
$T_{ap51NR2}$	Tap do relé temporizado de neutro do religador 2

$T_{ap50FR2}$	<i>Tap</i> do relé instantâneo de fase do religador 2
$T_{ap50NR2}$	<i>Tap</i> do relé instantâneo de neutro do religador 2
$T_{ap51FR1}$	<i>Tap</i> do relé temporizado de fase do religador 1
$T_{ap51NR1}$	<i>Tap</i> do relé temporizado de neutro do religador 1
$T_{ap50FR1}$	<i>Tap</i> do relé instantâneo de fase do religador 1
$T_{ap50NR1}$	<i>Tap</i> do relé instantâneo de neutro do religador 1
$T_{apTC}$	<i>Tap</i> mínimo do TC para que não haja saturação
$T_{apTCR2}$	<i>Tap</i> do Transformador de Corrente do religador 2
$T_{apmax}$	<i>Tap</i> máximo do TC escolhido no estudo
$t_B$	Tempo de ajuste do relé temporizado 51B
$t_C$	Tempo de ajuste do relé temporizado 51C
$t_d$	Tempo de disparo
$t_f$	Tempo de fechamento
$T_{iprot}$	Tempo de interrupção do elo fusível protetor
$T_{iprotg}$	Tempo de interrupção do elo fusível protegido
$t_{min}$	Tempo mínimo de atuação do elo fusível
$t_{max}$	Tempo máximo de atuação do elo fusível
$t_{med}$	Tempo médio de atuação do elo fusível
$t_p$	Tempo próprio do religador
$t_{re}$	Tempo de religamento
$t_{reset}$	Tempo de <i>reset</i> do seccionizador
$VL$	Tensão entre linha da Rede de Distribuição
$X/R$	Característica X/R da falta no circuito primário
$Z$	Impedância da Rede de Distribuição

$Z_1$	Impedância do enrolamento primário do TC
$Z_2$	Impedância do enrolamento secundário do TC
$Z_{carga}$	Impedância de carga do TC
$Z_{bn}$	Impedância nominal do TC
$Z_m$	Impedância do circuito magnético do TC
$\omega_1$	Frequência do sinal analógico
$\omega_s$	Frequência de amostragem
$\alpha$	Coefficiente que define o tipo de curva de temporização do relé temporizado
$\beta$	Coefficiente que define o tipo de curva de temporização do relé temporizado
$\Delta t$	Diferença de tempo entre dois relés para haver coordenação entre eles
$\emptyset$	Fluxo magnético
$\rho_{cobre}$	Resistividade do cobre

## GLOSSÁRIO

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
A/D	Conversor Analógico Digital
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASA	<i>América Standart Association</i>
CA	Condutores de alumínio sem alma de aço
CAA	Condutores de alumínio com alma de aço
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
D/A	Conversor Digital Analógico
DC	Corrente Contínua
DFT	Transformada Discreta de Fourier
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico por unidade consumidora
Digimec	Digimec Automatização Industrial LTDA
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
EMTP	<i>Eletromagnetic Transient Program</i>
ESCOS	<i>Energy Services Companies</i>
FCR	Fator de Correlação Relativo
FS	Fator de Sobrecorrente
IEC	<i>International Electrothechnical Comission</i>
IEE	<i>Institute of Electrical Engineers</i>



IEEE	<i>Institute of Electrical &amp; Electronics Engineers</i>
LT	Linha de Transmissão
MCM	Mil Circular Mils – unidade da secção de cabos elétricos
MOV	<i>Metal Oxide Varistor</i>
NT	Normas Técnicas
ONS	Operador Nacional de Sistemas
PDS	Processamento Digital de Sinais
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RD	Rede de Distribuição
RDR	Rede de Distribuição Rural
RDU	Rede de Distribuição Urbana
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Integrado Nacional
<i>Tap</i>	Derivação
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
SE	Subestação de Transformação
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SFCL	<i>Superconducting Fault Current Limiters</i>

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Em uma Rede de Distribuição (RD) surgem com frequência interrupções no seu funcionamento ocasionado por um defeito, falha ou falta. O curto-circuito corresponde à condição mais severa de falha elétrica que ocorre em um Sistema Elétrico de Potência (SEP). É o mais comum, não raro, que dá origem a correntes elevadas circulando em todos os elementos energizados, produzindo muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às unidades consumidoras. O curto-circuito pode acontecer entre as três fases, entre duas fases quaisquer envolvendo ou não a terra e entre uma das fases e a terra. A sobrecarga também é considerada como uma condição anormal em que não constitui uma falha no sistema, mas um procedimento incorreto de operação provocado muitas vezes pelo aumento de carga do sistema [1]. Enquanto que a sobrecarga é de duração prolongada o curto-circuito é de curta duração.

As causas das faltas na RD decorrem de vários fatores: operacionais, elétricos, mecânicos, naturais e de manutenção. Problemas de isolamento facilitam a ruptura do dielétrico entre pontos de potenciais diferentes, provocando o escoamento da corrente elétrica entre as partes envolvidas, geralmente com a terra. Problemas mecânicos causados pela natureza como ação do vento, neve, contaminação, árvores, provocam a ação mecânica no sistema. Problemas elétricos como a sobretensão são provocados por descargas atmosféricas ou surtos de chaveamento e manobra. O aquecimento dos cabos e equipamentos do sistema é um problema de natureza térmica devido às sobrecorrentes, sobretensões e desbalanceamento da RD. Decorrem do problema de manutenção vários fatores desde pessoal não treinado e qualificado, substituição de peças inadequadas, falta de controle e qualidade na compra de material, inspeção na RD não adequada, até vandalismo, queimadas, inundações, desmoronamentos e atos de sabotagem [2, 3].

A avaliação das interrupções de energia elétrica é feita rigorosamente pelas concessionárias, geradoras e distribuidoras de energia, a fim de contribuírem na orientação de planejamento operacional e estratégico, com o objetivo de melhorar a qualidade e o fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, as agências reguladoras como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fiscalizam e regulamentam o setor elétrico no sentido de garantir o comércio e o fornecimento de energia elétrica dentro de padrões e normas estabelecidos do setor de energia. A continuidade da distribuição de energia elétrica é regulamentada através da Resolução Nº 469/2011, que trata dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8, Seção 8.2 – Qualidade de Serviço [4]. Estabelece procedimentos relativos à qualidade de serviços prestada pelas distribuidoras aos consumidores e às distribuidoras cessantes. Define os indicadores de continuidade individuais: Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC); Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC); Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC); e Duração da Interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI) [5, 6, 7].

Programa do governo como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), programa não governamental como *Energy Services Companies* (ESCOS), elaboram e implementam projetos no setor com metas de melhorar a qualidade e eficiência da energia elétrica em todos os setores comercial, industrial e social. Focam distúrbios relacionados com a qualidade de energia elétrica como variações momentâneas e instantâneas das tensões, frequências, distorções harmônicas, flutuação das tensões, cintilação e desequilíbrio de tensão [8]. O principal desafio das concessionárias é fornecer um serviço confiável, com custo reduzido em manutenção e deslocamento de equipe técnica e de apoio.

Além de atender as exigências das agências reguladoras, as concessionárias têm uma grande responsabilidade de manter a confiabilidade de um serviço que envolve vários fatores, dentre eles, o de equilibrar carga e geração e o pronto desligamento das linhas e equipamentos afetados por algum distúrbio e a imediata recomposição das instalações após a extinção das anormalidades. A operação estável do SEP requer um ajuste contínuo das máquinas motrizes e das cargas elétricas do sistema. Existem condições muito severas quando ocorrem distúrbios em um sistema como: a falta em uma Linha de Transmissão

(LT) ou RD e a perda de um gerador ou um bloco de cargas que afetam os consumidores [9].

Assim, a proteção de LT, das RD de energia elétrica e equipamentos são de fundamental importância na manutenção e fornecimento de energia elétrica. O assunto requer um trabalho minucioso de estudos, cálculos, planejamentos, projetos e um suporte técnico para manter a estrutura funcional do sistema de proteção, cujas propriedades básicas são: confiabilidade, seletividade, velocidade e sensibilidade.

A seletividade consiste no dispositivo de proteção mais próximo do defeito desconectar a parte defeituosa do sistema. Para isso, deverá ser capaz de definir se aquela ocorrência é interna ou externa à sua zona de proteção e se a ocorrência está nos limites de sua zona protegida.

A velocidade é definida como o tempo mínimo de operação para um dispositivo de proteção atuar, a fim de reduzir ou mesmo eliminar as avarias do sistema protegido, reduzir o tempo de afundamento da tensão e permitir a resincronização das máquinas operatrizes.

Destes requisitos o mais exigente é a sensibilidade, qualidade que deve possuir o dispositivo para reconhecer com precisão a faixa de valores indicados para operação e não operação.

Confiabilidade é uma propriedade do elemento de proteção de cumprir com segurança e exatidão as funções que lhe foram confiadas [1, 10].

As interrupções também geram custos de natureza financeira com a perda do faturamento de energia não vendida pela concessionária e com sua imagem junto a seus clientes e custos sociais financeiros do cliente com a perda de faturamento dos seus negócios.

Parte dessa responsabilidade recai sobre a proteção do sistema que fundamentalmente mantém o fornecimento de energia elétrica monitorando e atuando sobre todos os tipos de anormalidades.

Conhecer todos os fatores que envolvem a proteção de um sistema de potência, entre eles a RD, é muito delicado e necessita de conhecimentos profundos dos fenômenos

que envolvem as anormalidades que ocorrem. O curto-circuito é a falta grave que precisa imediatamente ser corrigida uma vez que pode resultar em danos irreparáveis ao sistema. Saber suas causas e fenômenos facilitam o trabalho que é dispensado à proteção e contribui para que cada vez mais a proteção tenha um avanço no aprimoramento de sua funcionalidade mecânica e elétrica. O estudo de curto-circuito na RD tem por finalidade:

- a) Permitir o dimensionamento dos diversos componentes do sistema quando sujeitos às solicitações dinâmicas e efeitos térmicos;
- b) Possibilitar a seleção de disjuntores e religadores;
- c) Permitir a execução da coordenação de relés de proteção;
- d) Possibilitar a especificação de para-raios [3].

O estudo de curto-circuito na RD requer cálculos que englobam o estudo de circuitos polifásicos, componentes simétricos, representação do sistema por unidade (p.u.), componentes de sequência, faltas assimétricas, e os teoremas básicos de Superposição e Thévenin.

O estudo da proteção da RD é um fator determinante dessas ações, para dar suporte técnico e permitir que as concessionárias, em sua busca por melhorias, forneçam ao consumidor energia de qualidade e de forma contínua. Um dos problemas da proteção está na determinação do comportamento de uma RD diante de uma contingência, por exemplo, o curto-circuito. Espera-se que a proteção deva isolar a parte atingida pelo defeito mantendo a continuidade do serviço nas demais partes do sistema. Que a atuação dos dispositivos de proteção diminua ou extingue os defeitos no menor tempo possível. Que identifique o defeito e com o menor valor da grandeza seja capaz de ativar o dispositivo de proteção. E que opere sob condições normais e anormais sem realizar uma falsa operação.

## **1.2 OBJETIVO**

A proposta deste trabalho é estudar o comportamento da proteção de uma RD, utilizando-se de ferramentas computacionais como o *software* ATP/EMTP. Através da linguagem MODELS propõe-se modelar os dispositivos de proteção mais usuais em uma RD, tais como: religador, seccionizador e fusível. Diante dos resultados obtidos na

simulação aplicar os ajustes e coordenação e adequar a proteção ao melhor estado de funcionamento que proporcione o menor risco de falha e que os requisitos básicos da proteção sejam atendidos.

### **1.3 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA TÉCNICA, CIENTÍFICA E SOCIAL**

Um sistema de proteção devidamente projetado e ajustado apresenta inúmeras vantagens do ponto de vista técnico, científico e social.

**Técnico:** menores danos aos materiais e equipamentos que não ficam sujeitos a constantes desligamentos e ações maléficas das anormalidades. Proporciona uma maior vida útil, menores custos de manutenção como gastos com combustíveis, transportes e mão de obra. Viabiliza a facilidade de manobra, redução no número de desligamentos e tempos de interrupções, maior segurança do sistema, maior simplicidade e racionalização do sistema e aperfeiçoa a busca e pesquisa de defeitos.

**Científico:** Os estudos e pesquisas mostram o conhecimento de causa e efeito e levam a busca de tecnologias especiais que asseguram a proteção do sistema elétrico. Atualmente os dispositivos de proteção são fabricados para atuarem com velocidades espantosas, ressalta-se que esta rapidez na resposta é uma das principais características desejadas e esperadas do sistema de proteção. Para se ter uma ideia, segundo a revista “corrente contínua” [11], um sinal de desligamento leva 33 milissegundos para percorrer 3.500 quilômetros a partir da Usina Hidroelétrica de Itaipú, em Foz do Iguaçu, no Paraná, até Imperatriz no Maranhão e do Maranhão para a Usina Hidroelétrica de Tucuruí, no Pará.

A mesma revista enumera a grandiosidade de um sistema de operação, como é o Sistema Integrado Nacional (SIN), que controlam mais de 49 mil intervenções diárias nos sistemas e recebem a cada quatro segundo mais de 40 mil informações. O Operador Nacional de Sistemas (ONS) faz o gerenciamento de 279 sistemas que aumentam a segurança operacional do SIN e diminuem a possibilidade de ocorrência de grandes perturbações, ou restringem a área de abrangência dessas perturbações.

A ocorrência de fortes descargas atmosféricas nas linhas de transmissão de Itaipú, em julho de 2009, que desligou automaticamente duas linhas de 765 kV, poderia ser pior se o resultado da operação não tivesse a velocidade da intervenção do sistema de proteção.

Graças aos estudos e as pesquisas, a tecnologia pôde ser implementada nos dispositivos de proteção, que atuam no sistema com valor menor que 16 milissegundos e alguns dispositivos detectam problemas na rede em oito milissegundos, ou seja, meio ciclo de um sinal na frequência de 60Hz.

Os relés começaram como dispositivos eletromecânicos até a década de 60 quando o computador começou a substituir lenta e sistematicamente muitas das ferramentas de análise na área de potência. A expansão dos SEPs, aliado à necessidade de um sistema mais confiável e de alto desempenho, contribuiu para que esses dispositivos fossem inseridos na era digital.

Com o desenvolvimento da tecnologia digital deu-se início aos relés computadorizados numéricos ou digitais [10]. Várias instituições estão discutindo a regulamentação e a implantação das redes inteligentes de energia, denominadas *Smart Grids*, no Brasil. E qual será o futuro da proteção para atuar num sistema inteligente?

Por fim, a relevância na área social: as empresas melhorariam muito sua imagem juntos aos consumidores, aumentando o faturamento com investimentos no setor, fornecimento de energia com qualidade, diminuição do desperdício de energia desde a geração até o ponto de distribuição, e o setor terá um desenvolvimento sustentável com benefícios à sociedade.

## **1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO**

Este trabalho está organizado de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, realiza-se o levantamento do estado da arte de simulações de equipamentos de proteção em Rede de Distribuição utilizando a linguagem do ATP (do inglês *Alternative Transients Program*).
- No Capítulo 3, abordam-se os conceitos da proteção de sobrecorrente de Redes de Distribuição.
- No Capítulo 4, apresenta-se um memorial de cálculo onde são dimensionados e calculados todos os parâmetros necessários aos ajustes para coordenação dos equipamentos de proteção.

- No Capítulo 5, por sua vez, são apresentados a modelagem e simulação dos equipamentos de proteção de sobrecorrente nas Redes de Distribuição primária utilizando a linguagem do ATP.
- No Capítulo 6, apresentam-se os resultados obtidos da modelagem e simulação dos equipamentos de proteção de sobrecorrente de distribuição, analisando seu comportamento, comparando seu desempenho com a realidade do sistema proposto, simulados em programas do tipo ATP.
- Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.



## CAPÍTULO 2

### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A linha de transmissão devido a sua importância estratégica no transporte de energia elétrica está apoiada em bases sólidas com um número significativo de trabalhos desenvolvidos na sua proteção. Sendo a falta mais grave aquele provocado por curto-circuito, não desconsiderando a sobrecarga, os recursos mais utilizados na proteção são [12]:

- Proteção temporizada com relés de sobrecorrente de tempo definido nos casos de redes radiais ou em anel;
- Proteção temporizada com relés de sobrecorrente de tempo inverso, nos casos de redes de média tensão, onde a corrente de curto-circuito é bem superior à corrente nominal do relé;
- Proteção direcional de sobrecorrente temporizada usada nas redes de até 20kV;
- Proteção de relés de distância usadas nas redes de extra-alta tensão e média tensão;
- Proteção diferencial longitudinal por via piloto, usadas em linhas aéreas de média e alta tensão tendo cerca de 10km de comprimento;
- Proteção diferencial transversal, empregados como proteção seletiva;
- Proteção monofásica;

A rede de distribuição é um SEP de pequeno porte cuja proteção se caracteriza na utilização dos dispositivos fusíveis, seccionadores e religadores, como elementos ativos na detecção e atuação diante de distúrbios elétricos. Excluindo os fusíveis, todos utilizam os relés como elemento integrante de sua constituição. Hoje, com maior evidência, a aplicação de relés digitais na proteção.

Os trabalhos desenvolvidos com a tecnologia digital na proteção de sistema elétrico de potência teve seu início na década de 60, quando começaram a utilizar os computadores como ferramenta de análise na área de potência. Como passo seguinte, a aplicação dessa tecnologia seria no desenvolvimento de relés de proteção, chamados de relés digitais.

Atualmente, as subestações são projetadas fazendo o uso exclusivamente de tecnologias digitais, onde os relés eletromecânicos vêm sendo substituídos por relés de proteção digital. A década de 70 foi quando os computadores tiveram aplicação em maior escala no monitoramento e controle em tempo real dos SEPs [13]. O futuro da proteção está presente com a aplicação de técnicas inteligentes, em que, redes neurais artificiais, lógica *fuzzy*, algoritmos genéticos e outros meios, contribuem para a revolução na proteção de SEPs.

Segundo [14] a evolução dos relés de proteção iniciaram em 1900 quando os primeiros relés do tipo eletromagnéticos surgiram em 1902, entre eles os de sobrecorrente, direcional e diferencial. Por necessidade de seletividade em 1909 começaram a utilizar os relés de indução a disco de tempo inverso. O desenvolvimento do relé de distância do tipo impedância começou em 1923, mais tarde, em 1939, apareceram os relés do tipo “Mho” com alta precisão de indicar o ponto de falta. Em 1940, surgiram os primeiros relés estáticos que utilizavam válvulas termiônicas no seu funcionamento, e com o advento de circuitos transistorizados novos conceitos de proteção começaram a aparecer. Em 1960, os relés digitais começaram a ser desenvolvidos oferecendo informações variadas de entradas e saídas com múltiplas funções. Em 1980, com o advento do microprocessador digital iniciaram a implementação dessa tecnologia na proteção de linhas de transmissão. Em 2000, iniciou a aplicação de desenvolvimento de relés com tecnologias inteligentes.

Modelos de relés têm sido usados há muito tempo. A prática começou quando os fabricantes tiveram a necessidade de criar protótipos para a fabricação de relés. Mas as características básicas de funcionamento e o conhecimento eletromecânico do sistema, na época, eram limitados. Em função de inúmeros testes estes protótipos foram modificados com os conhecimentos adquiridos e com o avanço da tecnologia chegaram a fabricar os relés chamados de estado sólido. A prática continuou mesmo com a introdução de técnicas digitais sob a forma de relés numéricos. Gradualmente a prática da construção de protótipos foi substituída pelo uso de programas de computador nos estudos de modelos e desempenho de relés. E, posteriormente, a análise de sistema foi introduzida para desenvolver e incluir modelos de relés para análise de falhas em programas de estabilidade.

Modelagens e simulações de sistemas de energia têm sido uma prática comum em engenharia, centro de pesquisas e universidades por mais de trinta anos. Nos últimos quinze anos, programas de cálculos de redes entraram no mercado e a possibilidade de usá-

los na proteção e modelagem foi intensificada para outras funções como: investigar e melhorar projetos de proteção e algoritmos; selecionar tipos de relés apropriados para determinada aplicação; verificar, testar e ajustar os relés; investigar distúrbios na rede de distribuição; tornar econômico os testes reais com a troca por testes computacionais.

Dessa forma, o desenvolvimento de modelos e de *softwares* apareceu para dar suporte nas pesquisas e estudos da proteção de sistemas elétricos. Pode-se destacar os seguintes segmentos:

- A linguagem de programação e os modelos do SEP

A simulação de um sistema requer um grande número de modelos diferentes que a represente em parte ou em um todo. E com o crescimento do tamanho do sistema tornou-se muito complexo a estrutura, o funcionamento, a proteção, a estabilidade e a confiabilidade. Tudo isso requereu cálculos avançados e complexos que, sem a ajuda de programas computacionais, seria impossível acontecer.

Modelagem em sistema de energia normalmente é realizada através de programas de transitórios eletromagnéticos. Os procedimentos computacionais podem ser implementados usando o programa de transitórios eletromagnéticos tais como o EMTP [15] com linguagens especializadas como TACS [16, 17] ou MODELS [18, 19, 20] adequados para simulação. Juntamente com EMTDC, NETOMAC, *Blockset Power System* do MATLAB, EUROSTAG, utilizam a integração numérica para obter soluções no tempo. Além disso, existem programas como o PSS/E e NEPLAN para modelagem e análise de sistema de energia em dispositivos de estado sólido.

A utilização de outras linguagens de alto nível ajuda na modelagem e formam em conjunto com outros *softwares*, pacotes como ATP e FORTRAN, EMTDC e FORTRAN, ATP e MATLAB, FORTRAN e C++, ATP e C++ [21, 22], etc. Em [23] apresenta um *link* programado entre transitórios envolvendo o EMTP e MATLAB. É uma interligação onde MATLAB pode ser chamado a partir do código FORTRAN. Fornece uma ferramenta de modelagem definida pelo usuário, que com a utilização de suas poderosas *toolboxes* são usadas com significativas vantagens, nas simulações de redes em geral. O resultado mostrou essa possibilidade de interação. Em [24], o artigo apresenta uma nova abordagem na simulação do sistema de proteção. O sistema de potência é modelado pelo

ATP/MODELS enquanto que o modelo do relé digital é programado em C++. Isso permite uma interface perfeita entre o modelo de rede e o relé de proteção. Um exemplo foi utilizado para demonstrar a interação desenvolvida nessa nova abordagem.

A proposta de [21] foi a implementação de um relé numérico de distância através da linguagem de programação ANSI C sob a plataforma do GNU/Linux. Esta metodologia pode ser implementada, em qualquer plataforma Windows sobre a qual possa funcionar o EMTP/ATP e o pacote ATP/MingW. Implementou-se um relé de distancia numérico através dos modelos externos (*foreign models*). O resultado mostra que é viável a implementação e simulação de componentes complexos, utilizando essa metodologia. E em [25] foi desenvolvida uma interface gráfica onde pode gerar os modelos de relés de distância e diferencial na linguagem FORTRAN.

Em [26], propôs a modelagem do relé utilizando a linguagem de alto nível do MATLAB. A interação entre ATP e o MATLAB utiliza um “*buffer* interação” que, segundo o artigo, torna o sistema de proteção muito eficiente, flexível e preciso. Dessa forma, a referência [27] descreve como modelar o comportamento dinâmico de um relé de distância usando o MATLAB em que o algoritmo baseia-se no cálculo de fasores de tensão e corrente usando o filtro de *Fourier*.

- Modelos de transformadores para instrumentos

Uma vez que os transientes podem influenciar no desempenho dos relés, sua simulação deve ser o mais real possível. Inúmeros fatores como a saturação, núcleo, fenômenos de ferro-ressonância, harmônicos e sub harmônicos podem causar erros na precisão e velocidade do relé. O mais significativo é a saturação.

Existem vários trabalhos [22, 28, 29, 30] que apresentam estudos de modelos de transformadores. A CIGRÉ referencia em [22] tensão e correntes não convencionais dos transformadores, em [29] os autores fazem uma avaliação experimental de um modelo do transformador de corrente no EMTP para o estudo de transiente na proteção e em [30] apresenta um novo método para a implementação dos componentes não linear no EMTP. Outros autores apresentam em [31] elementos adicionais de proteção como o TC, TPC, o relé direcional de distância (Mho) e relé diferencial de transformador. Mostram que é possível simular a interação dinâmica entre o sistema de potência e a proteção.

E mais trabalhos foram publicados, na referência [32] um novo modelo para transformador de potência foi simulado no ATP/EMTP modelando um relé diferencial de corrente para um transformador. A técnica de modelagem do relé digital desenvolvido no MATLAB pode ser utilizado para modelar outros relés. Em [33], o artigo descreve um modelo e a simulação do TC na presença de religadores com os dados de testes em laboratórios da saturação e relação de transformação determinando sua resposta para diferentes situações da rede. A simulação utilizou o programa de transitórios EMTP/ATP e a comparação dos oscilogramas com os testes de saturação. Os resultados foram significativos que dá condições de estabelecer uma adequada seleção e funcionamento confiável dos religadores.

- Modelos de relés

Como devem se comportar de uma forma bem real, os trabalhos voltados com essa intenção são inúmeros. Isso envolve todo o tipo de estudo, uns voltados para fenômenos que influenciam na sua ação como elemento protetor, e outros voltados para os tipos e formas construtivas dos relés eletromecânicos e digitais.

Os algoritmos para estimar fasores são os que apresentam várias documentações no domínio da proteção digital. Por exemplo, o uso de modelos de fasores. Em [34] fazem uma análise teórica de algumas características dinâmicas do relé devido aos transitórios. Estas características são derivadas do conceito de fasor que é válida apenas durante a condição de estado estacionário e, portanto, eles não são aplicáveis à análise de transitórios. Com o aparecimento dos relés digitais isto tornou-se crítico, e por esta razão, modelos mais complexos tiveram que ser desenvolvidos.

Para determinar um novo algoritmo de estimação de fasores na proteção de distância da linha de transmissão, o artigo [35] apresenta um estudo aprofundado sobre o desempenho da proteção convencional de linhas de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda. Como ferramenta computacional, utiliza o software ATP nas simulações e análises dos resultados que se mostraram bastante significativos. O ciclo completo de *Fourier* e o filtro cosseno são os mais utilizados no processo.

Com relação aos tipos de relés, há trabalhos referenciando modelos matemáticos. Em [36] os autores apresentam um modelo para a armadura de um relé de sobrecorrente

instantâneo com base em testes de laboratório. O modelo inclui a parte mecânica, subsistemas elétricos e magnéticos em conjunto com as fórmulas analíticas que os descrevem. Em [37] apresentam um modelo matemático para um relé de distância do tipo Mho.

Apesar do bom funcionamento dos relés eletromecânicos, os relés digitais acrescentaram uma boa dose de tecnologia e grandes modificações na eficiência e no funcionamento dos relés de proteção. Com eles, vieram o aparecimento de técnicas digitais, lógicas de implementação, modelos matemáticos, filtros, estimação de fasores, tomadas de decisões, etc.

A grande maioria dos trabalhos utiliza o ATP/EMTP. Em [38], um modelo de relé direcional de sobrecorrente aborda a capacidade de interagir com outros relés. Assim, módulos de relés têm sido desenvolvidos para o EMTP como: componente filtro passa-baixo, a conversão de sinal, presença ou ausência de bloqueamento ou sinal de comunicação. Em [39] um modelo de relé de distância foi feito dentro do pacote TACS/EMTP. Apresenta um modelo de relé microprocessado onde os sinais de entrada são analógicos, passando por filtros anti-aliasing e por um conversor A/D.

Os efeitos da utilização de diferentes filtros, taxa de amostragem, puderam ser analisados. Em [40], o artigo apresenta um novo algoritmo para a primeira zona de proteção por relés de distância para linhas de transmissão compensadas por capacitores instalados em série. O algoritmo foi desenvolvido em ATP/EMTP e provou ser satisfatório o desempenho do algoritmo na proteção apresentada.

A referência [17] faz uma abordagem sistemática para o ensino de fundamentos do relé digital. O modelo do sistema de proteção implementado no EMTP contém os seguintes blocos: transformadores para instrumentos, condicionamento de sinais, cálculo da magnitude e fase da grandeza, algoritmo e lógica de *trip* do relé.

A maioria dos trabalhos enfoca a proteção de distância das LTs. Em [41], apresenta-se a modelagem de um relé de distância no software EMTP para testar seu desempenho frente aos relés comerciais. Em [42] propõe a análise da influência da compensação série fixos e controláveis (*Thyristor-Controlled Series Capacitors - TCSC*) sobre a proteção de distância da LT, com base em um modelo digital. Em [43] o artigo

apresentou um estudo para avaliar o desempenho da proteção a distância aplicado a três terminais de linha, em que, os relés de distância foram modelados no software EMTP. A avaliação se baseou nas condições do sistema para diferentes comprimentos da linha.

Para modelar e simular a proteção diferencial de linhas de transmissão no ATP, o artigo [44] apresenta uma implementação lógica da proteção diferencial, considerando a comunicação entre os relés localizados nas extremidades de uma linha de 180km. Usa a fibra ótica para envio de vetores com etiquetas de tempo, cuja sincronização dos relógios é feita por GPS. Embora em desenvolvimento, os resultados mostraram que é possível avaliar o comportamento do sistema de potência frente a sua operação.

Um trabalho mostrou em [45] a modelagem para simular um relé numérico microprocessado que implementa algoritmos da proteção diferencial de transformadores de potência. Utiliza como ferramenta computacional o ATP e sua interface ATP/Draw, e modela o dispositivo no ambiente MODELS. Os resultados mostraram que é possível avaliar o comportamento da proteção do sistema de potência.

Em [46], uma tese de doutorado, descreve uma nova abordagem da modelagem e desenhos de relés numéricos propondo empregar uma metodologia na linguagem C++. Um número de estudos do sistema de proteção foi realizado com a estrutura criada e com a metodologia proposta. Ajustes de relés de distância e diferencial foram estudados. O comportamento e desempenho do relé sob efeito de saturação do TC e o efeito da remoção do *anti-aliasing* foram investigados. Os resultados mostraram que o modelo de relé numérico respondeu satisfatoriamente com os resultados esperados nos testes.

Os artigos publicados na mesma época do aparecimento dos relés digitais [47, 48] abordam o desenvolvimento de algoritmos para a proteção de linhas de transmissão. Outros desenvolvimentos que ocorreram, trabalharam na investigação das componentes fundamentais de ondas com ruídos baseando no método de *Fourier* de um ciclo [49, 50]. Os algoritmos para a proteção de LT foram amplamente estudados no desenvolvimento de relés digitais, dentre as técnicas utilizadas estão as que utilizam a estimação de componentes da forma de onda de corrente e tensão: transformada *Walsh*, filtro *Kalman* [51], transformada de *Wavelet*, janelas curtas, Mínimos Quadrados e transformada de *Fourier*.

O artigo [52] faz uma comparação entre a transformada de *Wavelet* discreta e de sua redundante, aplicada à localização de faltas em linhas de transmissão por ondas viajantes. Utilizou-se de um algoritmo na localização de faltas de dois terminais. As simulações de faltas utilizaram o software ATP que permitiu a análise estatística da comparação, a partir da qual, é possível identificar suas vantagens.

- Alimentadores

Pode-se citar o trabalho recente em 2012 [53] que propõe a validação de resultados do estudo da proteção de sobrecorrente de um alimentador com 34 barramentos. Para tanto, um religador é instalado perto da SE e fusíveis nos ramais. O sistema de distribuição foi utilizado para análise do fluxo de carga, personalizar o dispositivo de proteção e realizar o estudo da proteção de sobrecorrente no alimentador em teste. Teste de ajustes e coordenação entre religador e fusível e entre fusível foram realizados. Os resultados dos estudos mostraram que a coordenação entre os dispositivos é adequada para todos os tipos de falhas do alimentador.

A atuação dos dispositivos de proteção numa falta monofásica é um problema quando são instalados religadores trifásicos por causa da saída de operação das três fases interrompendo a alimentação de todos os consumidores, principalmente aqueles alimentados pela fase que não sofreu a falta. Em [54], o artigo explorara as possibilidades do controle de um religador programável monitorar a corrente em todas as fases para fazer disparos independentes na tomadas de decisões para cada fase. O resultado mostrou que essa implementação de abertura unipolar é útil para aumentar a confiabilidade do sistema. Apresenta várias soluções técnicas como resultados deste trabalho.

Em [55], o artigo apresenta um método considerado ideal para a colocação de religadores e seccionadores na rede de distribuição para reduzir o desequilíbrio devido a faltas permanentes. Utiliza de algoritmos para determinar a topologia da rede e no final apresenta os resultados. O algoritmo proposto foi aplicado em uma rede de distribuição Iraniano.

Um dos pontos de difícil coordenação é quando envolve religadores e fusíveis. O artigo [56] apresenta um estudo de coordenação com a modelagem de um sistema de distribuição e de um supercondutor limitador de corrente (em inglês, *Superconducting*



*Fault Current Limiters - SFCL*). O resultado mostrou que a presença do SFCL afeta a coordenação entre religadores e fusíveis melhorando a coordenação.

- Religadores, Fusíveis e Seccionalizadores.

Os trabalhos são inúmeros envolvendo o estudo individualizado e coordenado de cada elemento. Em [57] apresenta-se a implementação digital de um controle de um religador hidráulico que utiliza processadores de sinais digitais, devido à dificuldade que estes religadores têm para coordenar com religadores modernos e outros dispositivos de proteção. Algumas curvas características são implementadas e resultados experimentais são apresentados para mostrar a atuação do religador.

O artigo [58] apresenta um sistema para automatizar os religadores eletromecânicos convencionais utilizados na automação de redes de distribuição. Devido os dispositivos serem importados apresentam uma pequena flexibilidade para configurar e operar os religadores. O sistema proposto ofereceu um custo menor e melhorou a utilização dos religadores instalados.

O artigo [59] descreve sobre um modelo empírico de fusível limitador de corrente aplicado a um sistema de distribuição. As várias fases de operação do fusível são modeladas usando componentes elétricos. O modelo mostra a possibilidade de verificar qual o valor da tensão que provoca o maior aquecimento do fusível pela função  $I^2 \times t$ , assumindo um tempo de fusão menor que  $\frac{1}{4}$  de ciclo. O programa EMTP provou ser muito útil nesse processo.

Em [60], o artigo apresenta um trabalho feito para avaliar a qualidade de energia, comparando a atuação dos fusíveis tipo expulsão com os fusíveis limitadores de corrente em um sistema de distribuição. Para isso os modelos digitais de fusíveis foram desenvolvidos e utilizados no programa EMTP/ATP. Os resultados mostraram o comportamento dos fusíveis limitadores os quais melhoram a qualidade de energia reduzindo a duração do afundamento da tensão durante a falta.

- Grupos de trabalho

Alguns mais recentes documentos publicados na área de desenvolvimento de modelos têm sido feito pelo Instituto de Engenharia Elétrica e Eletrônica (do inglês,

*Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*). São vários grupos, dentre eles o IEEE WG-C7 [61] e IEEE WG-C1[62] que abrangem os temas mais importantes relacionados aos tipos e modelos de relés, *softwares*, informações necessárias para modelagem, etc.

A Comissão Internacional de Eletrotécnica (em inglês *International Electrothechnical Comission - IEC*) tem um grande número de comissões técnicas e grupo de trabalho desenvolvendo estudos voltados para os transformadores para instrumentos [63]. Aqueles que estão relacionados com a modelagem de relés de proteção são: TC 38/WG-27 e TC 95/WG-10.

O Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (do inglês, *International Council on Large Electric Systems – CIGRÉ*), em [64], o grupo desenvolveu um estudo voltado para a modelagem de relés com o uso do ATP. Enfoca aplicação, tipos, metodologias de modelagens, validação de modelos de relés, fontes de informações para a construção de modelos de relés, etc. Em sua referência bibliográfica apresentam mais de duzentas fontes de consultas entre eles vários artigos publicados sobre a modelagem de relés.

## CAPÍTULO 3

### 3. FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

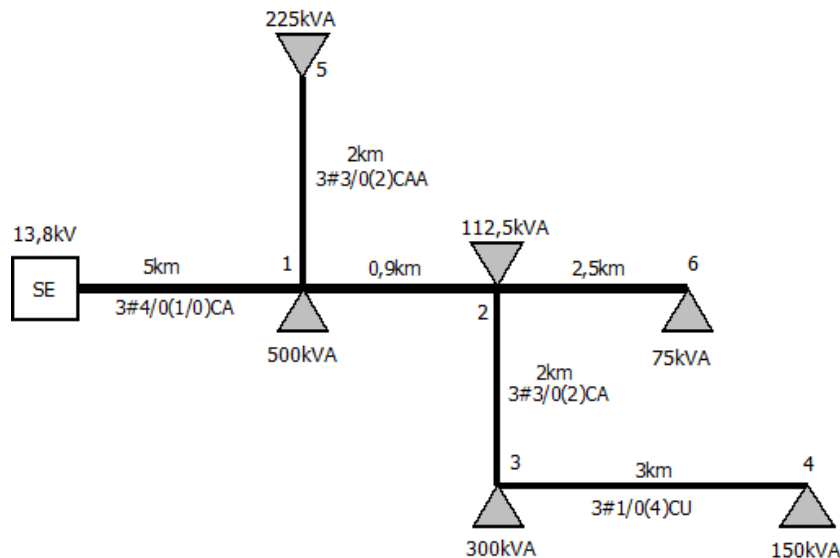
#### 3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A RD de energia elétrica é constituída por alimentadores que suprem as cargas de áreas urbanas e rurais. As áreas urbanas são consideradas aquelas em que os consumidores são classificados como: residencial, comercial e industrial. As áreas rurais geralmente estão distantes do centro de consumo e das subestações e suas cargas são pequenas, apenas para atendimento de residências e alguns setores de pequeno porte. Tomando essas definições como base, os alimentadores classificam-se como urbanos e rurais.

Os alimentadores empregam, usualmente, condutores de alumínio com alma de aço - CAA, ou sem alma de aço - CA, nús ou protegidos. Em geral os troncos alimentadores empregam a seção é de 336,4 MCM e tensão de 13,8 kV [7], mas de acordo com a carga os cabos podem variar de bitola: 1/0, 2/0, 3/0, 4/0 (AWG) e 266,8, 300,0, 397,5 (MCM). As instalações podem ser aérea ou subterrânea. A primeira é mais usada, pois, apresenta menor custo. A segunda é aplicada em áreas de grande densidade de carga, por exemplo, o centro de uma metrópole. São construídas utilizando-se postes de concreto em zonas urbanas ou madeira tratada em zonas rurais. Em seu topo são instaladas cruzetas, usualmente de madeira tratada, por onde passam os cabos sustentados por isoladores. Atualmente as cruzetas podem ser substituídas com o uso de cabos isolados que são sustentados por uma estrutura isolante denominada *spacer cable*. No Brasil, cada concessionária utiliza de suas Normas Técnicas (NT), para normatizar as instalações elétricas no âmbito de sua área de concessão, obedecendo aos padrões e especificações estabelecidos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

As redes primárias aéreas apresentam as seguintes configurações: radial e em anel. A configuração radial tem a característica ramificada, onde existe um tronco principal e suas ramificações, conforme mostra a **Figura 3.1**. O sistema é simples e barato, mas menos

eficiente. Neste sistema a energia flui no sentido da fonte para o consumidor. A configuração em anel é fechada onde há pelo menos dois troncos alimentadores interligados em paralelo. Tem a finalidade de suprir o consumidor com mais uma alternativa para dar continuidade de serviços.



**Figura 3.1** Configuração radial de uma rede de distribuição primária. Adequada de [65].

Uma RD está constantemente sujeita a distúrbios de toda a natureza e para sua proteção é instalado um conjunto de dispositivos de proteção, cada um específico para uma determinada anormalidade. As anormalidades de maior ocorrência em uma RD são aquelas relacionadas com sobrecorrentes e sobretensões.

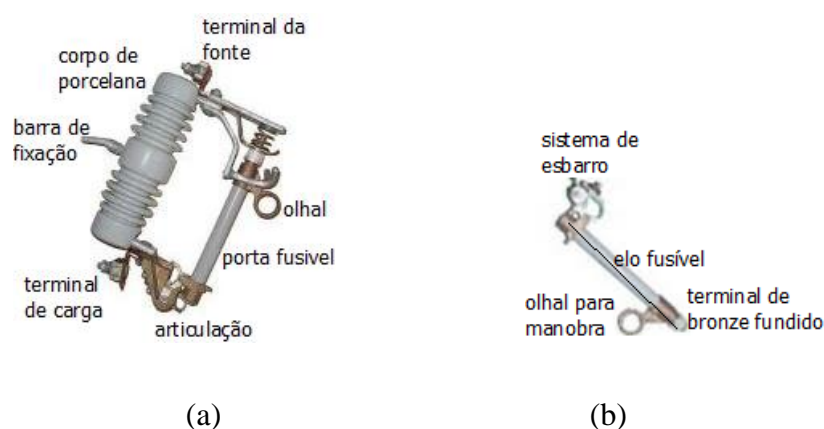
Neste trabalho são fundamentados os estudos que envolvem a proteção por sobrecorrente, especificamente o curto-circuito, desconsiderando as sobrecargas por serem variações moderadas da corrente que flui na RD e toleradas por um determinado tempo. Já o curto-circuito são variações extremas da corrente e se não forem limitados no seu módulo e tempo, danificam os componentes elétricos pelo qual são conduzidos. Enquanto que, o tempo permitido nas sobrecargas chega a vários segundos, o tempo de duração de um curto-circuito não deve ser superior a 2 segundos, normalmente deve ser limitado entre 50 a 1000 ms [1].

Os fusíveis e os relés são dispositivos básicos empregados na proteção de sistemas elétricos de qualquer natureza. A RD utiliza como dispositivos de proteção: chaves

fusíveis, religadores, seccionadores, relés em conjunto com disjuntores e descarregadores. Os dois últimos não serão tratados neste estudo.

## 3.2 CHAVE FUSÍVEL

A chave fusível é um equipamento eletromecânico destinado à proteção de sobrecorrente de circuitos primários de distribuição que têm como função básica interromper o circuito elétrico quando ocorrer a fusão do elo fusível (**Figura 3.2**).



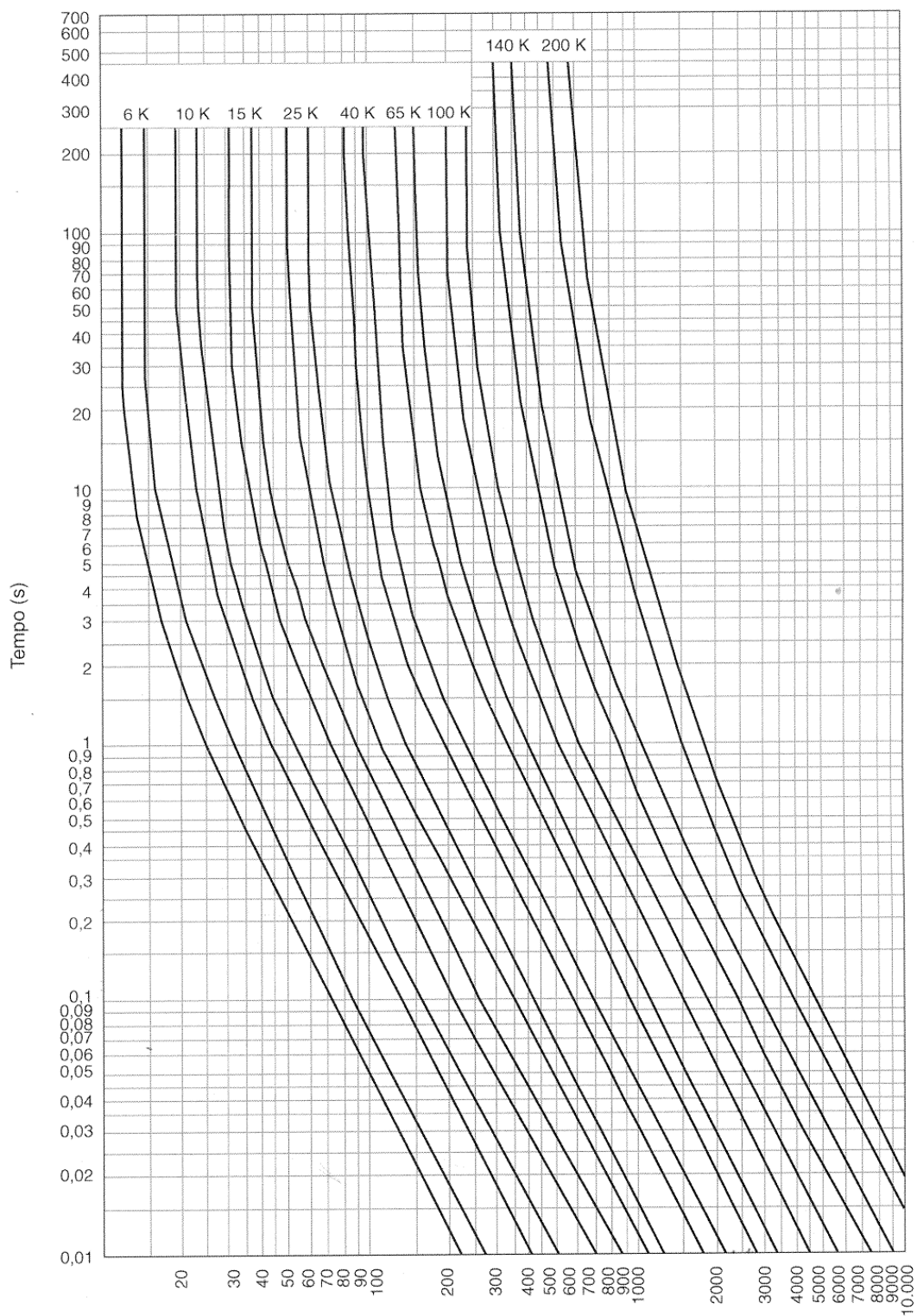
**Figura 3.2** (a) Chave Fusível unipolar; (b) Porta Fusível.

O elo fusível é fabricado e utilizado em função de sua curva tempo  $\times$  corrente fornecida em gráficos e úteis na elaboração de projetos de proteção e coordenação. Os gráficos são fornecidos com as curvas para tempo mínimo de atuação e para tempo máximo de atuação, específico para cada tipo de elo fusível.

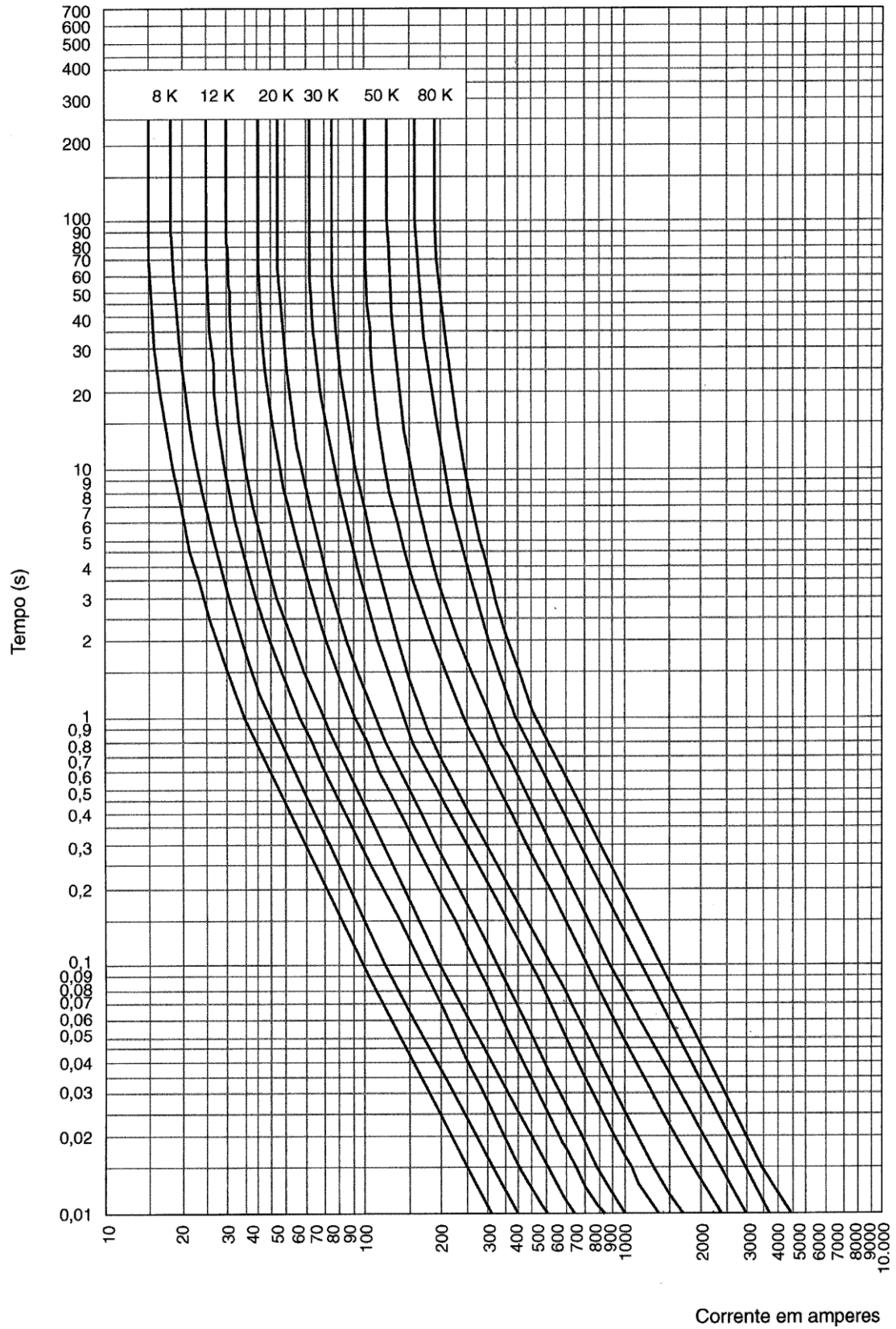
Os fusíveis possuem as seguintes classificações:

- Tipo “H” – apresenta tempo de atuação lento, denominados fusíveis de alto surto e é utilizado na proteção de transformadores de distribuição. É fabricado com correntes nominais de: 0,5, 1, 2, 3, 5A.
- Tipo “K” – apresenta tempo de atuação rápido, utilizado na proteção de ramais de alimentadores de distribuição, ou mesmo ao longo dos alimentadores na sua trajetória final. É agrupado em dois diferentes tipos: elos preferenciais e não preferenciais, fabricados com as seguintes correntes nominais: preferenciais – 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200A; não preferenciais – 8, 12, 20, 30, 50, 80 A.

A **Figura 3.3** ilustra os gráficos das curvas de atuação dos fusíveis tipo “K”, preferencial. A **Figura 3.4** ilustra os gráficos das curvas de atuação dos fusíveis tipo “K”, não preferencial. A **Figura 3.3** e **Figura 3.4** foram obtidas do catálogo da DELMAR [66].



**Figura 3.3** Característica tempo  $\times$  corrente dos elos fusíveis “K”, preferenciais. Adequada de [1].



**Figura 3.4** Característica tempo × corrente dos elos fusíveis “K”, não preferenciais. Adequada de [1].

- Tipo “T” – apresenta tempo de atuação lento, utilizado na proteção de alimentadores e ramais, fabricados com corrente nominal igual ao elo tipo “K”.

Para proteção de alimentadores ou ramais, no estudo dos elos fusíveis, devem ser considerados os seguintes critérios de aplicação:

- O crescimento da carga – considerar pelo menos um período de 5 anos. O fator  $k$  é empregado para levar em conta o crescimento, situações de remanejamento de carga ou sobrecarga. Para o caso de crescimento o fator  $k$  é determinado pela Equação 3.1.

$$k = (1 + a)^n \quad (3.1)$$

O fator de segurança  $k$ , normalmente é considerado com o valor de 1,5. Pode ser um valor qualquer entre 1 e 2.  $a$  é a taxa anual de crescimento (5%, 10%) e  $n$  é número de anos do planejamento ( 2, 5, 10 anos).

- Dimensionamento - dois elementos distintos devem ser considerados na análise. O primeiro é o cálculo do elo fusível, o segundo é o cálculo da chave fusível. A corrente nominal do elo fusível para a proteção de um ramal é igual ou superior a 1,5 (150%) da corrente de carga máxima prevista no ponto de instalação da chave fusível, conforme a Equação 3.2. A corrente nominal da chave fusível deve ser igual a pelo menos 150% da corrente nominal do elo fusível conforme a equação 3.3.

$$I_{ne} = 1,5 \times I_{max} \quad (3.2)$$

$$I_{nch} = 1,5 \times I_{ne} \quad (3.3)$$

- Calcular a corrente de curto trifásica, bifásica e fase-terra no ponto de instalação da chave fusível.
- A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% para curto de fase-terra mínimo que ocorrer no final do trecho protegido por ele, conforme a Equação 3.4.

$$I_{ne} \leq 0,25 \times I_{ccft} \quad (3.4)$$



- No cálculo de curto-circuito fase-terra mínimo deve-se considerar uma resistência de terra de  $40\Omega$  [1]. Este fato é muito comum quando o condutor cai ao solo que possui elevada resistência superficial.
- Determinar a corrente de carga máxima em cada barramento da RD.

A **Tabela 3.1** fornece todos os elementos necessários para aquisição das chaves fusíveis, cujas principais características são padronizadas pela NBR 8124 – Chave Fusível de Distribuição – Padronização (ABNT).

**Tabela 3.1** Características técnicas das chaves fusíveis classe 15kV – NBR 8124.

Tipo	Base		Porta-Fusível			Tensão suportável nominal			
	Tensão máxima do equipamento	Corrente nominal	Corrente nominal	Capacidade de interrupção Assimétrica	Capacidade de interrupção Simétrica	Impulso Atmosférico (valor de crista)		Frequência industrial a seco e sob chuva	
	(kV)	(A)	(A)	(A)	(A)	1	2	1	2
A	15	100	50	1.250	900	95	110	30	35
			100	2.000	1.400				
B			100	4.000	2.800				
			100	10.000	7.100				
C		200	200	10.000	7.100				

### 3.2.1 DIMENSIONAMENTO DE ELO FUSÍVEL

A maior aplicação do elo fusível na RD é na proteção de transformadores e ramais, em casos especiais na proteção de alimentadores. Para a proteção de transformadores o elo fusível deve satisfazer os seguintes requisitos:

- Atuar em caso de curto-circuito no transformador ou na rede secundária;
- Suportar a sobrecarga no transformador de até de 200%;
- Fundir num tempo inferior a 17s com correntes de 2,5 a 3 vezes a corrente nominal do transformador;
- Não deve fundir para corrente de magnetização estimada de 8 a 12 vezes a corrente nominal dos transformadores de potência até 2000kVA. Considera-se este transitório com duração em torno de 0,1s;

- e) Devem coordenar com as proteções à montante e à jusante do transformador [67].

A **Tabela 3.2** fornece os elos fusíveis para proteção de transformadores trifásicos nas classes de tensões de 6,6kV, 13,8kV e 22kV baseado em catálogos de fabricantes de transformadores.

**Tabela 3.2** Elos fusíveis para proteção de transformadores trifásicos de distribuição.

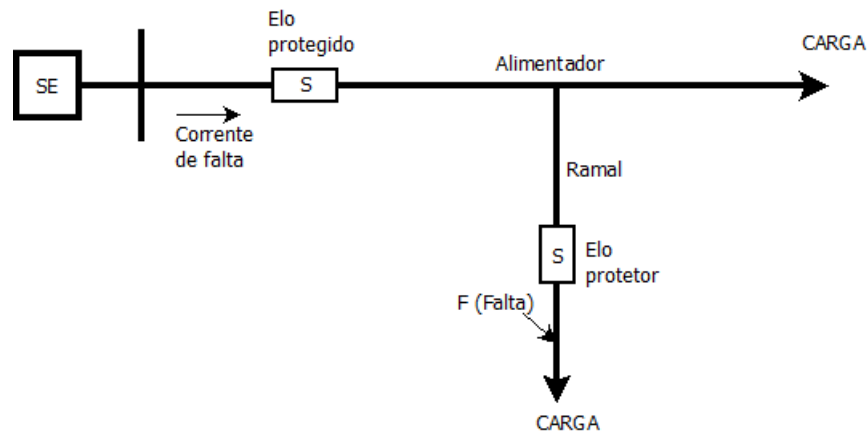
Potência do Transformador (kVA)	Transformador Trifásico					
	6,6kV		13,8kV		22kV	
	corrente (A)	Fusível	corrente (A)	Fusível	corrente (A)	Fusível
5	0,44	1H	0,21	–	0,13	–
10	0,87	1H*	0,42	1H	0,26	–
15	1,31	1H*	0,63	1H	0,39	1H
25	2,19	3H*	1,05	1H	0,66	1H
30	2,62	3H*	1,26	2H	0,79	1H*
37,5	3,28	5H	1,57	3H	0,98	1H*
45	3,94	5H*	1,88	3H	1,18	1H*
50	4,37	6K	2,09	3H	1,31	2H
75	6,56	8K	3,14	5H	1,97	3H
100	8,75	10k	4,18	6K	2,62	5H
112,5	9,84	10K*	4,71	6K	2,95	5H
150	13,12	15K	6,28	8K	3,94	5H*
200	17,50	20K	8,37	10K	5,25	6K
225	19,68	20K*	9,41	10K*	5,90	6K
250	21,87	25K	10,46	12K	6,56	8K
300	26,24	30K	12,55	15K	7,87	10K
400	34,99	40K	16,74	20K	10,50	12K
500	43,74	50K	20,92	25K	13,12	15K
600	52,49	65K	25,10	30K	15,75	20K

(\*) usar em condições normais, se haver queima deve ser trocado pelo elo imediatamente superior.

Para proteção de circuitos primários, o dimensionamento de elos fusíveis leva em conta os critérios de corrente, coordenação e seletividade. Em uma RD radial quando se apresenta dois ou mais elos fusíveis, o elo fusível mais próximo da falta é denominado de elo protetor (proteção principal), e o elo na retaguarda deste é denominado de elo protegido (proteção de retaguarda) conforme ilustra a **Figura 3.5**.

Os critérios de dimensionamento do elo de circuito primário de distribuição estabelecem que:

- a) A corrente nominal do elo protetor e do elo protegido é calculada conforme a Equação 3.2 e Equação 3.3, respectivamente;
- b) O elo protegido deverá coordenar com o elo protetor pelo menos para a corrente de curto-circuito fase-terra mínima no ponto de instalação do elo protetor.



**Figura 3.5** Esquema da disposição de elo protetor e protegido.

### 3.2.2 COORDENAÇÃO ENTRE ELOS FUSÍVEIS

A RD possui uma grande quantidade de elos fusíveis para proteção de transformadores e ramais e a coordenação entre eles torna-se necessário para que trecho do circuito não seja desligado sem necessidade. Alguns critérios devem ser observados:

- O tempo de interrupção do elo fusível protetor por norma (ABNT NBR 5359, 1989), deve ser de no máximo 75% do menor tempo de fusão do elo protegido, ou seja:

$$T_{iprot} \leq 0,75 \times T_{iprotg} \quad (3.5)$$

- Deve-se aplicar a coordenação no máximo entre duas chaves em série. O número elevado de elos fusíveis em série torna-se impraticável a coordenação.
- O elo protetor deve coordenar com o elo protegido, considerando o maior valor de curto-circuito no ponto de instalação do elo fusível protetor. Em virtude do curto-circuito fase-terra ser o mais frequente, o elo protegido, normalmente, é coordenado com o elo protetor pelo menos para corrente de curto-circuito fase-terra mínimo.

- A coordenação entre elos fusíveis de alimentadores e ramais com os elos fusíveis de transformadores, pode acarretar uma corrente nominal muito elevada do elo fusível protegido, prejudicando a seletividade da proteção do circuito primário, assim, pode ser desprezada a coordenação em face da proteção do alimentador [1, 2].
- Evitar instalar tipos diferentes de elos fusíveis em um mesmo alimentador, e quando possível, não coordenar fusível tipo “K” preferencial com tipo “K” não preferencial. Somente usar os elos fusíveis tipo “H” para proteção de transformadores.

A **Tabela 3.3** mostra os valores de corrente de curto-circuito para coordenação entre os elos fusíveis tipo “K”.

**Tabela 3.3** Coordenação entre os elos fusíveis “K”.

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

Nem sempre é possível atender todos os critérios de coordenação, o que deverá resultar na perda da proteção do transformador contra sobrecargas pelo elo fusível.

Para coordenar dois elos fusíveis utilizam-se as tabelas de coordenação na qual a corrente é o valor máximo de coordenação, em ampéres, em que os elos fusíveis coordenam entre si. Algumas literaturas mostram quatro tabelas de coordenação: a) entre

os elos tipo “K” e “H”; b) entre os elos tipo “T”; c) entre os elos “H” e “T”; d) entre os elos “K”.

Na falta de tabela de coordenação, é prevista uma coordenação satisfatória entre os fusíveis tipo “K” até uma corrente igual a 13 vezes a nominal do elo fusível protegido, tanto para elos preferenciais adjacentes como os elos não preferenciais adjacentes [68].

### 3.3 RELÉ DE SOBRECORRENTE

O relé é um dispositivo empregado na proteção de uma gama numerosa de perturbações, com as mais diferentes formas de construção e operações, para aplicações diversas dependendo da instalação considerada. De um modo geral, os relés são dispositivos de proteção empregados na maioria dos equipamentos de proteção, como exemplo, disjuntores, religadores e seccionadores. Na maioria das vezes são instalados para proteção de SEP em conjunto com os disjuntores.

O relé de sobrecorrente da **Figura 3.6** do tipo EPI-1 foi desenvolvido pela Digimec Automação Industrial LTDA (Digimec) para proteção de motores e transformadores contra sobrecorrentes causadas por oscilações na RD.

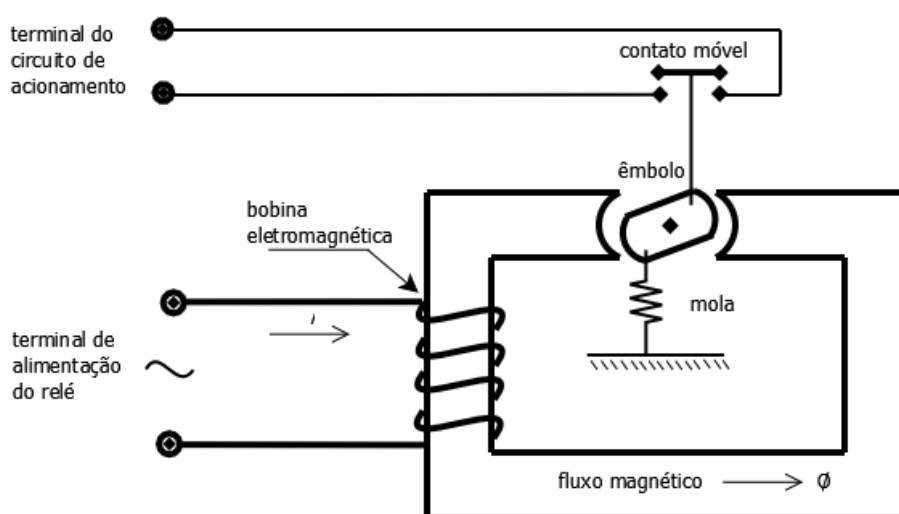


**Figura 3.6** Relé de sobrecorrente tipo eletromecânico.

Os relés de sobrecorrente de indução são conhecidos como relés de ação indireta ou relés secundários, por serem ligados indiretamente ao circuito que se quer proteger, por meio de um transformador de corrente (TC). A operação do relé é feita pelo valor do fluxo magnético que consegue acionar o êmbolo. O limiar de operação do relé é o estado em que a força resultante que atua na parte móvel é nula. A corrente elétrica que circula nesse instante é denominada de corrente de ajuste do relé ou *tap* do relé. Em proteção é muito

utilizado os termos *pick-up* e *drop-out*. *Pick-up* é o termo genérico designado para a menor corrente que faz o relé operar e *drop-out* é o termo genérico que se refere à maior corrente de desoperação do relé, ou seja, a maior corrente que provoca a desativação do relé.

Seu princípio básico de funcionamento é feito através do fenômeno eletromagnético, em que, o relé é constituído por uma bobina envolvendo um núcleo magnético, cujo entreferro é constituído por uma peça móvel, na qual é fixado um contato elétrico. O contato móvel atua sobre um contato fixo, permitindo a continuidade do circuito de acionamento do dispositivo de abertura do sistema protetor: disjuntor, religador, seccionizador, etc., conforme ilustra a **Figura 3.7**.



**Figura 3.7** Esquema básico da constituição do relé eletromagnético.

Os dispositivos de proteção são identificados no diagrama elétrico através de uma numeração normalizada pela *América Standart Association* (ASA), aceita internacionalmente.

Abordam-se neste trabalho, os relés de sobrecorrente de indução para proteção de curto-circuito, cuja nomenclatura pela ASA é:

- a) 50 – relé de sobrecorrente instantâneo;
- b) 51 – relé de sobrecorrente temporizado.

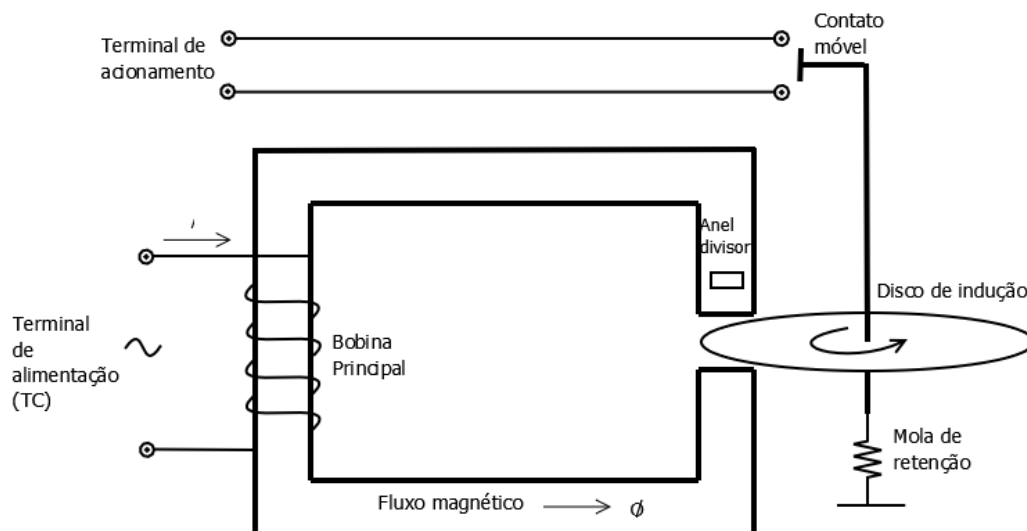
Ambos para proteção de fase (50/51) e de neutro (50/51N).

### 3.3.1 UNIDADE DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA (50)

O relé de sobrecorrente instantâneo atua instantaneamente para qualquer corrente maior que o seu ajuste. Na realidade não são instantâneos, mas sem tempo de atraso intencional. De fato, o seu tempo de atuação é o correspondente aos mecanismos de atuação do relé, conforme ilustra a **Figura 3.7**, e seu gráfico tempo  $\times$  corrente ilustrada na **Figura 3.10** (a). A bobina é alimentada em corrente alternada e é sensível ao componente contínuo da corrente de curto-circuito de valor assimétrico, que deve ser considerado na determinação do ajuste.

### 3.3.2 UNIDADE DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA (51)

Construtivamente é composto por um disco de alumínio que gira com um mínimo de atrito sobre seu eixo, quando a bobina é percorrida por uma corrente de valor igual a corrente de ajuste. O fluxo magnético  $\Phi$  produzido pela corrente, induz o aparecimento de forças magnéticas no disco, que superando a força antagônica da mola, gira e movimenta o contato móvel. Ao tocar no terminal de acionamento, fecha os contatos, acionando o mecanismo de ação do equipamento de proteção, conforme a **Figura 3.8**.

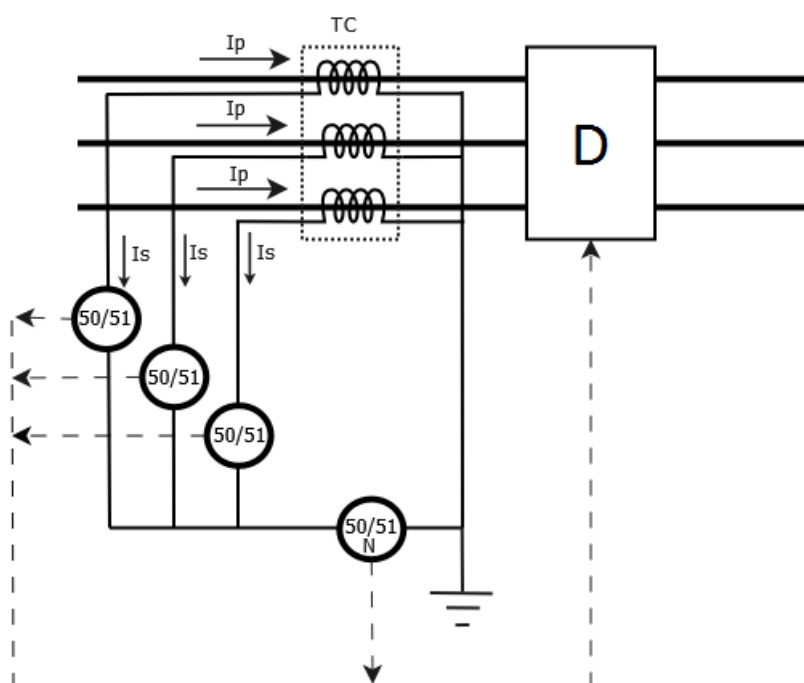


**Figura 3.8** Esquema básico da constituição do relé de sobrecorrente de indução – unidade temporizada (51).

A unidade de indução é comum a todos os relés, conhecida como unidade de sobrecorrente. É formado pelos elementos que compõe o circuito magnético do relé: bobina, núcleo, anel divisor e disco. A bobina da unidade de indução possui várias

derivações com o objetivo de se adequarem a corrente do circuito que se quer proteger. Pela rotação do eixo de disco de indução é que se temporiza o relé estabelecendo a característica das curvas do relé. Quanto maior o ângulo formado entre o contato de acionamento e o contato móvel, maior o tempo de atuação do relé. As derivações não modificam as curvas do relé. A posição inicial do disco é ajustada por um dial provido de uma escala circular contendo dez divisões correspondendo cada divisão a uma família de curvas.

O esquema básico de ligação de relés está na **Figura 3.9**, o qual é instalado relés monofásicos função 50/51, um para cada fase, e o relé 50/51N instalado no ponto de interligação entre a saída dos relés de fase e a terra.



**Figura 3.9** Esquema de ligação dos relés de sobrecorrente função 50/51 e 50/51N.

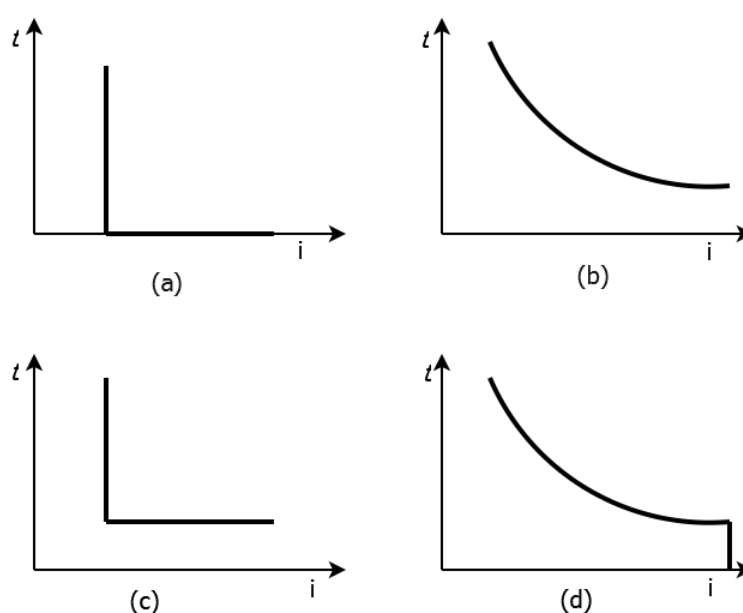
De acordo com a NBR 14039 da ABNT, a proteção geral de alimentadores deve utilizar relés de fase e neutro. Estes relés são de ação indireta, fabricados em unidades monofásicas e alimentados por TCs ligados ao circuito alimentador. São utilizados para proteção de subestações industriais de médio e grande porte, principalmente na proteção de subestação (SE) de concessionárias.



### 3.3.3 TEMPORIZAÇÃO E CURVAS DE OPERAÇÃO

A necessidade de ajuste dos relés é para atender as peculiaridades de cada circuito a ser protegido. De uma forma geral, os relés são selecionados em função das características operacionais da carga. Conforme o estado de funcionamento da carga e a presença de perturbações, o relé responde às seguintes formas de atuação: a) instantâneo; b) tempo inverso; c) tempo definido; d) temporização inversa com unidade instantânea.

Os relés instantâneos atuam imediatamente no instante da falta quando a corrente de curto-circuito atinge a corrente de ajuste, conforme mostra o gráfico (a) da **Figura 3.10**.



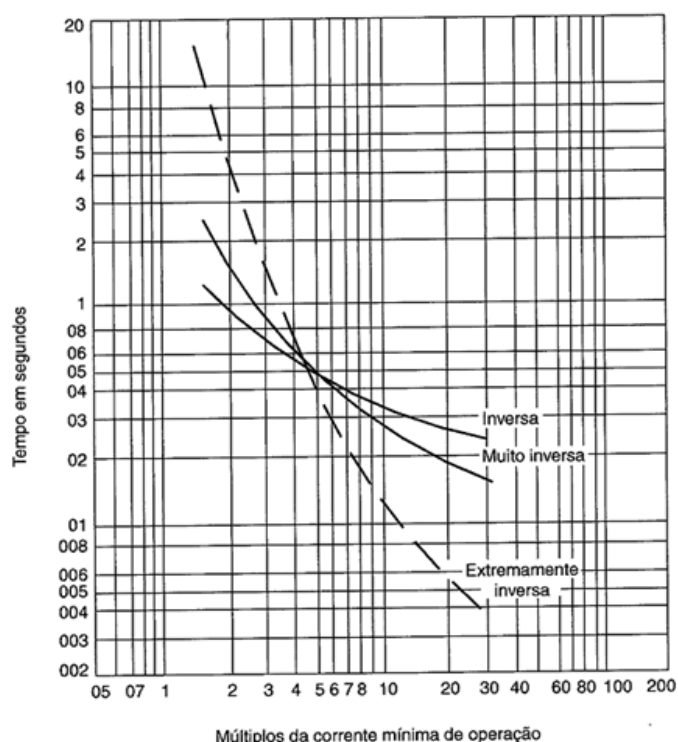
**Figura 3.10** Características de tempo  $\times$  corrente: a) instantâneo; b) tempo inverso; c) tempo definido; d) temporização inversa com unidade instantânea. Adequada de [69].

Os relés temporizados possuem duas categorias: tempo inverso e tempo definido. Os relés de tempo definido atuam para qualquer corrente de falta acima da corrente de ajuste, com a mesma temporização, ver **Figura 3.10(c)**. No relé de tempo inverso, **Figura 3.10(b)**, a temporização é inversamente proporcional à magnitude da corrente. Quanto maior for o valor de corrente, mais rápida é a atuação do relé, e vice-versa. Há ainda relés de tempo inverso que incorporam um elemento instantâneo, como se vê na **Figura 3.10(d)**, estes são os mais utilizados na coordenação da proteção.

A unidade instantânea (50) atua caso a corrente de curto-circuito seja maior que o seu ajuste e fecha o contato do relé antes que a unidade temporizada (51) possa fazê-lo.

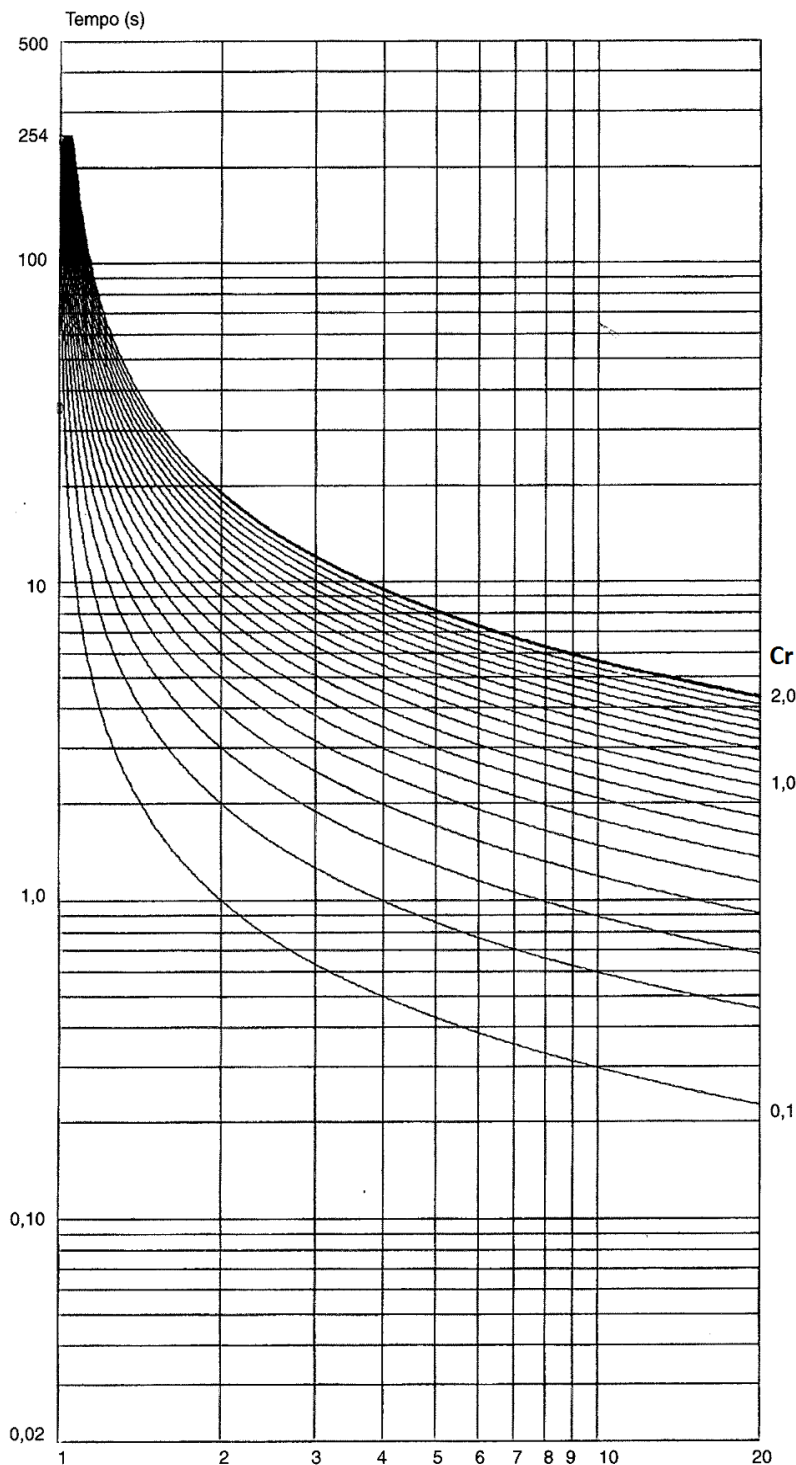
Como a unidade instantânea (50) não é temporizada, o seu ajuste é feito de forma a não alcançar os relés à jusante, para que a coordenação não seja prejudicada. Por isso, os relés de função 50 e 51 detectam a anormalidade ao mesmo tempo, mas o ajuste do relé 50 é feito de modo que não alcance a zona de proteção do relé 51. Geralmente para a proteção da LT entre dois barramentos consecutivos, o alcance do relé instantâneo corresponde à distância de 85% do trecho.

A partir da declividade, do tempo de operação e da corrente de acionamento, pode-se especificar o relé para o esquema de proteção desejado. São várias as curvas e os tempos estabelecidos para cada unidade do relé, definidos na **Figura 3.11**. Todas as curvas são determinadas em função do múltiplo da corrente de acionamento ( $M$ ), ou seja, o  $M$  indica quantas vezes a corrente de defeito é maior que o seu  $tap$ .



**Figura 3.11** Curvas características de operação do relé de sobrecorrente do tipo inverso. Adequada de [1].

A **Figura 3.12** ilustra a curva do tipo normalmente inversa, utilizada neste estudo. Esta curva tem uma característica menos acentuada que a extremamente inversa, mas que inicialmente pode-se trabalhar sem muita dificuldade nos dimensionamentos dos relés de proteção, nos ajustes e coordenação.



**Figura 3.12** Curvas características de operação do relé de sobrecorrente do tipo normalmente inverso. Adequada de [1].

Da família da curva dos relés tipo inverso, a curva mais empregada na proteção de alimentadores de distribuição primária é a curva extremamente inversa, onde são utilizados elos fusíveis, religadores de distribuição, devido à similaridade das curvas temporizadas. Além disso, os relés do tipo extremamente inverso são adequados a operarem num sistema

que possui cargas com elevada corrente transitória como cargas indutivas de pequeno porte: motores, bombas, refrigeradores, ar condicionados, etc., que produzem elevada corrente de partida no momento do retorno de energização do alimentador. Os relés de temporização muito inversa são empregados normalmente em sistemas em que o valor da corrente de curto-circuito depende do ponto em que ocorreu o defeito em relação ao relé.

### 3.3.4 AJUSTES DOS RELÉS

Os ajustes dos relés são feitos escolhendo o *tap* que coloca o sistema disparador no limiar de atuação do relé. As unidades instantâneas e temporizadas de fase e neutro possuem critérios de ajustes descritos a seguir.

#### 3.3.4.1 UNIDADE TEMPORIZADA DE FASE – 51

Se o circuito estiver trabalhando na condição de sobrecarga ou carga máxima admitida, o relé não deve atuar. Nessa condição a corrente de *tap* requerida é calculada de acordo com a Equação 3.6.

$$I_{tap51F} \geq \frac{k \times I_{max}}{RTC} \quad (3.6)$$

A relação de transformação do TC (*RTC*) é calculada no item 3.5.

- O tempo de atuação do relé será determinado em função do seu múltiplo de acionamento (*M*) e da necessidade de coordenação prevista.

$$M = \frac{I_{cc}}{RTC \times I_{tap51F}} \quad (3.7)$$

No ajuste de relés de sobrecorrente de tempo inverso, esse múltiplo é especialmente importante, pois é utilizado para determinar qual será a curva de atuação do relé, pois, nos relés não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a curva de atuação.

- Se o circuito está sob a ação de uma corrente de curto-circuito, os relés devem operar para a menor corrente de curto-circuito no trecho em que é proteção. No caso dos relés de proteção de fase, a menor corrente de curto-circuito, que não envolve a terra, é a corrente bifásica.

$$I_{tap51F} \leq \frac{I_{cc2}}{RTC} \quad (3.8)$$

A Equação 3.8 assegura a condição de operação do relé, geralmente seu valor é maior que da equação 3.6, e o valor escolhido para o *tap* do relé é o menor entre eles.

#### 3.3.4.2 UNIDADE TEMPORIZADA DE NEUTRO – 51N

- Em condições normais pode haver circulação de corrente pelo relé de neutro e dependendo do grau de desequilíbrio do sistema [2], a corrente de acionamento do relé é dada pela Equação 3.9.

$$I_{tap51N} \geq \frac{K_{des}}{RTC} \times I_{max} \quad (3.9)$$

$K_{des}$  é um valor atribuído ao desequilíbrio do sistema que deve estar entre 10% a 30% da corrente nominal do circuito, a fim de se conseguir na prática o ajuste ideal do relé.

- E para assegurar o ajuste do relé, seu *tap* deve ser inferior que a menor corrente de curto-circuito monofásica no final do trecho protegido pelo relé de acordo com a Equação 3.10.

$$I_{tap51N} \leq \frac{I_{cc1}}{RTC} \quad (3.10)$$

Geralmente, devido a cargas do circuito, nem sempre é possível basear o cálculo do *tap* pela corrente de curto no final do trecho protegido. É necessário, então, instalar dispositivos de proteção como chaves fusíveis, seccionadores, religadores, para diminuir o trecho protegido.

#### 3.3.4.3 UNIDADE INSTANTÂNEA DE FASE – 50

- As unidades instantâneas de fase não devem ser sensíveis ao curto-circuito localizado após o primeiro equipamento de proteção instalado a jusante.
- A corrente mínima de acionamento do relé deve ser superior à corrente de magnetização do transformador que, em média, é considerada 8 vezes a corrente nominal do equipamento.

$$I_{tap50F} \geq \frac{k_t}{RTC} \times I_{max} \quad (3.11)$$

O fator multiplicador  $K_t$  dependerá da carga instalada e considera-se um valor entre 3 a 8. No caso de sistemas com muitos transformadores seu valor é 8.

- A corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente simétrica de curto-circuito. No ajuste da unidade instantânea devem-se levar em consideração os cálculos da componente contínua de corrente de curto, ou seja, a corrente de curto-circuito assimétrica, conforme a Equação 3.12.

$$I_{ass} = F_a \times I_{cc3} \quad (3.12)$$

O fator de assimetria  $F_a$  admitido para cada caso equivale a um valor entre 1,2 e 1,3.

- O tap da unidade instantânea é um múltiplo da unidade temporizada, por isso deve-se encontrar um fator F que estabelece a relação entre a corrente assimétrica e a corrente de acionamento do relé temporizado, dado pela Equação 3.13.

$$F = \frac{I_{ass}}{RTC \times I_{tap51F}} \quad (3.13)$$

$$I_{tap50F} = F \times I_{tap51F} \quad (3.14)$$

O valor adotado para F é de 75% a 95% do valor encontrado na Equação 3.13.

- A condição estabelecida na Equação 3.15 deve ser satisfeita.

$$I_{ass} \geq RTC \times I_{tap51F} \quad (3.15)$$

#### 3.3.4.4 UNIDADE INSTANTÂNEA DE NEUTRO – 50N

- O cálculo da corrente mínima de acionamento do relé instantâneo de neutro considera a corrente de desequilíbrio em torno de 10% a 30% da corrente de carga máxima, bem como o fator corrente de *inrush* do sistema, e deve ser superior ao resultado da Equação 3.17.

$$I_{des} = (0,1 a 0,3) \times I_{max} \quad (3.16)$$

$$I_{tap50N} \geq \frac{K_t}{RTC} \times I_{des} \quad (3.17)$$

- Todos os procedimentos para os cálculos do *tap* executados no item 3.3.4.3. podem ser seguidos neste caso, desde que considere os valores de curto-circuito fase-terra para o cálculo da corrente assimétrica da Equação 3.10. As equações 3.18, 3.19 e 3.20 completam os cálculos.

$$F = \frac{I_{ass}}{RTC \times I_{tap51N}} \quad (3.18)$$

$$I_{tap50N} = F \times I_{tap51N} \quad (3.19)$$

$$I_{ass} \geq RTC \times I_{tap51N} \quad (3.20)$$

### 3.4 RELÉ DE SOBRECORRENTE DIGITAL

Os primeiros relés projetados eram eletromecânicos. A geração seguinte foi a dos relés eletrônicos, ou estáticos. Basicamente estes relés eram projetados para modificar alguns parâmetros através de componentes eletrônicos, por exemplo, variação de reostatos e capacitância, mudança de laço de circuito, etc. Depois surgiu o relé microprocessado, ou digital com multifunção, **Figura 3.13**, capaz de implementar diversas funções de proteção somente com um equipamento. Atualmente são utilizados os relés numéricos, que são relés digitais com a particularidade de utilizar processamento de sinais. Um processador digital de sinais (PDS) (do inglês *Digital Signal Processor* - DSP) é instalado com o microprocessador otimizando tecnologicamente de acordo com a função de cada relé [70].



**Figura 3.13** (a) Relés de Proteção tipo SEL-551C; (b) Relé digital microprocessado tipo SEL-751A. Schweitzer Engineering Laboratories – SEL.

Com a expansão do SEP o sistema necessitou de uma proteção mais confiável e rápida na atuação. Isso só foi possível com o desenvolvimento de tecnologias digitais. Muitas pesquisas foram feitas e muitos artigos publicados [47, 71] abordando também o desenvolvimento de algoritmos para proteção de linhas de transmissão de alta tensão.

O desempenho destes dispositivos trouxeram melhorias na proteção do SEP com inúmeras vantagens que pode-se destacar [72]:

- a) Custo – inicialmente eram caros, mas com o avanço da tecnologia, ao longo dos anos o preço foi bem reduzido e sua velocidade de processamento aumentou substancialmente. Hoje, seu uso é indispensável nas subestações de SEP;
- b) Confiabilidade – detecta o tipo de anormalidade, opera com rapidez e coloca fora de serviço todo o sistema sujeito a anormalidade;
- c) Integração Digital – Quando um relé atua, é capaz de interagir com todos os sistemas de medição, sinalização, comunicação de dados, telemetria e controle;
- d) Flexibilidade funcional – A programação de um relé é variada, podendo um mesmo relé executar diversas funções: medição, monitoramento, controle, localização de faltas, etc.;
- e) Implementação de técnicas inteligentes – As redes neurais artificiais, lógica *Fuzzy*, algoritmos genéticos, podem ser implementadas no SEP [13].

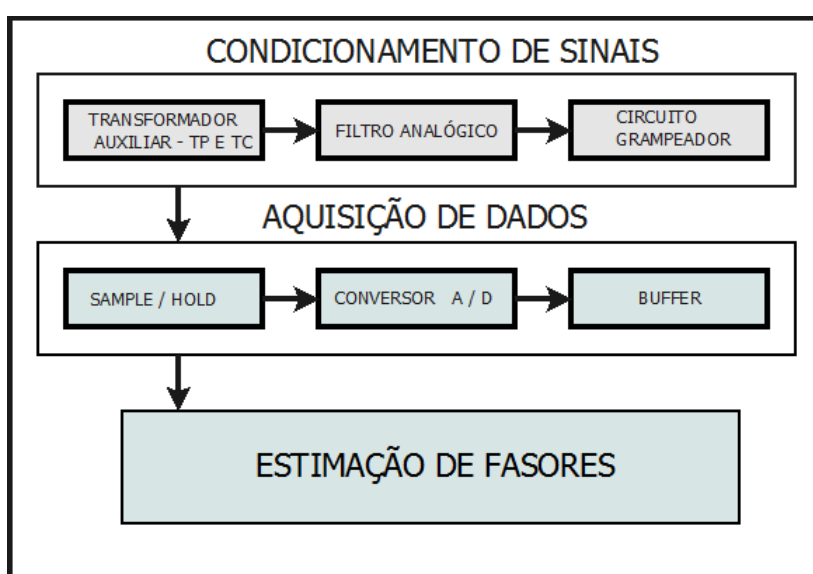
### **3.4.1 ARQUITETURA DO RELÉ DIGITAL**

O princípio de funcionamento dos relés digitais tem como base a transformação de sinais analógicos em digitais (amostragem e quantização) para diversos fins utilizando técnicas de PDS. PDS é a técnica de manipulação numérica de sinais e dados, onde uma amostra de um sinal é transformada em uma taxa de amostragem na qual são transformados numa sequência de amostra em seu código binário. Nesse processo são tratados os erros de quantização e de ruídos para não provocar a degradação significativa do sinal. Após, digitalizado, o sinal pode ser transformado novamente em sinal analógico usando um conversor Digital Analógico (D/A).



Para executar essas ações, o relé digital é projetado com uma arquitetura que consiste em um sistema e subsistemas com funções bem definidas.

Basicamente o relé digital ou numérico é constituído por três módulos em que o sinal é trabalhado. O primeiro módulo é o condicionamento de sinais, o segundo módulo é a aquisição de dados e o terceiro módulo é a estimação de fasores. Cada módulo é constituído por um subsistema com características específicas detalhadas e descritas a seguir conforme se vê na **Figura 3.14**.

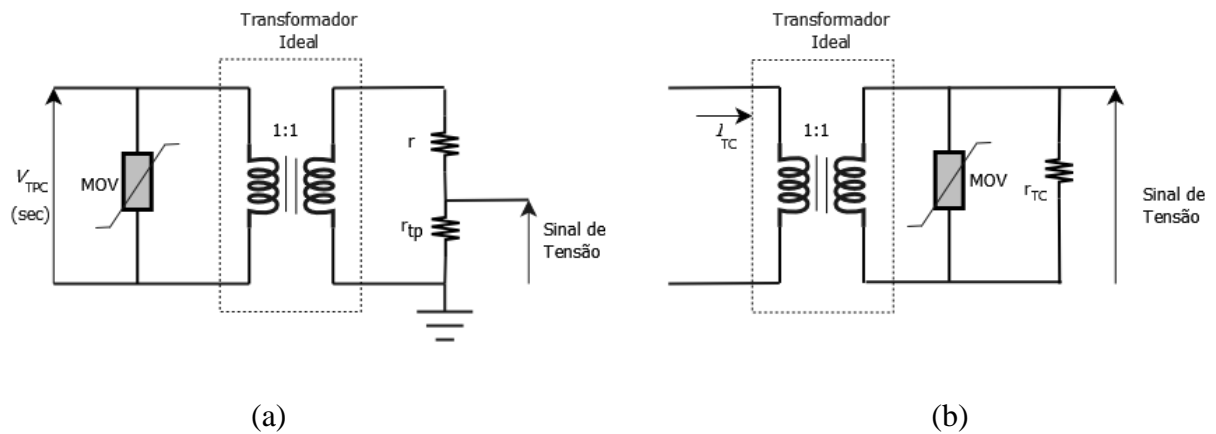


**Figura 3.14** Diagrama de bloco do modelo de relé digital.

#### **3.4.1.1**      **CONDICIONAMENTO DE SINAIS**

Este sistema recebe os sinais de entrada analógicos e os preparam para se adequarem aos requisitos e restrições dos componentes do relé para em seguida serem digitalizados, possui os seguintes subsistemas:

- Transformador Auxiliar (TP, TC) – Este dispositivo é parte constituinte do relé e fornece um nível de tensão de saída, proveniente do secundário dos TPs e TCs, de acordo com os níveis de tensão e corrente do conversor analógico digital (conversor A/D), modelado para operarem dentro da margem de -10V a +10V. São utilizados também como proteção do sistema de aquisição de dados e isolamento elétrico entre o relé e o SEP.

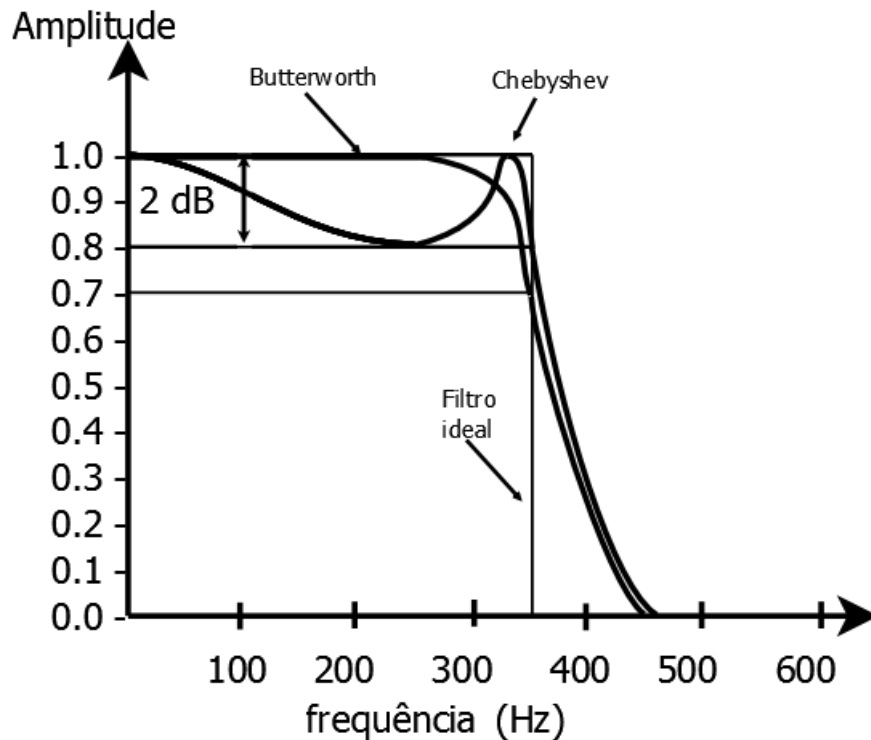


**Figura 3.15** Circuitos básicos dos transformadores auxiliares: (a) TP; (b) TC.

O termo MOV (*Metal Oxide Varistor*) na **Figura 3.15** (a) e (b) responde pela supressão de surtos. O sinal de saída no caso do TC, **Figura 3.15** (b), é a grandeza tensão. Tomando como base a tensão pode-se determinar o nível de corrente de saída, que é proporcional ao nível da tensão. Na implementação dos modelos considerou-se os transformadores isoladores como sendo ideais, ou seja, relação 1:1 [73].

- Filtro Analógico *Anti-Aliasing* – Tem a função de eliminar as componentes de alta frequência contidas nos sinais analógicos que chegam até o secundário do transformador auxiliar. Faltas, religamentos e manobras injetam nos sistemas transitórios que causam picos de tensão e sobreposição de espectros de frequência.

A amostragem de um sinal analógico inclui uma perda de informações em potencial contida no sinal de origem. Para que o sinal digitalizado represente bem a amostra de um sinal, de modo que o efeito da sobreposição de espectro (efeito *aliasing*) seja evitado, é necessário que a amostra tenha um número mínimo de amostragem que define uma taxa amostral conhecida como Frequência de *Nyquist* [13, 73, 74]. Basta que a frequência de amostragem ( $\omega_s$ ) seja pelo menos o dobro da frequência do componente harmônico de maior frequência do sinal analógico ( $\omega_1$ ) [75]. A resposta em frequência do filtro anti-*aliasing* que responde aos requisitos dos relés digitais, são a dos filtros *Butterworth* e *Chebyshev* [76], mostrada na **Figura 3.16**.



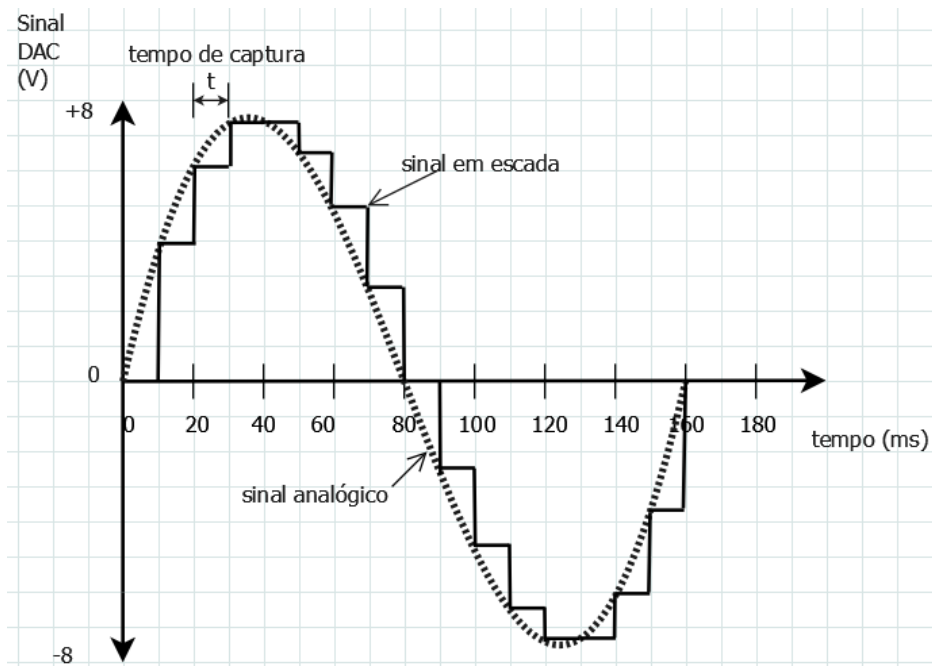
**Figura 3.16** Resposta em frequência dos filtros *Butterworth* e *Chebyshev*. Adequada de [13].

- Circuito Grampeador – O conversor Analógico Digital (A/D) possui limites de tensão entre -10V e +10V. Qualquer sobretensão no primário do TC ocorre um aumento do nível de tensão no secundário do TC auxiliar. Por isso, o circuito grampeador é implementado a fim de cortar o pico de tensão acima do limite determinado, mantendo os níveis de tensão entre -10V e +10V. As consequências envolvem a danificação do circuito interno de relé e ocasionam erros de cálculos prejudiciais ao bom desempenho na atuação dos relés.

#### 3.4.1.2 AQUISIÇÃO DE DADOS

Neste sistema ocorre a conversão do sinal condicionado de analógico para digital para que possa ser interpretado pelo sistema digital, ou seja, o sinal é transformado em várias amostras e quantizado.

- *Sample / Hold* – A utilidade deste subsistema é transformar o sinal de corrente ou tensão em um sinal em forma de escada, a fim de aprimorar a eficiência da próxima parte da modelagem do relé, ver a **Figura 3.17**.



**Figura 3.17** Sinal em escada gerado pelo *Sample / Hold*.

Consiste em capturar o sinal analógico e mantê-lo constante por um período de tempo (tempo de captura) para que o mesmo seja aplicado no conversor A/D. Para uma amostra de sinal deve-se escolher no mínimo uma frequência de amostragem de 120Hz ( $2 \times 60\text{Hz}$ ), neste caso escolheu-se uma frequência de 960Hz por ser usado nos relés comerciais. Se a frequência fundamental for de 60Hz tem-se uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo ( $960/60$ ).

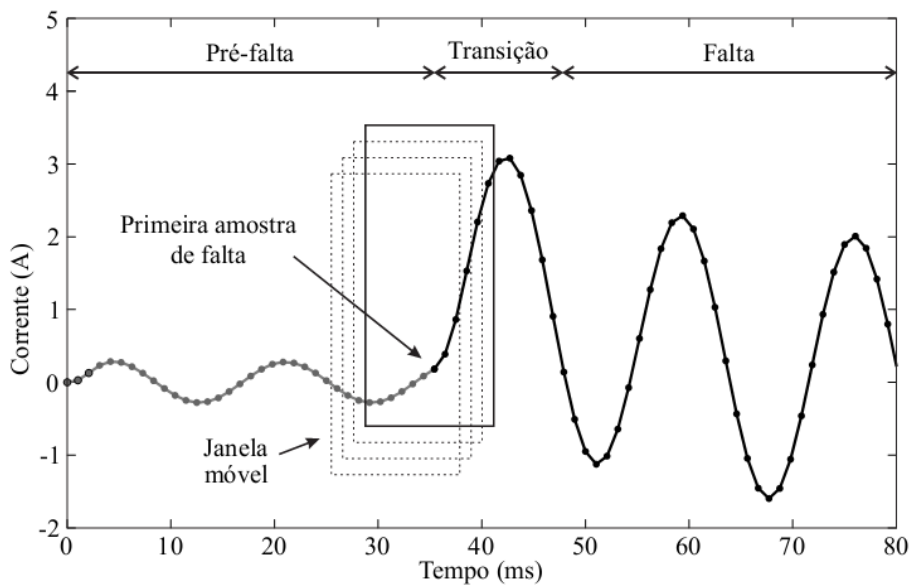
- Conversor A/D – É um modelo matemático para representar o erro de quantização no processo de conversão A/D. Este subsistema realiza quantização do sinal pelo método de aproximações sucessivas, por apresentar rápida conversão. Cada implementação tem sua particularidade e para o caso de relés de proteção digital usa-se o método de aproximação sucessiva [73, 77]. Consiste na conversão de cada amostra analógica recebida do circuito S/H em uma palavra binária de  $b+1$  bits que pode ser compreendida por um microprocessador. A quantização limita os valores que os sinais de entrada podem assumir, por exemplo, com palavras de  $N = b + 1$  bits existem  $2^N$  níveis de quantização possíveis para cada amostra. A saída de um conversor A/D é um número binário correspondente a uma amostra de entrada.

- *Buffer* – Este subsistema é a memória do sistema que armazena as últimas amostras do sinal. São utilizadas neste trabalho 16 amostras por ciclo para o uso de estimação de fasores.

### 3.4.1.3 ESTIMAÇÃO DE FASORES

Esta é a última etapa do processo de conversão digital onde todo o sinal processado é estimado e transformado em fasor (módulo e fase). Mesmo que o sistema de potência opere com uma frequência do 60Hz, em regime permanente e senoidal, existem variáveis que interferem no processo e modificam a todo o instante o fasor de modo que um fasor apenas não seja considerado para todo o tempo. Dessa forma a estimação é feita para pequenos intervalos de tempo incluindo os transitórios decorrentes da mudança do sistema.

A **Figura 3.18** ilustra uma janela móvel de dados com várias amostras.



**Figura 3.18** Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente. Adequada de [35].

Quando uma nova amostra se disponibiliza, a mais antiga de todas é descartada e um novo valor amostral é incluído nos cálculos. Assim, os cálculos executados pelo processador em questão, devem ser completados antes que a nova amostra seja produzida [72]. Para cada dado da janela estima-se a amplitude e a fase do fasor na frequência fundamental do sinal avaliado. Como a janela é móvel no início da falta ela pode conter amostras de pré falta e falta, ou seja, ela passa por um instante de transição e nenhuma ação deve ser tomada pelos relés de proteção. Somente após a fase de transição é que se

pode executar alguma ação. Um segundo ponto importante é o comprimento da janela de dados, uma vez que, uma janela mais longa levará mais tempo para passar pelo ponto da falta, e uma janela mais curta a tomada de decisão do relé é mais rápida.

Vários métodos de estimação de fasores foram desenvolvidos com algumas particularidades na eficiência e rapidez de execução [78]. Algumas técnicas desenvolvidas foram:

- a) Transformada discreta de *Fourier* (DFT);
- b) Filtro cosseno modificado;
- c) Algoritmo dos mínimos quadrados;
- d) Filtro de *Kalman*;
- e) Transformada de *Wavelet*.

Neste trabalho utiliza-se o processo do cosseno modificado para obtenção da parte real, imaginária e a magnitude do sinal. Este processo já elimina a princípio o ruído produzido pela componente DC e não depende da ortogonalização do vetor. Cada janela analisada resultará em um fator C. Compara-se o fator C extraído de duas janelas sucessivas, por exemplo, C1 e C2, com a combinação desses fatores o fasor desejado será obtido [79].

### **3.4.2 CARACTERÍSTICA TEMPO × CORRENTE**

Um relé digital típico é formado por uma unidade de sobrecorrente temporizada, e uma unidade instantânea. Antigamente as unidades instantâneas não permitiam o controle de tempo, eram instantâneos e atuavam em tempo muito pequeno (unidades eletromecânicas). Hoje, com a tecnologia digital, os relés instantâneos possibilitam ajustes de tempo de atuação dessas unidades, permitindo até seu bloqueio.

A temporização da função 51 para fase e neutro desses relés, se comporta conforme a Equação 3.21, que reproduz a curva normalizada, portanto, não há necessidade de se ter curvas impressas para que se saiba a temporização dos relés.

$$t = C_r \left( \frac{K_1}{M^\alpha - \beta} + L_r \right) \quad (3.21)$$

A variável  $C_r$  é a curva utilizada. Se corresponder a 100%,  $C_r = 1$ , se corresponder a 40%,  $C_r = 0,4$ .  $M$  é o múltiplo do relé como na Equação 3.7. Os coeficientes  $K_1$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $L_r$  definem se a curva do relé é inversa, moderadamente inversa, muito inversa ou extremamente inversa. Diferentes normas adotam valores para esses coeficientes de acordo com a **Tabela 3.4** [29].

**Tabela 3.4** Coeficientes da Equação 3.21.

Norma	Tipo de curva	$K_1$	$\alpha$	$\beta$	$L_r$
IEC	Curva inversa	0,14	0,02	1	0
	Moderadamente inversa	0,05	0,04	1	0
	Muito inversa	13,5	1	1	0
	Extremamente inversa	80	2	1	0
IEEE	Moderadamente inversa	0,515	0,02	1	1,14
	Muito inversa	196,1	2	1	4,91
	Extremamente inversa	282	2	1	1,217

### 3.4.3 COORDENAÇÃO ENTRE RELÉS

Quando existirem dois ou mais relés instalados em um mesmo alimentador, todos devem operar o mais rápido possível dentro do critério de seletividade de proteção. Dessa forma, o relé mais próximo da falta deve operar primeiro e na falha deste, deve operar o relé de retaguarda mais próximo do defeito e assim sucessivamente. Para manter a seletividade, deve-se realizar a coordenação entre os relés. A coordenação consiste no retardo de tempo de atuação do relé mais a montante com relação ao relé a jusante. Este tipo de coordenação é mais utilizado em sistema radial que constitui parte do estudo desta pesquisa.

O tempo de coordenação  $\Delta t$  é a mínima diferença de tempo que dois relés mais próximos devem ter para existir a coordenação. A determinação do ajuste do relé depende do planejamento e das características da RD a ser protegida. No entanto deve-se manter uma diferença mínima de tempo de 0,4s entre dois relés funcionando em cascata. Segundo [1,2], o tempo mínimo de coordenação é resultado das seguintes premissas:

- a) Tempo próprio e operação do disjuntor, aproximadamente 0,13s;
- b) Tolerância que o fabricante prescreve em seu manual técnico, aproximadamente 0,10s;
- c) Tempo de segurança do projeto, aproximadamente 0,17s.

Segundo [29], os técnicos e os projetistas adotam o tempo mínimo de coordenação, dependendo do tipo de relé, da seguinte forma:

- a) Relés eletromecânicos de 0,4 a 0,5s ou 24 a 30 ciclos;
- b) Relés eletrônicos de 0,35s ou 21 ciclos;
- c) Relés digitais e numéricos de 0,30s ou 18 ciclos.

Mesmo que o tempo de coordenação para os relés digitais seja menor que os demais, as concessionárias de energia usam o tempo de coordenação de 0,4s.

Dependendo dos tipos de relés instalados numa RD, as regras para a coordenação seguem conforme descritos nos itens a seguir:

#### **3.4.3.1 COORDENAÇÃO ENTRE RELÉS DE TEMPO DEFINIDO**

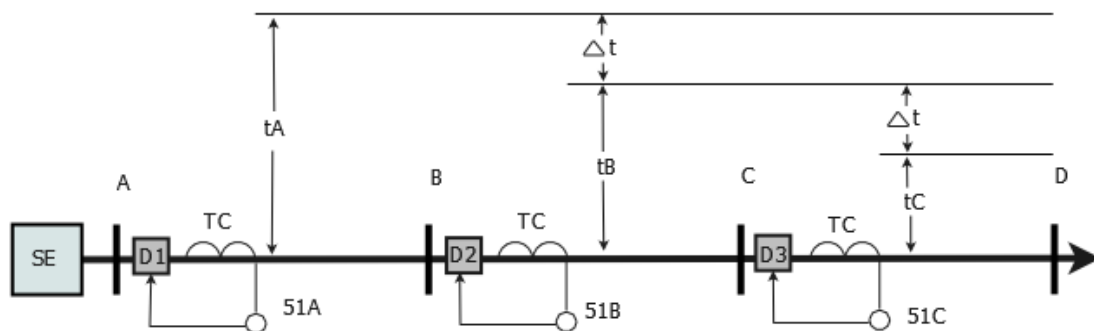
Tomando como exemplo, três relés instalados em série em uma RD, conforme ilustra a **Figura 3.19**, a coordenação segue os seguintes passos.

Passo 1: O relé mais afastado 51C, deve ter o menor tempo de ajuste  $t_C$  que for possível estabelecer na RD.

Passo 2: O relé a montante mais próximo 51B, deve ser ajustado com um tempo mínimo de operação igual à  $t_B$ , onde  $t_B = t_C + \Delta t$ .

Passo 3: O relé próximo da SE, 51A, deve ser ajustado num tempo mínimo de  $t_A$ , onde  $t_A = t_B + \Delta t$ .





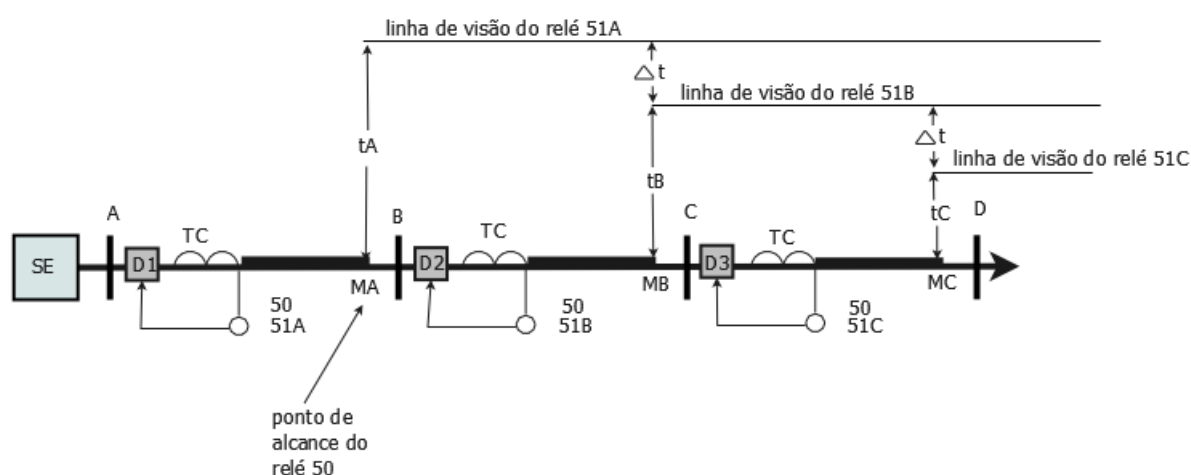
**Figura 3.19** Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo definido, ligados em série em uma RD radial.

Esta coordenação embora sendo simples, tem a desvantagem do relé mais próximo da SE ter um tempo de atuação muito grande para um curto elevadíssimo. Isso não atende a filosofia da proteção de sistemas de distribuição [10,70].

### 3.4.3.2 COORDENAÇÃO ENTRE RELÉS DE TEMPO DEFINIDO COM ELEMENTO INSTANTÂNEO

Observando a **Figura 3.20**, pode-se coordenar os três relés função 50 e 51, da seguinte forma:

Passo 1: Todos os relés instantâneos devem ser ajustados, utilizando a corrente de curto-circuito trifásico, num alcance que corresponde a 85% do trecho entre dois relés consecutivos. Pontos *MA*, *MB* e *MC* da **Figura 3.20**.



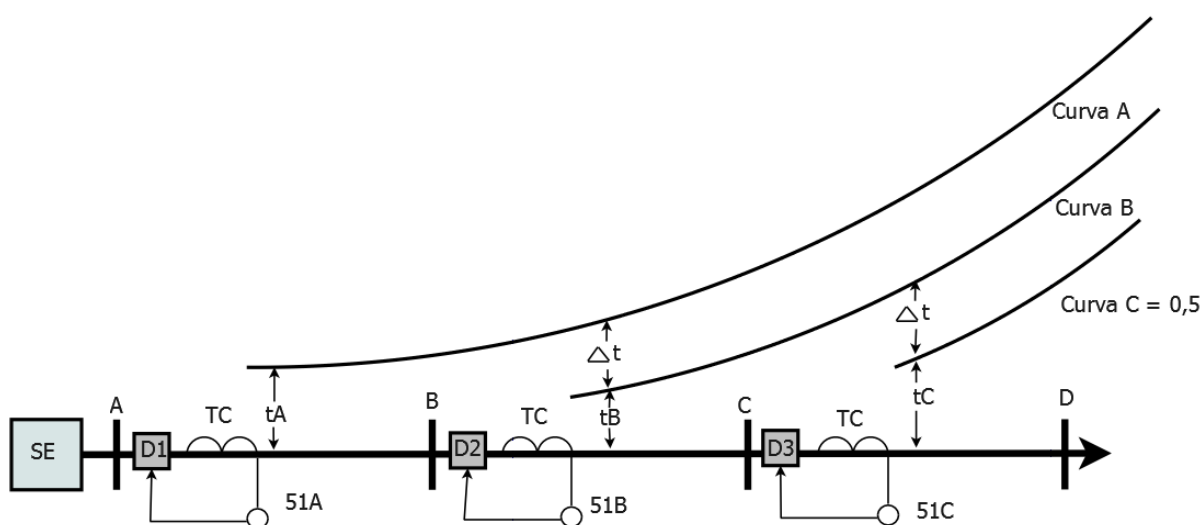
**Figura 3.20** Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo definido com elemento instantâneo, ligados em série em uma RD radial.

Passo 2: A coordenação dos relés temporizados 51, seguem as mesmas regras e passos definidos no item 3.4.3.1.

Observa-se ainda a mesma desvantagem no tempo de atuação do relé 51A. Sua atuação será de um tempo muito longo caso ocorra um curto-circuito no barramento B. O tempo de atuação do relé 51A será maior que o tempo de atuação dos relés mais afastados da SE. O correto é que os relés mais próximos da SE operem com o menor tempo de atuação dos diante de uma falta.

### 3.4.3.3 COORDENAÇÃO ENTRE RELÉS DE TEMPO INVERSO

Neste caso a escolha da curva de atuação do relé é fundamental para a coordenação. Para os relés de tempo inverso não se escolhe o tempo de atuação e sim a curva de operação. O tempo de atuação é uma decorrência da curva de operação, pois para cada valor de corrente de curto-circuito, o tempo será diferente e define um modo inverso na relação tempo  $\times$  corrente. A coordenação procede da seguinte forma, observar a **Figura 3.21**.



**Figura 3.21** Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo inverso ligados em série em uma RD radial.

Passo 1: Escolher a menor curva de operação do relé mais afastado 51C. A menor curva de operação dos relés eletromecânicos temporizados para início de ajustes e coordenação é de 0,5.

Passo 2: Calcular o múltiplo  $M$  do relé 51C, baseando no curto-circuito trifásico no barramento C, conforme a Equação 3.7. Em seguida, encontrar o tempo de operação  $t_C$  do relé no gráfico de tempo  $\times$  múltiplo (**Figura 3.11, Figura 3.12**), conforme seu tipo de temporização.

Passo 3: Para que o relé 51B coordene com o relé 51C, o tempo de atuação do relé 51B será acrescido de um valor  $\Delta t$ , ou seja,  $t_B = t_C + \Delta t$ . Com este tempo de atuação, calcula-se o múltiplo  $M$  do relé B, conforme a Equação 3.7. Com o múltiplo e o tempo de operação do relé 51B encontra-se sua curva, utilizando-se do gráfico correspondente do relé.

Passo 4: Para que o relé 51A coordene com o relé 51B, o tempo de atuação do relé 51A será acrescido de um valor  $\Delta t$ , ou seja,  $t_A = t_B + \Delta t$ . Com este tempo de atuação calcula-se o múltiplo  $M$  do relé A conforme a Equação 3.7. Com o múltiplo e o tempo de operação do relé 51A encontra-se sua curva utilizando-se do gráfico tempo  $\times$  múltiplo correspondente ao tipo de curva do relé.

#### **3.4.3.4 COORDENAÇÃO ENTRE RELÉS DE TEMPO INVERSO COM ELEMENTO INSTANTÂNEO**

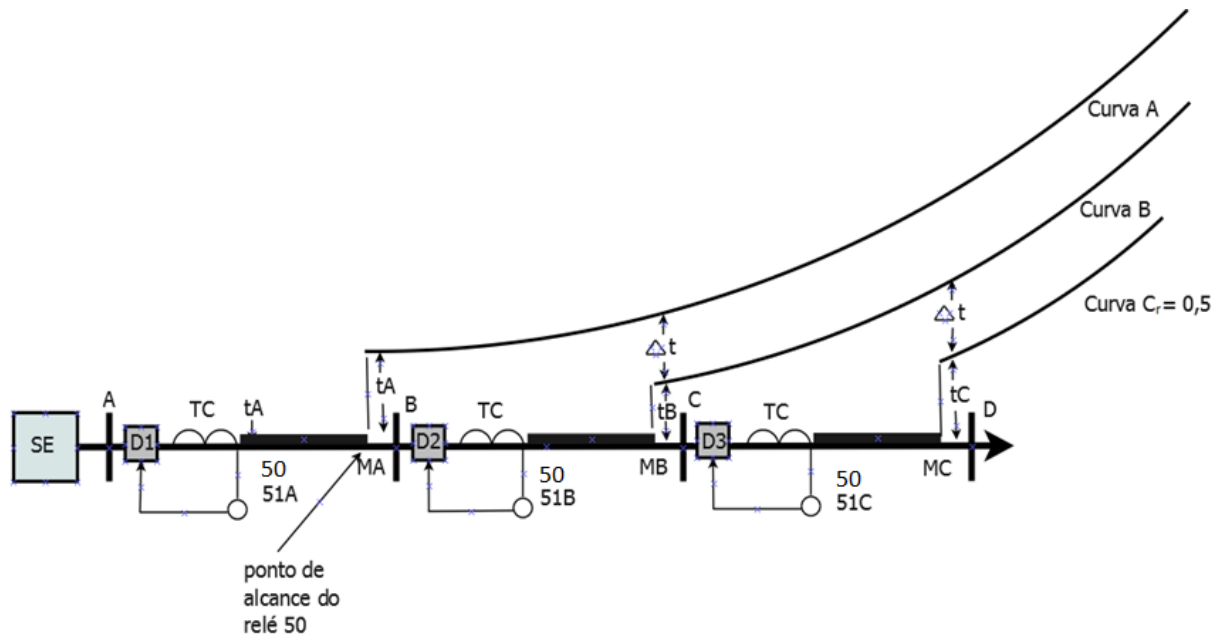
Este modelo de proteção tecnicamente é o melhor, e a coordenação é feita conforme os seguintes passos:

Passo 1: Todos os relés instantâneos devem ser ajustados, utilizando a corrente de curto-circuito trifásico, num alcance que corresponde a 85% do trecho entre dois relés consecutivos. Ponto  $MA$ ,  $MB$  e  $MC$  da **Figura 3.22**.

Passo 2: Para o relé temporizado mais afastado, 51C, escolher a menor curva de tempo,  $C_r = 0,5$  para início do procedimento de coordenação.

Passo 3: Calcular o múltiplo  $M$  do relé 51C e 51B, baseando no curto-circuito trifásico a 85% do trecho CD, conforme a Equação 3.7. Com o múltiplo do relé 51C e a curva 0,5, calcular o tempo de operação  $t_C$  do relé no gráfico de tempo  $\times$  múltiplo específico para o tipo de temporização.

Passo 4: O tempo de atuação do relé 51B será acrescido de  $\Delta t$ , onde  $t_B = t_C + \Delta t$ . Com o múltiplo do relé 51B, calculado no passo 3 e o tempo  $t_B$ , encontra-se curva correspondente do relé 51B. Esta curva ainda não é definitiva, pois, devemos conferir se a mesma coordena com o relé 51C em todo o trecho. O ponto de coordenação é o local de instalação do relé 51C.



**Figura 3.22** Diagrama de coordenação de 3 relés de tempo inverso, com elemento instantâneo ligados em série em uma RD radial.

Passo 5: Calcular o múltiplo  $M'$  do relé 51B para a corrente de curto-circuito trifásico no barramento C. Com o múltiplo  $M'$  e a curva do relé 51B encontra-se o tempo de atuação  $t'$  do relé 51B. Se  $t'$  for maior que  $\Delta t$ , a coordenação entre eles está mantida.

Para mais relés a montante segue-se o mesmo procedimento a partir do passo 2.

A coordenação envolvendo os relés de neutro obedece ao mesmo procedimento de coordenação dos relés de fase.

### 3.5 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O TC e o Transformador de Potencial (TP), chamados de transformadores para instrumentos, são equipamentos utilizados para a ligação dos instrumentos de medida e

proteção em uma linha, cuja tensão e corrente não são compatíveis com os valores nominais dos instrumentos. Mesmo sendo de importância fundamental nas instalações elétricas, por isolarem da tensão e correntes elevadas, trazem consigo algumas interferências que devem ser tratadas pelos relés de proteção. Filtrar seus sinais de entrada de forma a eliminar as grandezas indesejadas e mantendo as componentes de interesse.

Na proteção de linhas de transmissão, subtransmissão e redes de distribuição, as fontes de ruídos são grandes, como a componente DC de decaimento exponencial, os transitórios do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC), as reflexões de ondas viajantes, os harmônicos provocados por cargas não-lineares e a saturação do núcleo do TC. Por isso, é imprescindível que esses transformadores sejam estudados e selecionados corretamente, para que na presença de uma falta, os níveis de tensão e corrente não causem erros em seu comportamento que possa causar a operação indevida dos relés.

Neste trabalho os estudos enfocam somente o TC destinado à proteção, uma vez que é avaliada apenas a proteção de sobrecorrente não direcional.

O funcionamento do TC, conforme ilustra a **Figura 3.23**, é pelo efeito de conversão eletromagnética, em que ocorre o aparecimento de uma corrente ( $I_s$ ) de menor magnitude no enrolamento secundário ( $N_2$ ), compatível com a necessidade dos aparelhos de medida e proteção. O enrolamento primário ( $N_1$ ) é ligado em série com o circuito principal é constituído de poucas espiras e de bitola grossa, por onde circula a corrente primária ( $I_p$ ). Os enrolamentos secundários são constituídos de muitas espiras de bitola fina onde alimenta a carga dos aparelhos de medida e proteção ( $Z_{carga}$ ).

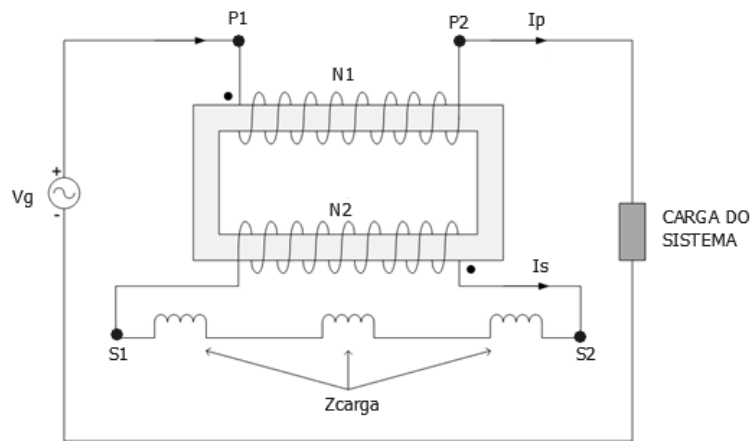
A *RTC* do TC é definida da mesma forma que para os transformadores de potência, ou seja:

$$RTC = \frac{N_2}{N_1} \quad (3.22)$$

A corrente secundária do TC, Equação 3.23, é padronizada em 5A pela NBR 6856 da ABNT. Todas as relações de transformação do TC são convencionalmente denotadas por X/5. A NBR 6856 também indica quais são as relações nominais simples utilizadas para TC.

$$I_s = \frac{I_p}{RTC} \quad (3.23)$$

A ligação é feita conectando os terminais P1 e P2 do enrolamento primário do TC no circuito principal da rede de distribuição que alimenta a carga do sistema através da fonte  $V_g$ . Nos terminais S1 e S2 do enrolamento secundário são conectados as cargas como aparelhos de medição e proteção.



(a)



(b)

**Figura 3.23** (a) Diagrama de ligação do Transformador de Corrente. Adequada de [80]; (b) Imagem do TC modelo RCI-11 da Rehtom ([www.rehtom.com](http://www.rehtom.com)).

### 3.5.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

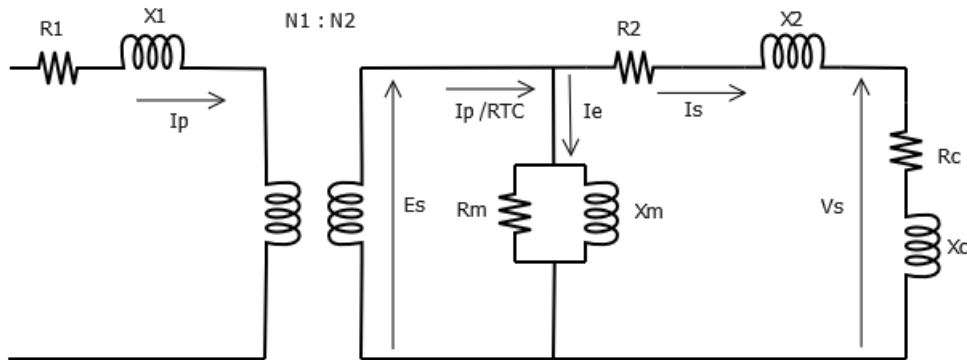
O circuito equivalente do TC, de uma forma geral, pode ser representado eletricamente através do esquema da **Figura 3.24**.  $R_1$  e  $jX_1$  constituem a impedância  $Z_1$  do enrolamento primário do TC,  $R_2$  e  $jX_2$  constituem a impedância  $Z_2$  do enrolamento secundário do TC e o ramo magnetizante é constituído por  $R_m$  e  $jX_m$  que é a impedância magnetizante  $Z_m$ .

A corrente  $I_p$ , absorvida pela carga do sistema circula também pelo enrolamento primário cuja impedância ( $Z_1 = R_1 + jX_1$ ) pode ser desconsiderada. A corrente  $I_s$  que circula no enrolamento secundário de impedância ( $Z_2 = R_2 + jX_2$ ) provoca uma queda de tensão na sua impedância e na impedância de carga ( $Z_{carga} = R_c + jX_c$ ) conectado no enrolamento secundário do TC. Essa queda de tensão afeta o fluxo principal, exigindo uma corrente magnetizante  $I_e$  diretamente proporcional.

A expressão  $I_p / RTC$ , na Equação 3.24, representa a corrente primária transferida para o secundário. Pela lei de *Kirchhoff* pode-se deduzir que:

$$\frac{I_p}{RTC} = I_s + I_e \quad (3.24)$$

Se considerarmos um transformador ideal, relação 1:1 ( $RTC = 1$ ), para que a corrente secundária reproduzisse fielmente a corrente primária, seria necessário que  $I_p = I_s$ .



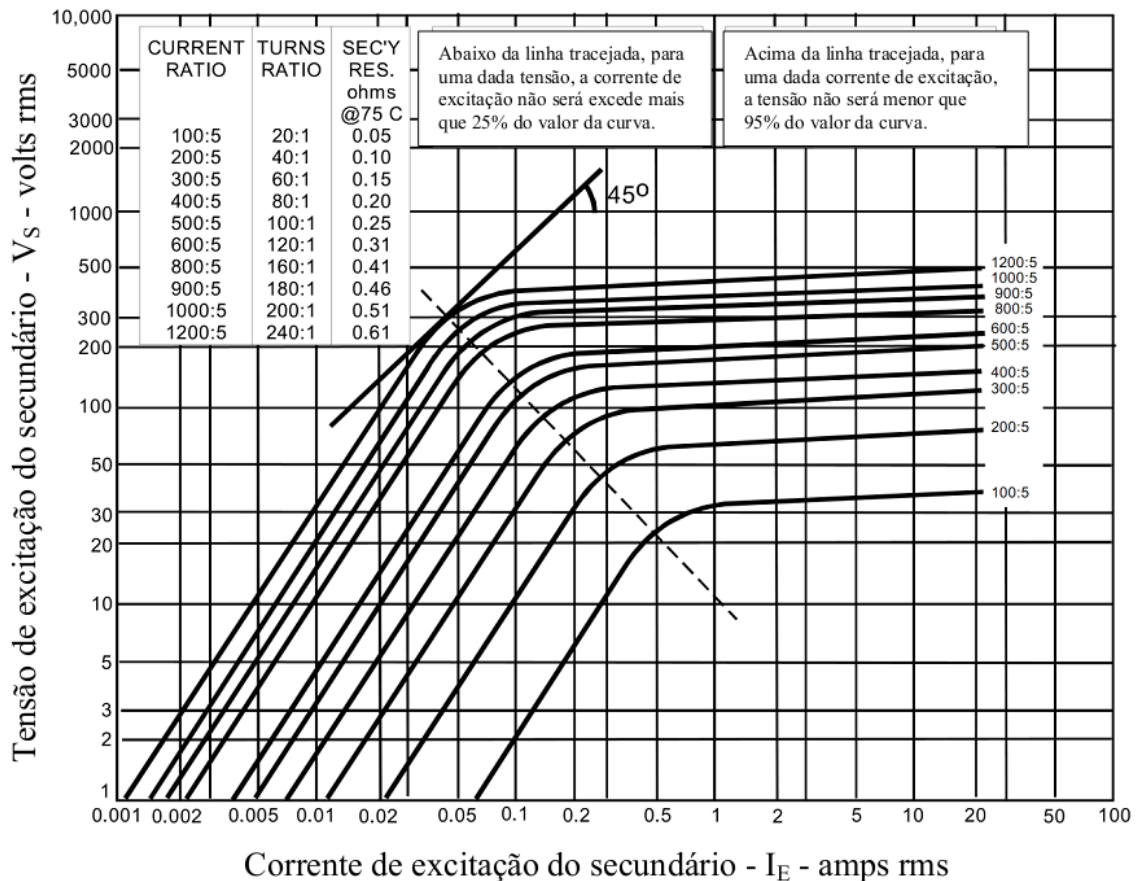
**Figura 3.24** Circuito equivalente do TC.

Como a Equação 3.24 demonstra que  $I_p$  é diferente de  $I_s$ , a corrente  $I_s$  que circula pela carga não corresponde exatamente a corrente do primário, ocasionando um erro no TC causado pela corrente de magnetização  $I_e$ .

### 3.5.2 ERROS DO TC

Os erros podem ser devido a:

- Ângulo de fase – É o erro da medida do ângulo entre a corrente primária e o inverso da corrente vetorial secundária do TC.
- Saturação Magnética – A curva de saturação depende das dimensões e das características físicas do material que compõe o núcleo magnético do TC e do número de espiras. Na curva de magnetização da **Figura 3.25**, há um ponto chamado de ponto ANSI/IEEE, ou joelho, onde o TC apresenta uma precisão esperada, e a partir dele o núcleo fica saturado havendo a imprecisão nos dados. A partir do joelho da curva, a corrente de magnetização cresce rapidamente enquanto que a tensão permanece quase que inalterada.



**Figura 3.25** Curvas de excitação típicas de um TC. Adequada de [48].

- Relação de transformação - O erro é registrado na medição de corrente com TC, onde a corrente primária não corresponde ao produto da corrente secundária pela relação de transformação. Esse erro é devido ao ramo magnetizante de impedância  $Z_m$ . Entretanto o erro pode ser corrigido através do Fator de Correlação Relativo ( $FCR_r$ ) dado na Equação 3.25.

$$FCR_r = \frac{I_s + I_e}{I_s} \quad (3.25)$$

O valor da corrente  $I_e$  pode ser determinado a partir da curva de excitação secundária do TC, conforme a **Figura 3.25**.

### 3.5.3 FATOR DE SOBRECORRENTE

É um fator de segurança do TC, pelo qual deve ser multiplicada a corrente nominal primária para se obter a máxima corrente no seu circuito primário até o limite de sua classe de exatidão. A NBR 6856 da ABNT, especifica o Fator de Sobrecorrente ( $FS$ ) para serviço de proteção igual a 20 vezes a corrente nominal com uma classe de exatidão de 10%. Em



caso de curto-circuito o  $FS$  é definido como a relação entre a máxima corrente de curto-circuito que circula no circuito primário ( $I_{cc}$ ) e a sua corrente primária nominal ( $I_p$ ), conforme a Equação 3.26.

$$FS = \frac{I_{cc}}{I_p} \quad (3.26)$$

Pela ANSI o  $FS$  é 20, e pela ABNT o  $FS$  pode ser 5, 10, 15 e 20, a tendência é usar o valor 20 [70].

### 3.5.4 CARGAS NOMINAIS

A especificação do TC depende da carga que será ligada ao circuito secundário. As cargas tem que ser criteriosamente calculada, pois além do valor ôhmico da impedância dos aparelhos, tem que se levar em consideração o valor ôhmico da fiação. A *American National Standards Institute* (ANSI), define que a classe de exatidão do TC é dado por uma letra e pela máxima tensão no instante do curto-circuito, de acordo com o seu fator de sobrecorrente. Um TC de classe C100, significa que o erro não ultrapassará 10% para nenhum valor de corrente até o limite de 20 vezes a corrente nominal, com uma carga de até  $1.0\Omega$  ( $1.0\Omega \times 20 \times 5 = 100V$ ).

A ABNT define a classe de exatidão do TC, como sendo a máxima potência aparente (VA) consumida pela carga conectada no seu secundário, para uma corrente nominal do secundário de 5A. No caso de um TC para proteção a representação é dada pela classe de exatidão, pela classe do TC quanto à impedância, seguida da tensão secundária que aparece nos terminais do TC, equivalente a vinte vezes a corrente nominal secundária. Por exemplo, 10B400, significa um TC com classe de exatidão de 10%, baixa impedância e tensão secundária de 400V. Com efeito, a carga secundária deverá ser de  $4\Omega$  ( $4 \times 20 \times 5 = 400V$ ). Por definição, a carga nominal (*Burden*) é a impedância  $Z_{carga}$  ligada aos terminais do TC, cujo valor corresponde à potência para a exatidão garantida. Considerando um TC de 200VA a carga nominal é de  $8\Omega$  ( $200/5^2 = 8$ ), conforme a Equação 3.27.

$$Z_{carga} = \frac{P_{TC}}{I_s^2} \quad (3.27)$$

Assim, a carga de um TC ( $P_{TC}$ ) é dada pela soma de todas as cargas dos aparelhos ligados ao seu secundário ( $C_{ap}$  em VA), e pela carga ôhmica da fiação que interliga os aparelhos ao TC. Considera-se a impedância do condutor  $Z_{carga}$  em  $\Omega/m$ , e o comprimento  $l_{fio}$  do condutor em  $m$ , conforme define a Equação 3.28.

$$P_{TC} = \sum C_{ap} + (l_{fio} \times Z_{carga}) \times I_s^2 \quad (3.28)$$

Pode-se determinar a carga ôhmica do condutor pela Lei de Ohm em que  $Z_{carga} = \rho_{(cobre)} \times l/A$ . Onde  $\rho_{(cobre)}$  é a resistividade do cobre,  $\rho_{(cobre)} = \frac{1}{58,82} \frac{mm^2 \Omega}{m}$ ,  $l$  é o comprimento do fio condutor em  $m$ , e  $A$  é a área da seção transversal do fio em  $mm^2$ .

### 3.5.5 CORRENTES NOMINAIS

Existe uma variedade de TCs para redes de distribuição e subestações, com capacidades diferentes para alimentar uma carga.

As correntes nominais primárias e as relações de transformação nominais do TC de acordo com a NBR 6856, 1992, estão discriminadas na **Tabela 3.5**.

**Tabela 3.5** Correntes primárias e relações nominais – NBR 6856 [81].

Corrente nominal	Relação nominal	Corrente nominal	Relação nominal	Corrente nominal	Relação nominal	Corrente nominal	Relação nominal
5	1:1	60	12:1	400	80:1	2500	500:1
10	2:1	75	15:1	500	100:1	3000	600:1
15	3:1	100	20:1	600	120:1	4000	800:1
20	4:1	125	25:1	800	160:1	5000	1000:1
25	5:1	150	30:1	1000	200:1	6000	1200:1
30	6:1	200	40:1	1200	240:1	8000	1600:1
40	8:1	250	50:1	1500	300:1		
50	10:1	300	60:1	2000	400:1		

A corrente nominal primária do TC deve ser compatível com a corrente de carga do circuito primário da RD.

Os valores de *taps* são padronizados, o TC com *RTC* de 600 – 5A tem 10 *taps* diferentes disponíveis, não sendo possível criar qualquer *tap* desejado. A **Tabela 3.6** especifica os *taps* para o TC RM 600 – 5A.

**Tabela 3.6** Relações nominais múltiplas do TC RM 600 – 5A – ABNT NBR 6856.

Designação genérica	Derivações principais	Esquema	Corrente primária nominal (A)	Relação nominal	Derivações secundárias
RM 600 - 5A	100/150/400/600 - 5A		50	10 : 1	S2 - S3
			100	20 : 1	S1 - S2
			150	30 : 1	S1 - S3
			200	40 : 1	S4 - S5
			250	50 : 1	S3 - S4
			300	60 : 1	S2 - S4
			400	80 : 1	S1 - S4
			450	90 : 1	S3 - S5
			500	100 : 1	S2 - S5
			600	120 : 1	S1 - S5

No esquema de ligação, P1 e P2 são os pontos de conexão do enrolamento primário do TC ao alimentador. Os terminais S1 a S5 são as *taps* de ligação de acordo com a relação de transformação (*RTC*) desejada no ajuste e coordenação. Se a *RTC* for de 60:1 as cargas no enrolamento secundário serão conectadas nos terminais S2 e S4.

Os demais tipos de TC estão disponíveis na NBR 6856 [81].

### 3.5.6 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O dimensionamento do TC deve ser feito para atender o funcionamento adequado dos dispositivos de proteção e medição que são instalados no seu secundário. Por exemplo, a corrente de ajuste do relé de proteção depende da *RTC* para adequar aos valores de *tap* de modo que atue com rapidez e segurança no momento de falta.

Os critérios utilizados para o cálculo do TC segundo [70], são dois:

- Corrente de curto-circuito – A corrente nominal primária do TC deve ser maior que a razão entre a corrente de curto-circuito máxima no ponto de instalação do TC ( $I_{cc}$ ) e o fator de sobrecorrente ( $FS = 20$ ). A máxima corrente de curto-circuito deve estar dentro da limitação da classe de exatidão de 10%.

$$I_{nTC} \geq \frac{I_{cc}}{FS} \quad (3.29)$$

- Corrente nominal – A corrente nominal primária do TC deve ser maior que a máxima corrente de carga a ser considerada. Para o cálculo da máxima corrente, considerar a corrente nominal do sistema em estudo para a demanda máxima de operação e a corrente nominal do circuito de transferência caso a SE possuir.

$$I_{nTC} \geq k \times I_{max} \quad (3.30)$$

O fator  $k$  é considerado como o fator de crescimento calculado na Equação 3.1.

A SEL<sup>1</sup> desenvolveu um critério (Equação 3.31) que leva em consideração a possível saturação do TC. A técnica apresentada identifica o nível dos efeitos de saturação em diversos elementos da proteção, e dá diretrizes de aplicação que eliminam ou minimizam o risco de saturação do TC [80,82].

$$Tap_{TC} \geq \sqrt{\left(\frac{X}{R} + 1\right) \times \frac{I_{cc} \times Z_{carga} \times Tap_{max}}{20 \times Z_{bn}}} \quad (3.31)$$

Onde:

$Tap_{TC}$  –  $Tap$  mínimo que deve ter o TC para que não haja saturação.

$I_{cc}$  – Corrente de curto-circuito trifásica ou monofásica.

$Tap_{max}$  –  $Tap$  máximo do TC que é escolhido para o estudo.

$Z_{carga}$  – Impedância da carga que será conectada ao secundário do TC.

$Z_{bn}$  – Impedância nominal do TC em estudo que corresponde à carga máxima que pode ser conectado no secundário do TC.

$X/R$  – corresponde à  $\tan(\emptyset)$ .  $\emptyset$  é ângulo de defasagem da corrente de curto-circuito.

---

<sup>1</sup> - Schweitzer Engineering Laboratories - Fabricante de relés.

### 3.6 RELIGADORES

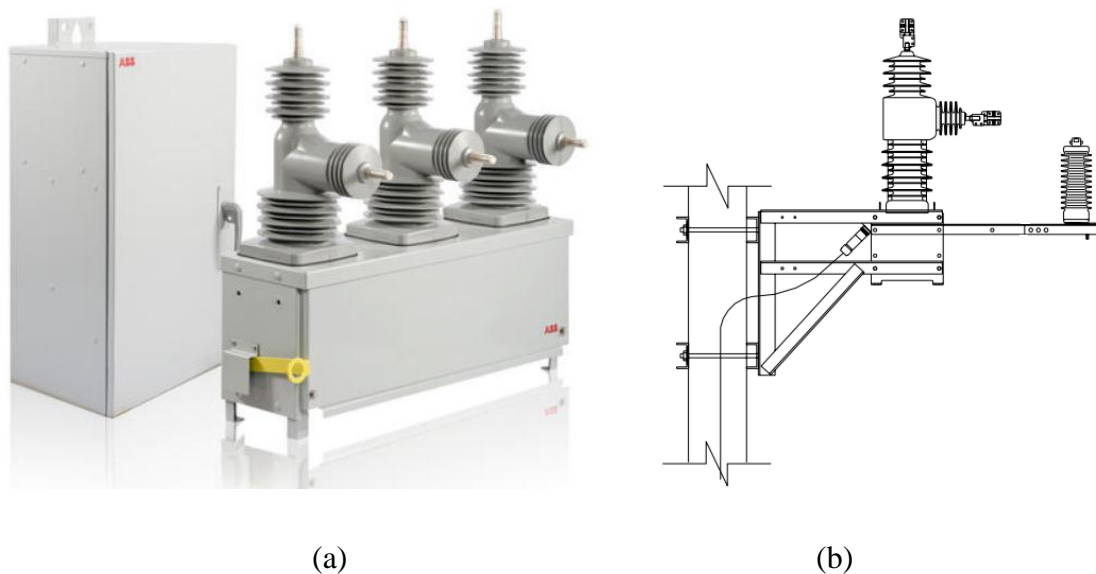
A definição de religadores, segundo a norma nacional americana ANSI C37.60, é: *“um dispositivo autocontrolado automático que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, permanecendo fechado ou bloqueado”* [83].

Todo alimentador que deriva de um barramento de média tensão em uma SE de distribuição, há necessidade de utilização de um equipamento de proteção. O religador é um equipamento largamente utilizado na proteção de redes aéreas urbanas e rurais, por permitirem que os defeitos transitórios sejam eliminados, sem a necessidade de deslocamento de pessoal de manutenção para percorrer o alimentador em falta. E reduz significativamente o tempo de falta de energia, já que 70% a 86% das ocorrências em RD são transitórias e ocorrem entre fase e terra [3, 10].

O religador é um equipamento automático de interrupção da corrente elétrica, com uma capacidade de repetições de abertura e fechamento de um circuito alimentador durante a ocorrência de uma falta. São constituídos de TCs do tipo bucha, câmara de extinção de arco voltaico, bobina de operação série e unidade de controle. A unidade de controle compõe de relés de sobrecorrente de fase (50/51), de neutro (50/51N), relé de religamento (79), contador de religamento, chaves de bloqueios, seletor de abertura, ajuste de curvas, etc., todos incorporados em uma só unidade.

Os religadores são instalados predominantemente no alimentador de distribuição, mas também são fabricados para serem instalados em SE. Os religadores de SE são apropriados para instalação fixa no solo de construção abrigada ou ao tempo. Utilizam de fontes auxiliares em baixa tensão (CC ou CA) para alimentação do seu sistema de proteção: relés, motor de carregamento da mola, sinalização, etc. São equipamentos dotados de meio extintor de arco com grande volume de óleo, ou pequeno volume de óleo.

Os religadores de distribuição, **Figura 3.26**, são equipamentos destinados à instalação em poste normalmente em estrutura simples. Sua aplicação é exclusiva para proteção de rede de distribuição rural (RDR) ou de rede de distribuição urbana (RDU).



**Figura 3.26** (a) Imagem do religador modelo RER620 - GridShield® 15,5kV da ABB ([www.abb.com](http://www.abb.com)); (b) Instalação em poste do religador NOVA – Cooper Power Systems – RedeCemat (NTD-RE-002).

Há vários critérios que devem ser adotados para a instalação de religadores nos diferentes pontos da RD, como:

- Em pontos de circuitos longos onde a corrente de curto-circuito não tem valor expressivo capaz de sensibilizar os dispositivos de proteção;
- Na derivação de alguns ramais que suprem cargas relevantes;
- Em alimentadores que tenham dois ou mais ramais;
- Em ramais que necessitam de continuidade de serviço;
- Pontos de bifurcação de alimentadores.

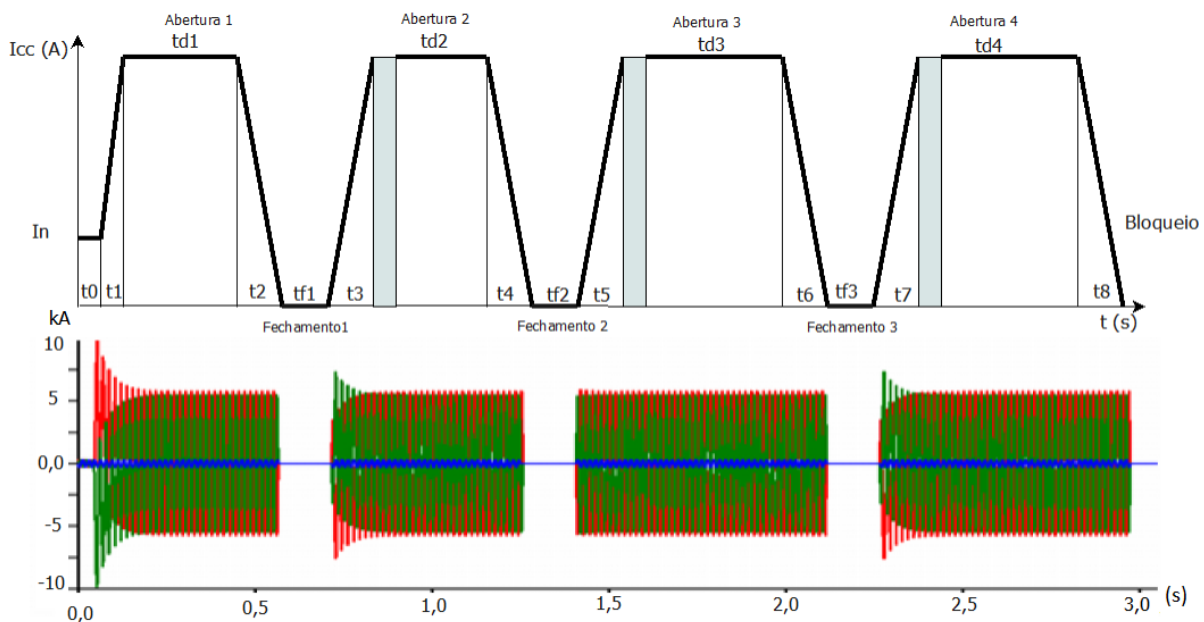
### 3.6.1 OPERAÇÃO DE RELIGADORES

O religador normalmente é trifásico ou constituído por um banco de religadores monofásicos onde o seccionamento sempre é tripolar. O mecanismo de abertura e fechamento de operação do religador utiliza a energia armazenada em molas carregáveis por motor elétrico, mas pode ser acionado por disparo manual em caso de emergência. A operação de religadores compõe de duas unidades principais:

- a) Unidade de Controle – responsável pelo processo elétrico de detecção da falta, bloqueio, rearme, religamento, comando da unidade mecânica de manobra, sinalização, medição, registros, etc.;
- b) Unidade mecânica de manobra – constituída por motores, molas de acionamento e pólos onde estão os contatos fixos e móveis.

O primeiro ciclo de operação do religador é um procedimento mecânico para deixá-lo pronto para atuação. Inicialmente carregam-se as molas de fechamento através de um motor elétrico, ou manualmente através de uma alavanca. Fecham-se os pólos acionando um botão mecânico de fechamento e ao mesmo tempo carrega-se a mola de abertura, e o religador está ligado. Não ocorrendo nenhum defeito o religador se encontra no estado de pré-carregamento. Nessa condição o religador está predisposto a realizar sucessivas manobras rápidas e com retardo de abertura-fechamento-abertura.

O segundo ciclo de operação acontece no instante em que ocorre uma falta no sistema e o religador opera automaticamente na proteção. Observe os tempos indicados na **Figura 3.27** e o oscilograma, ilustra todo o comportamento e ação de um religador quando aplicado um curto-circuito bifásico.



**Figura 3.27** Diagrama de operação dos religadores com o oscilograma de atuação no ATP.

- $t_0$  - Circula corrente nominal e o religador está carregado pronto para operar;

- $t1$  - Ocorre uma falta e o relé leva um tempo para detectar a anormalidade devido ao seu funcionamento e mecanismo de detecção da falta;
- $td1$  - O relé instantâneo (50) atua instantaneamente, mas devido ao tempo próprio de processamento do relé digital, o religador atua em seu primeiro disparo, após um determinado tempo chamado de tempo de disparo ( $td$ ), e envia um sinal ( $trip$ ) para o mecanismo de abertura atuar, e sai de operação. É ativado o contador de tempo de disparo;
- $t2$  - O mecanismo de abertura do circuito atua levando mais um tempo para o processo de abertura finalizar. De modo que o tempo total de disparo entre o processamento do relé e a finalização da abertura, chamado de tempo próprio do religador, segundo [2], está em torno de 400ms ( $td1+t2$ );
- $tf1$  - O relé de religamento (79) é acionado e aguarda um tempo determinado, chamado tempo de fechamento ( $tf$ ) ou tempo de religamento ou tempo morto. É ativado um contador de religamento. Decorrido o tempo  $tf1$ , o relé envia um sinal para o mecanismo de fechamento atuar;
- $t3$  - O mecanismo de fechamento atua levando um tempo para que o processo finalize;
- $td2$  - Se a falta persistir, entra em operação o relé temporizado (51). O relé detecta a anormalidade e temporiza sua ação. A área sombreada é o tempo que o relé leva para detectar a anormalidade, incluso no tempo de disparo  $td$ . Decorrido o tempo  $td2$ , o relé envia um sinal para o mecanismo de abertura atuar;
- $t4$  - O mecanismo de abertura atua.

A partir deste ponto o processo de religamento-abertura se repete e todas as temporizações desde o  $t4$  até  $t8$  acontecem se persistir a falta. Os contadores de tempo de disparo e religamento incrementam uma unidade em sua contagem até o processo final com o bloqueio ou com a interrupção. Em geral os religadores permitem três religamentos antes do bloqueio, mas há concessionária que adota dois religamentos na sua RD [84].

Se a falta for permanente, o religador desenvolverá a sequência completa de operações, isto é, 3 religamentos e 4 disparos. Após o quarto disparo o religador será bloqueado e permanecerá aberto até receber um comando de fechamento local ou remoto. Se a falta desaparecer antes do último desligamento, não haverá bloqueio. Nesse caso é



ativado o tempo de rearme ou de restabelecimento que, em segundos, rearma o religador, resseta todos os contadores, ficando o religador preparado para uma nova sequência de operações.

A fim de evitar um rearme durante a sequência de operações, o tempo de rearme pode ser determinado a partir da Equação 3.32.

$$t_{re} = 1,1 \times \sum t_d + 1,15 \sum t_f \quad (3.32)$$

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%.

Cabe a cada estudo específico, definir qual a melhor forma da sequência de operação que permite a coordenação com equipamentos instalados à jusante do religador. Pode-se escolher toda a sequência de disparos rápidos ou lentos, ou uma sequência que define combinações de disparos rápidos e lentos, conforme ajuste previamente definido.

Os disparos rápidos são desenvolvidos por relés instantâneos (50) ou por unidade temporizada de tempo dependente (51), com curvas de características rápidas do tipo inversa ou definidas. Os disparos lentos são conseguidos através de unidades de tempo dependente (51), com curvas lentas, inversas ou definidas.

A **Figura 3.27** mostra a sequência de operação constituída de dois disparos rápidos e dois disparos lentos. O tempo de fechamento ( $t_f$ ) é determinado pelo ajuste dos relés 79. Cada temporizador permite regular o tempo entre o sinal de abertura e o religamento sucessivo, conforme a seguinte relação:

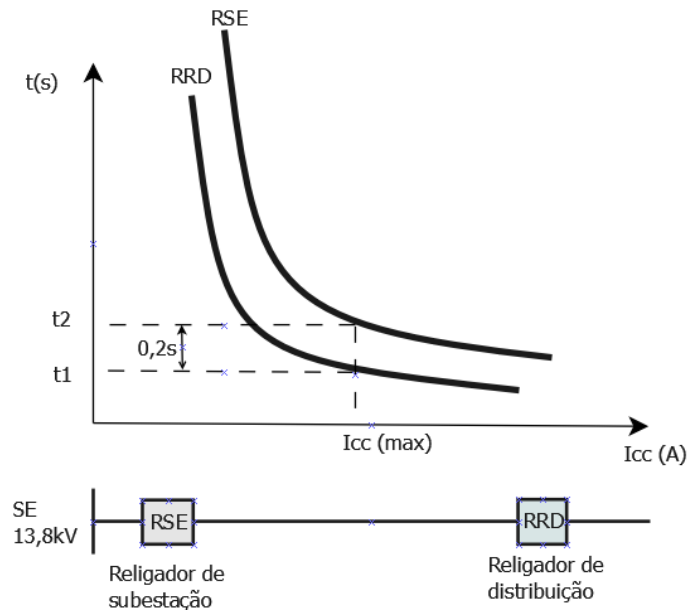
- $tf1$  - regulado na faixa de 0 – 120s, em passos de 0 – 5 – 20 – 40 – 60 – 80 – 120s;
- $tf2$  e  $tf3$  - regulados na faixa de 5 – 120s, em passos de 0 – 5 – 20 – 40 – 60 – 80 – 120s, com início em 5s que corresponde ao tempo necessário ao carregamento da mola de fechamento.

## 3.6.2 COORDENAÇÃO DE RELIGADORES

### 3.6.2.1 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES DE SUBESTAÇÃO E RELIGADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A coordenação entre religadores envolve a coordenação entre os relés de sobrecorrente que os compõe. Portanto os mesmos critérios de cálculos, ajustes e coordenação para os religadores, são os mesmos vistos no item 3.3 e 3.4. Quando em uma RD for instalado um religador de subestação e um religador de distribuição, **Figura 3.28**, pode ser admitido os seguintes critérios de coordenação:

- A sequência de operação deve ser ajustada para que o religador de subestação execute uma operação rápida e três operações lentas;
- A corrente de ajuste da unidade temporizada de fase (51) do religador de distribuição deve ser inferior que a corrente de ajuste da unidade temporizada de fase (51) do religador de subestação, para corrente de curto-circuito trifásica e bifásica;
- A corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro (51N) do religador de distribuição deve ser inferior que a corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro (51N) do religador de subestação, para corrente de curto-circuito monofásica;
- A corrente de ajuste da unidade instantânea de fase (50) do religador de subestação deve ser superior à corrente de curto-circuito assimétrica trifásica, no ponto de instalação do religador de distribuição;
- A corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro (50N) do religador de subestação deve ser superior à corrente de curto-circuito fase-terra, no ponto de instalação do religador de distribuição;
- A curva do religador de subestação deve ser superior em pelo menos 0,2s, para a corrente de curto-circuito máxima com relação à curva do religador de distribuição, conforme a **Figura 3.28**;
- O intervalo de rearme do religador de subestação deve ser igual ou superior ao tempo de rearme do religador de distribuição;
- O religador de subestação deve estar sempre com seus contatos fechados no momento do religamento do religador de distribuição, para que o mesmo teste a permanência do defeito.



**Figura 3.28** Curva de coordenação entre religadores de subestação e religadores de distribuição.

### 3.6.2.2 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E ELO FUSÍVEL

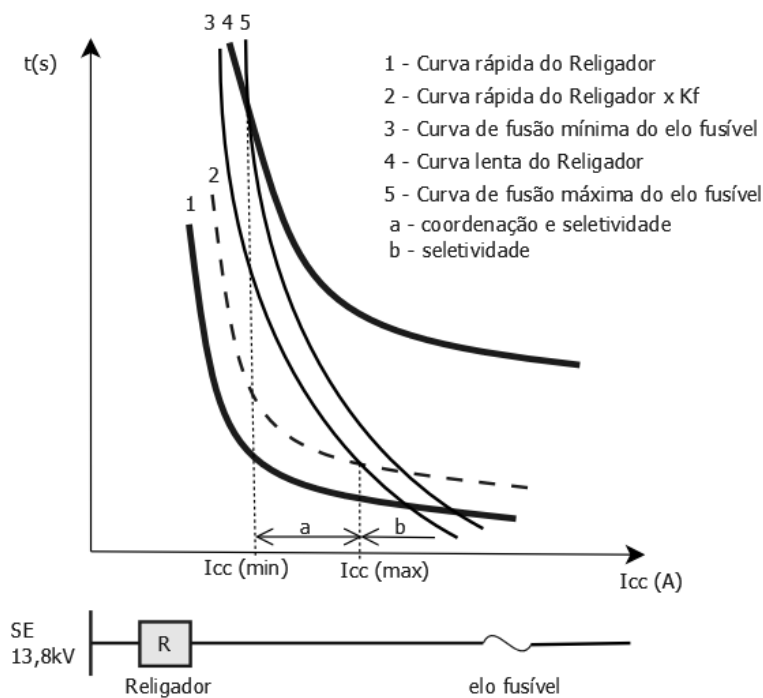
Este estudo enfoca a coordenação entre religador e elo fusível, quando o elo fusível está instalado no lado da carga, e pode envolver a coordenação entre religador de subestação e elo fusível, e religador de distribuição e elo fusível. Aplicam-se os seguintes critérios de coordenação:

- O tempo mínimo de fusão do elo fusível deve ser maior que o tempo de abertura do primeiro disparo do religador, multiplicado por um fator  $K_f$ , conforme a **Tabela 3.7**. O fator  $K_f$  varia em função do número de operações rápidas e do tempo de religamento;

**Tabela 3.7** Fator multiplicador de operações rápidas do religador.

Tempo de Religamento (s)	Fator multiplicador $K_f$	
	Uma operação rápida	Duas operações rápidas
0,50	1,20	1,80
1,00	1,20	1,35
1,50	1,20	1,35
2,00	1,20	1,35

- O valor da corrente mínima de curto-circuito entre fases no ponto a jusante do elo fusível, deve ser menor que a corrente de acionamento do religador;
- O tempo de abertura do elo fusível deve ser inferior ao tempo de abertura do religador na curva de característica lenta, ou seja, tempo de disparo da primeira operação lenta do relé 51;
- O religador em geral pode ser ajustado para as quatro sequências de operações, sendo duas operações rápidas e duas operações lentas;



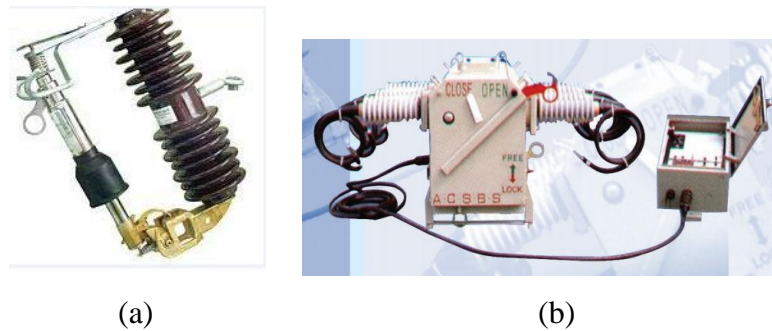
**Figura 3.29** Curvas de coordenação entre religador e elo fusível.

- Na **Figura 3.29** verifica-se que existe um trecho em que a coordenação é viável, ou seja, o intervalo  $< a >$ . Esse intervalo está entre o ponto de cruzamento da curva lenta do religador (curva 4) com a curva de fusão máxima do elo fusível (curva 5), e o ponto de cruzamento entre a curva de fusão mínima do elo fusível (curva 3) e a curva rápida do religador acrescido do fator multiplicador  $K_f$  (curva 2);

### 3.7 SECCIONALIZADORES AUTOMÁTICOS

Os seccionalizadores, também identificados como seccionadores automáticos são equipamentos de proteção utilizados em RD para seccionar definitivamente um trecho do alimentador, quando ocorre uma falta permanente à jusante de sua instalação, cuja

interrupção é feita por um equipamento de retaguarda. A definição de seccionalizadores, segundo a Norma Nacional Americana ANSI C37.63, é: “Um dispositivo de abertura que interrompe automaticamente o circuito elétrico principal, depois de sentir e responder a um número de impulsos de corrente de magnitude igual ou superior a um valor predeterminado, mantendo o circuito isolado enquanto permanecer aberta” [85].



**Figura 3.30** (a) Seccionizador monofásico tipo seco ([www.solostocks.com.br-29/03/2012](http://www.solostocks.com.br-29/03/2012)); (b) Seccionizador trifásico em gás SF6 ou óleo – ARTECHE ([www.artech.com-29/03/2012](http://www.artech.com-29/03/2012)).

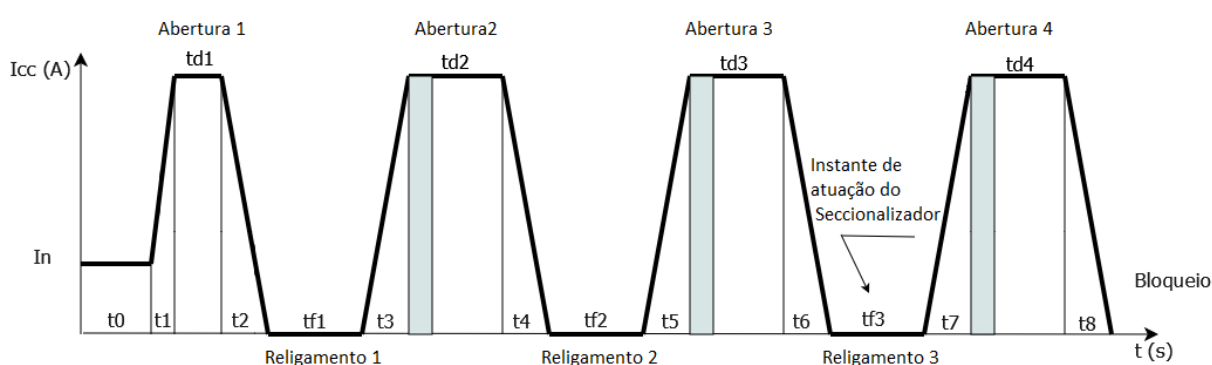
Os seccionalizadores, ao contrário de outros dispositivos de proteção de sobrecorrente, não operam por tempo e corrente, já que sua função é seccionar parte de um alimentador. Quanto ao número de fases, podem ser monofásicos e trifásicos, ver imagem ilustrada na **Figura 3.30**. Possuem sistema de controle por ação eletromagnética e eletrônica. Este estudo envolve somente os seccionalizadores automáticos de controle eletrônico. São dotados de um sistema capaz de memorizar os ajustes necessários de contagem de tempo, de ordenar a abertura de seus contatos, e efetuar o seu travamento definitivo ao final de certo número de operações de equipamento de retaguarda.

Quando a corrente de falta passa pelo seccionizador, ela é sentida pelos TCs, para em seguida passar pelo relé de contagem que irá carregar os capacitores de contagem e memória. Se a corrente cair abaixo de um valor pré-determinado a contagem é inicializada. Quando for atingido o número pré-estabelecido de contagens, o circuito de disparo é então energizado, com a finalidade de atuar sobre a bobina de disparo, por meio de um capacitor.

Ocorrendo uma falta permanente, o seccionizador irá operar após um número prefixado de contagens. Caso a falta seja temporária, o seccionizador armazena a contagem em uma memória eletrônica até o tempo pré-estabelecido, voltando ao seu estado inicial de contagem zero após ter atingido este tempo.

A corrente mínima de atuação para falta fase-fase ou fase-terra, é ajustada em aproximadamente 80% do ajuste mínimo para a operação do dispositivo de proteção de retaguarda, e pode ser modificada simplesmente pela troca da posição da chave seletora pertinente.

Os ajustes da contagem para abertura do seccionizador correspondem a uma, duas ou três contagens para abrir. O valor definido deve ser menor de uma unidade do número de abertura que está programado no equipamento de retaguarda, conforme a **Figura 3.31**. O religador foi programado para quatro aberturas e três religamentos, de modo que o seccionizador deve atuar no terceiro religamento.



**Figura 3.31** Atuação do seccionizador com religador.

O tempo de memória é o intervalo de tempo na qual o seccionizador deve registrar o número de contagens relativo à abertura do equipamento de retaguarda.

O tempo de rearme é o tempo que o seccionizador leva para apagar de sua memória todas as contagens efetuadas, a partir do último registro em que não se completou o número de contagem para abertura e bloqueio.

### 3.7.1 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E SECCIONALIZADORES

Para que haja coordenação entre religadores e seccionizadores alguns critérios devem ser obedecidos:

- O seccionizador deve ser instalado à jusante do religador;
- O religador e o seccionizador devem ser sensíveis às correntes mínimas de falta na zona de atuação do seccionizador;

- O seccionizador dotado de dispositivos de disparo de terra (trifásicas) exige emprego de religadores dotados desse dispositivo;
- O religador pode ser ajustado para executar duas operações rápidas e duas operações temporizadas;
- Para a condição de operação acima, o seccionizador deve ser ajustado para três contagens;
- O tempo de memória do seccionizador deve ser superior à soma dos tempos de religamento, adicionados aos tempos de ajustes das unidades temporizadas do religador;
- O tempo de memória do seccionizador deve ser maior que o tempo acumulado no religador;
- A corrente mínima de acionamento do seccionizador deve ser no máximo 80% da corrente de disparo do religador.

## CAPÍTULO 4

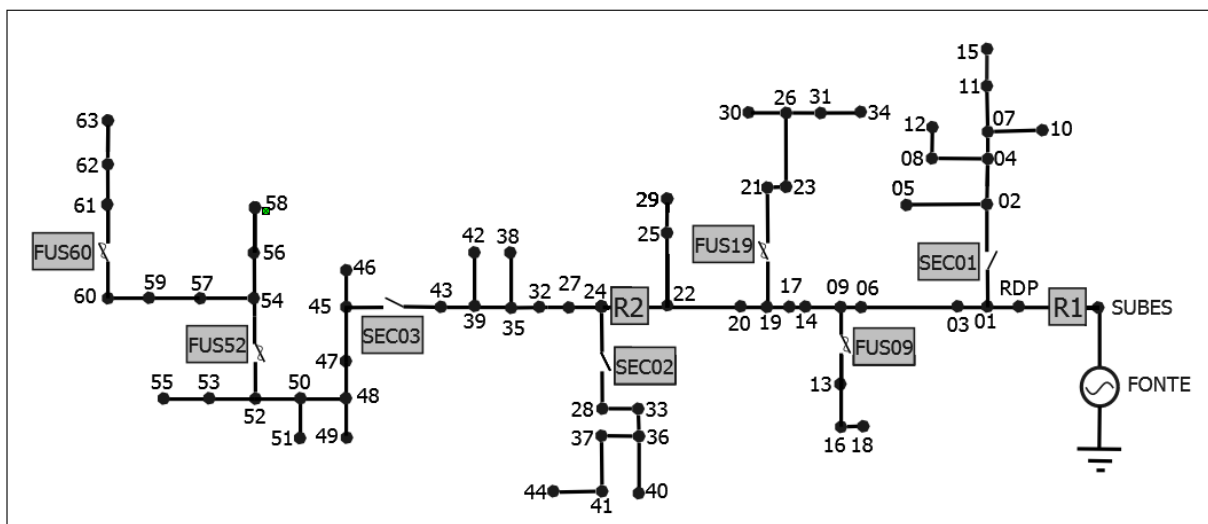
### 4. MEMORIAL DE CÁLCULO DOS AJUSTES DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

#### 4.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADO

A Rede de Distribuição em estudo é composta de um alimentador real e radial. O alimentador tem uma extensão aproximada de 9,78km, com cabos de alumínio CAA e CA, operando na tensão primária de 13,8kV, frequência de 60Hz e alimentando uma carga com potência de 8,2 MVA.

O alimentador possui dois transformadores de 10MVA, cuja corrente de curto-circuito trifásico é de 7856,6A, e a corrente de curto-circuito monofásico é de 8480,6A. Esses dados determinam a impedância equivalente de Thévenin de sequência positiva e zero no barramento de 13,8kV igual a  $Z_1 = j1,01412\Omega$  e  $Z_0 = j0,79026\Omega$ .

O alimentador possui 63 barramentos dos quais 7 não possuem cargas, e estão distribuídos conforme a **Figura 4.1**.



**Figura 4.1** Planta baixa do alimentador em estudo.



A figura é uma representação do alimentador não georreferenciada para facilitar o estudo. A distribuição dos equipamentos de proteção seguiram regras, e foram colocados uma considerável quantidade de equipamentos para simular as mais diversas formas e possibilidades de coordenação. Para esta rede de distribuição um religador seria o suficiente para proteção do sistema.

A **Tabela 4.1** especifica as características físicas e elétricas do alimentador.

**Tabela 4.1** Características físicas e elétricas do alimentador.

Trecho RD		Comprimento (km)	Potência		Tipo Cabo	Trecho RD		Comprimento (km)	Potência		Tipo Cabo
De	Para		P (MW)	Q (Mvar)		De	Para		P (MW)	Q (Mvar)	
0	1	0,61	0,114	0,0353	336,4-MC	28	33	0,05	0	0	4/0-CAA
1	2	0,07	0,0717	0,0221	4/0-CAA	31	34	0,02	0,2151	0,0663	4-CA
1	3	0,14	0,0717	0,0221	336,4-MC	32	35	0,19	0,0143	0,0044	336,4-MC
2	4	0,27	0,043	0,0132	4-CA	33	36	0,07	0,3585	0,1103	4-CA
2	5	0,18	0,0717	0,0221	4-CA	33	37	0,07	0,1434	0,0441	4-CA
3	6	0,37	0	0	336,4-MC	35	38	0,13	0,043	0,0132	4-CA
4	7	0,25	0,0717	0,0221	4-CA	35	39	0,08	0,0287	0,0088	336,4-MC
4	8	0,07	0,0713	0,0221	4-CA	36	40	0,15	0,0143	0,0044	4-CA
6	9	0,04	0,114	0,0353	336,4-MC	37	41	0,11	0,043	0,0132	4-CA
7	10	0,38	0,043	0,0132	4-CA	39	42	0,07	0,0143	0,0044	4-CA
7	11	0,08	0,0717	0,0221	4-CA	39	43	0,11	0,129	0,0396	336,4-MC
8	12	0,19	0,114	0,0353	4-CA	41	44	0,21	0,1797	0,0552	4-CA
9	13	0,15	0,0717	0,0221	4-CA	43	45	0,51	0,043	0,0132	336,4-MC
9	14	0,15	0,0717	0,0221	336,4-MC	45	46	0,09	0,043	0,0132	4-CA
11	15	0,18	0,0287	0,0088	4-CA	45	47	0,16	0,1075	0,0331	336,4-MC
13	16	0,11	0,0717	0,0221	4-CA	47	48	0,11	0,0573	0,0176	336,4-MC
14	17	0,06	0,043	0,0132	336,4-MC	48	49	0,11	0,043	0,0132	4-CA
16	18	0,07	0,114	0,0353	4-CA	48	50	0,21	0,043	0,0132	336,4-MC
17	19	0,2	0	0	336,4-MC	50	51	0,05	0,1434	0,0442	4-CA
19	20	0,14	0,043	0,0132	336,4-MC	50	52	0,16	0	0	336,4-MC
19	21	0,13	0,2509	0,0773	4/0-CAA	52	53	0,11	0,1075	0,0331	4-CA
20	22	0,31	0,0574	0,0176	336,4-MC	52	54	0,04	0	0	336,4-MC
21	23	0,03	0,0717	0,0221	4/0-CAA	53	55	0,06	0,043	0,0132	4-CA
22	24	0,19	0,043	0,0132	336,4-MC	54	56	0,32	0,0717	0,0221	4-CA
22	25	0,29	0,215	0,0662	4-CA	54	57	0,05	0,0717	0,0221	4/0-CAA
23	26	0,18	0,1075	0,0331	4/0-CAA	56	58	0,16	0,043	0,0132	4-CA
24	27	0,13	0	0	336,4-MC	57	59	0,15	0,0717	0,0221	4/0-CAA
24	28	0,32	0,1434	0,0441	4/0-CAA	59	60	0,16	0,0717	0,0221	4/0-CAA
25	29	0,03	0,0143	0,0044	4-CA	60	61	0,08	0,5089	0,1566	4/0-CAA
26	30	0,07	0,1721	0,1322	4-CA	61	62	0,33	0,043	0,0132	4-CA
26	31	0,04	0,0717	0,0221	4-CA	62	63	0,14	0,172	0,0528	4-CA
27	32	0,09	0	0	336,4-MC						

## 4.2 ESCOLHA E LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

A escolha do tipo de equipamento de proteção a ser instalado em uma RD, deve seguir os critérios que cada concessionária pratica de acordo com suas Normas Técnicas e considerar o que existe nas literaturas específicas da área sobre o assunto. Os equipamentos de proteção da RD devem ser instalados [68,86]:

- Em pontos de circuitos longos, onde o curto-circuito mínimo não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda, pode ser utilizado o religador ou a chave fusível;
- No início de ramais importantes que suprem locais com probabilidades de acontecer faltas transitórias, e que possui dados estatísticos de elevada interrupção, pode ser utilizado o religador ou seccionizador;
- No início de ramais, que não são abrangidos pelo segundo item acima, pode-se instalar a chave fusível;
- Após a carga onde a continuidade do serviço é crítico pode ser instalado qualquer um dos três equipamentos de proteção: religador, seccionizador ou chave fusível;
- Em bifurcação de alimentadores pode-se instalar religador ou seccionizador;
- Em circuitos oriundos do mesmo disjuntor da SE, pode ser instalados religador ou seccionizador;
- Sempre no primário de transformador de potência da RD, instalar chave fusível;
- Em ramais de consumidores protegidos por disjuntores, sem a proteção para falta de fase, pode-se instalar o religador ou seccionizador, sendo desaconselhável a chave fusível;
- Quando a chave fusível for instalada em série, em número de três, substitui-se a terceira chave fusível por um seccionizador no sentido carga-fonte;
- Não deve instalar religadores e seccionizadores em troncos de alimentadores sujeitos a manobras com possível inversão de fluxo.

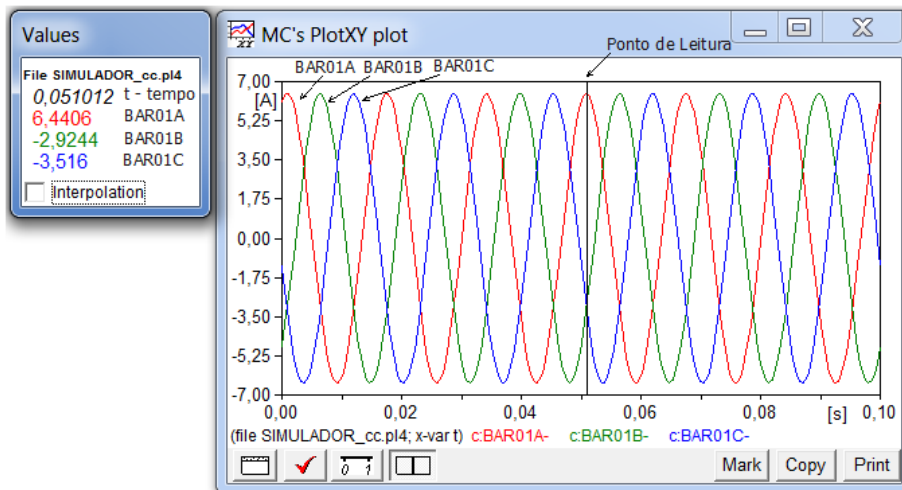
Seguindo esses critérios, foram escolhidos para instalação os seguintes equipamentos de proteção no alimentador em estudo:

- Religadores – Foram instalados dois religadores. O religador 1 (R1) na **Figura 4.1**, foi instalado na subestação no barramento SUBES. O religador 2 (R2) foi instalado no ponto médio do alimentador, no barramento 22;
- Seccionadores – Instalaram-se os seguintes seccionadores: SEC01 no barramento 1, SEC02 no barramento 24 e SEC03 no barramento 43.
- Elos Fusíveis – Foram instalados para atender dois ramais menos expressivos do alimentador, o FUS09 no barramento 09 e o FUS19 no barramento 19. A partir do barramento 43 seriam instalados três chaves fusíveis em série. Optou-se pela substituição da terceira chave fusível pelo seccionador SEC03 para fins de coordenação. Em todos os barramentos que possuem transformadores de potência foram instaladas chaves fusíveis para proteção do transformador de distribuição.

Dessa forma, o alimentador foi modelado de acordo com a **Figura 4.1**.

### 4.3 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

De acordo com as características elétricas do alimentador em estudo, foram feitas simulações do funcionamento normal da RD sem a presença de anormalidades.



**Figura 4.2** Gráfico gerado pelo ATP. Corrente de carga trifásica nominal simulado no barramento 1 – BAR01.

A **Figura 4.2**, ilustra um exemplo do oscilograma de um dos testes feito no barramento 1 (BAR01), onde verifica-se que o valor de pico na fase A é de 6,4406A lido no instante de 0,051012s. O valor eficaz é de 4,55A ( $6,4406/\sqrt{2}$ ). Ressalta-se que essa

maneira é muito trabalhosa e que no ATP, usando o arquivo \*.lis, pode-se obter as leituras de todos os barramentos com uma única simulação.

Com todos os dados da corrente nominal em todos os barramentos, foram efetuados outros cálculos. Considerando o fator de segurança  $k = 1,5$ , calculou-se a corrente nominal para um período de 5 anos (coluna 5 **Tabela 4.2**). Pode-se então calcular a potência de cada transformador instalado no barramento, conforme a Equação 4.1.

$$S_{TR} = k \times \sqrt{3} \times VL \times IL \quad (4.1)$$

Onde  $k = 1,5$  (Fator de segurança compreende o crescimento da carga, em média de 5 anos, acrescido de sobrecargas),  $VL = 13,8\text{kV}$  (Tensão de linha da RD) e  $IL$  (Corrente de linha da RD - coluna 4 – **Tabela 4.2**)

Somando todos os valores da potência encontra-se a potência total do alimentador que é de 8,2 MVA.

**Tabela 4.2** Corrente nominal de carga dos barramentos e a potência do transformador de força.

Zona de Proteção	Equipamento de Proteção	Barramento	Corrente Nominal eficaz (A)	Crescimento $k = 1,5$	Potência do Transformador (kVA)	Elo fusível Distribuição
		BAR01	4,55	6,83	200	10K
		BAR03	2,87	4,31	112,5	6K
		BAR09	4,57	6,85	200	10K
		BAR14	2,87	4,31	112,5	6K
	RELO1	BAR17	1,72	2,58	75	5H
		BAR20	1,72	2,58	75	5H
		BAR22	2,30	3,45	100	6K
		BAR25	8,61	12,92	300	15K
		BAR29	0,57	0,86	25	1H
		BAR02	2,87	4,31	112,5	6K
		BAR04	1,72	2,58	75	5H
		BAR05	2,87	4,31	112,5	6K
		BAR07	2,87	4,31	112,5	6K
RELO1	SEC01	BAR08	2,86	4,29	100	6K
		BAR10	1,72	2,58	75	5H
		BAR11	2,87	4,31	100	6K
		BAR12	4,57	6,86	200	10K
		BAR15	1,15	1,72	50	3H
	FUS09	BAR13	2,87	4,31	112,5	6K
		BAR16	2,87	4,31	112,5	6K
		BAR18	4,56	6,85	200	10K
		BAR21	10,05	15,07	400	20K
		BAR23	2,87	4,31	112,5	6K
	FUS19	BAR26	4,31	6,46	150	8K
		BAR30	8,40	12,60	300	15K
		BAR31	2,87	4,31	100	6K
		BAR34	8,62	12,93	300	15K

**Tabela 4.2** (Continuação).

Zona de Proteção	Equipamento de Proteção	Barramento	Corrente Nominal eficaz (A)	Crescimento k = 1,5	Potência do Transformador (kVA)	Elo fusível Distribuição
RELO2	RELO2	BAR24	1,72	2,58	75	5H
		BAR35	0,57	0,86	25	1H
		BAR38	1,72	2,58	75	5H
		BAR39	1,15	1,72	50	3H
		BAR42	0,57	0,86	25	1H
		BAR43	5,16	7,75	200	10K
	SEC02	BAR28	5,74	8,61	200	10K
		BAR36	14,35	21,53	500	25K
		BAR37	5,74	8,61	200	10K
		BAR41	1,72	2,58	75	5H
		BAR44	7,19	10,79	250	12K
		BAR40	0,57	0,86	25	1H
	SEC03	BAR45	1,72	2,58	75	5H
		BAR46	1,72	2,58	75	5H
		BAR47	4,30	6,45	150	8K
		BAR48	2,29	3,44	100	6K
		BAR49	1,72	2,58	75	5H
		BAR50	1,72	2,58	75	5H
		BAR51	5,74	8,61	200	10K
		BAR53	4,30	6,45	150	8K
		BAR55	1,72	2,58	75	5H
		FUS52	BAR56	2,87	4,31	112,5
	BAR57		2,87	4,31	112,5	6K
	BAR58		1,72	2,58	75	5H
	BAR59		2,87	4,31	100	6K
	BAR60		2,87	4,31	100	6K
	FUS60	BAR61	20,37	30,56	2X400	20K+20K
		BAR62	1,72	2,58	75	5H
		BAR63	6,88	10,33	250	12K

A mesma simulação foi repetida para os equipamentos de proteção, e os resultados lançados na **Tabela 4.3**, onde se verifica na coluna 3 o valor que a corrente atingirá com o crescimento da carga.

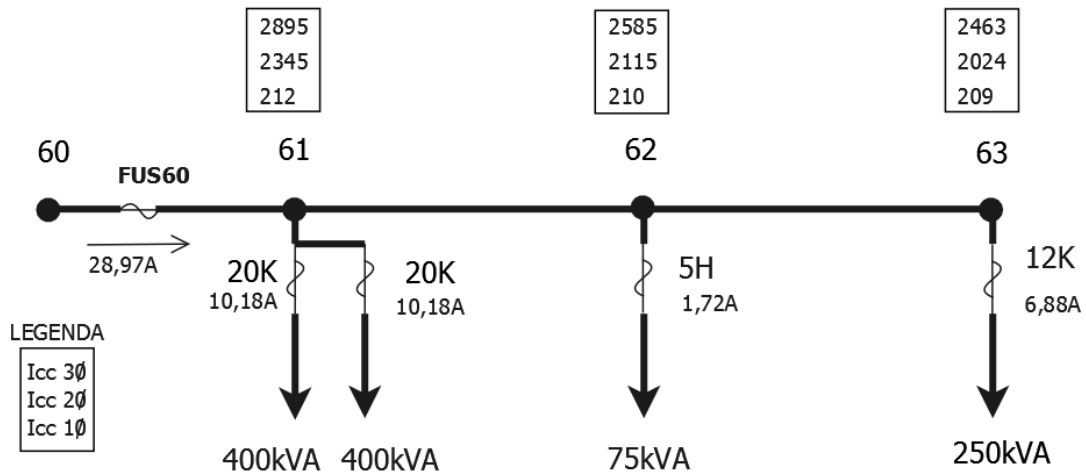
**Tabela 4.3** Corrente nominal de carga nos equipamentos de proteção.

Equipamento de Proteção	Corrente Nominal eficaz (A)	Crescimento k = 1,5
RELO1	214,67	322,00
RELO2	113,92	170,88
SEC01	23,52	35,28
SEC02	35,40	53,10
SEC03	67,42	101,13
FUS09	10,30	15,48
FUS19	37,11	55,67
FUS52	42,18	63,27
FUS60	28,98	43,47

Baseando nos valores da **Tabela 4.3**, foram dimensionados os equipamentos de proteção.

#### 4.3.1 DIMENSIONAMENTO DO ELO FUSÍVEL

**FUS60** – Instalado no barramento 60, protege os ramais 61, 62 e 63, ver **Figura 4.3**. As correntes de curto-circuito visto pelo fusível estão na **Tabela 6.6 A-9**.



**Figura 4.3** Diagrama de instalação do FUS60.

A corrente nominal do elo fusível será:

$$I_{nFUS60} \geq k \times I_n \quad (4.2)$$

$$I_{nFUS60} \geq 1,5 \times 28,97 \quad (4.3)$$

$$I_{nFUS60} \geq 43,47 \text{ A} \quad (4.4)$$

O elo fusível deverá atuar para 25% da corrente de curto-circuito mínimo (fase-terra) final do trecho protegido.

$$I_{nFUS60} \leq \frac{1}{4} \times I_{cc1} \quad (4.5)$$

$$I_{nFUS60} \leq \frac{1}{4} \times 209,10 \quad (4.6)$$

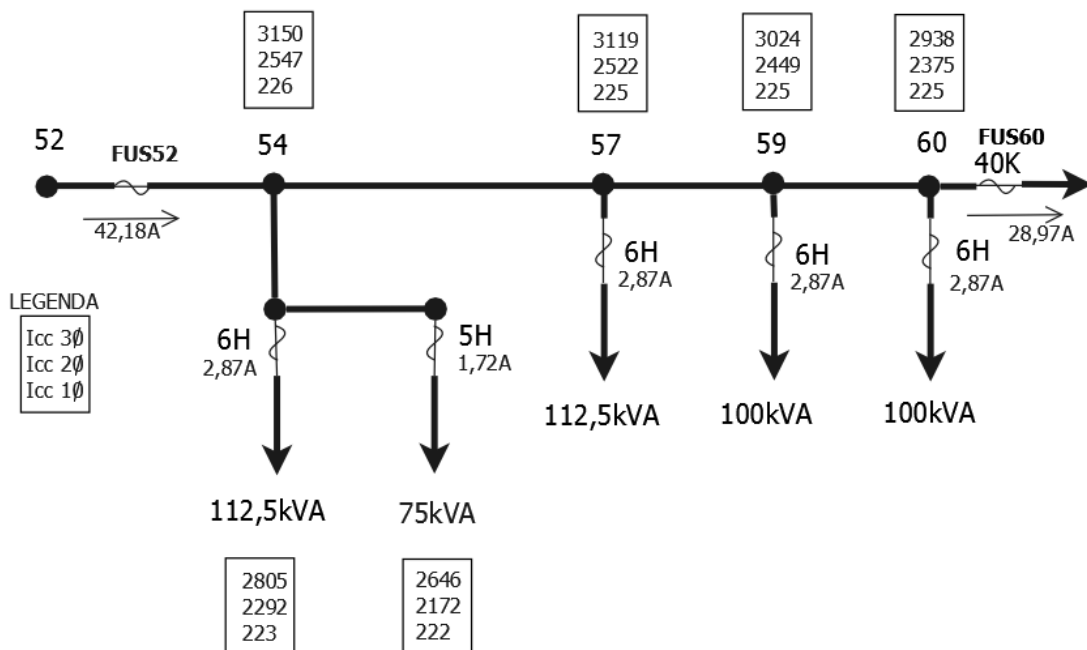
$$I_{nFUS60} \leq 52,25 \text{ A} \quad (4.7)$$

O elo fusível a princípio seria de 50K que atenderia as Equações 4.4 e 4.7. O elo protegido deverá coordenar com os dois elos de 20K instalados no ramal que deriva do barramento 61. De acordo com a **Tabela 3.3** o elo protegido será de 100K que coordena com o elo de 20K para corrente de curto-circuito trifásico de até 3900A. Pela curva tempo  $\times$  corrente da **Figura 3.3**, verifica-se que o tempo de atuação do elo de 100K para curto-circuito trifásico de 2895A será de 25ms a 35ms. Para corrente de curto-circuito bifásico de 2345A o tempo de atuação será de 45ms a 70ms e para corrente de curto monofásico de 212A o tempo de atuação será acima de 50s e pode até não se fundir.

Dessa forma, elimina-se o fusível de 100K, abandona-se a coordenação pelo critério de corrente de curto-circuito trifásico e prioriza a coordenação pelo critério de corrente de curto-circuito monofásico.

O elo de 20K coordena com o elo de 30K e 40K para corrente de curto de até 500A e 1100A respectivamente. Escolhe-se o elo fusível de 40K pelo fato de ser um elo fusível preferencial, os mais utilizados em proteção de RD.

**FUS52** – Instalado no barramento 52 é protegido do elo fusível FUS60, conforme a **Figura 4.4**. As correntes de curto-circuito visto pelo fusível estão na **Tabela 6.6 A-8**.



**Figura 4.4** Diagrama de instalação do FUS52.

Usando o critério de corrente nominal tem-se:

$$I_{nFUS52} \geq k \times I_n \quad (4.8)$$

$$I_{nFUS52} \geq 1,5 \times 42,18 \quad (4.9)$$

$$I_{nFUS52} \geq 63,27 A \quad (4.10)$$

O elo fusível deverá atuar para 25% da corrente de curto-circuito mínimo (fase-terra) no final do trecho protegido pelo FUS52, ou seja, o barramento 60.

$$I_{nFUS52} \leq \frac{1}{4} \times I_{cc1} \quad (4.11)$$

$$I_{nFUS52} \leq \frac{1}{4} \times 225 \quad (4.12)$$

$$I_{nFUS52} \leq 56,25 A \quad (4.13)$$

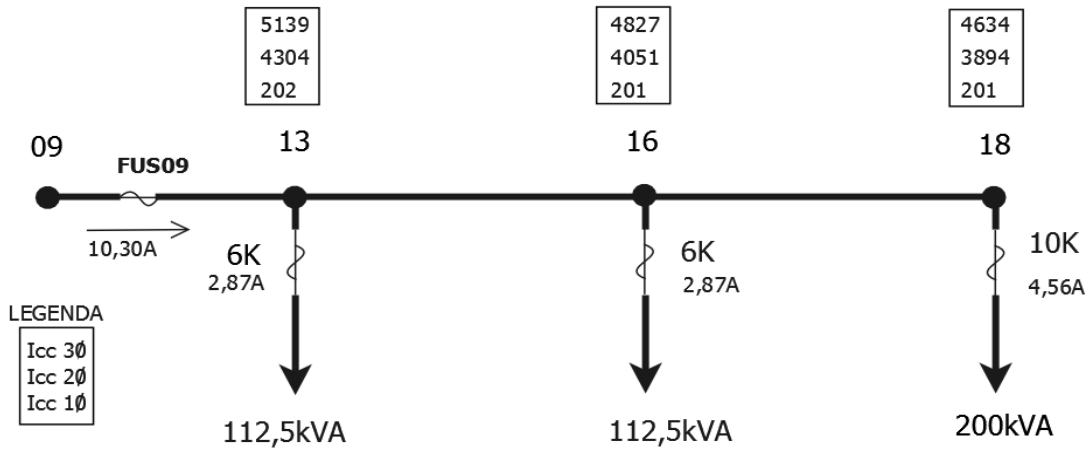
Há uma inconsistência entre as Equações 4.10 e 4.13. A primeira calcula que o elo fusível deverá ser maior que 63,27A, ou seja, 65K e a segunda, dimensiona o elo fusível com uma corrente nominal menor que 56,25A, ou seja, 50K. Como o elo fusível (FUS52) tem que coordenar com o elo fusível (FUS60) de 40K, para uma corrente de curto-circuito trifásica de 2938A, pela **Tabela 3.3**, o elo será de 100K. Para curto-circuito bifásico, 2375A, o elo será de 100K, e para curto-circuito fase-terra mínimo, 225A, o elo será de 65K.

Mais uma vez prevalece o critério do curto-circuito fase-terra mínimo e como também satisfaz o critério da corrente nominal o elo fusível será de 65K.

O tempo de interrupção do elo fusível protetor por norma (ABNT NBR 5359, 1989), deve ser de no máximo 75% do menor tempo de fusão do elo protegido, ou seja, para corrente de curto-circuito fase-terra mínimo, 225A, o elo fusível de 40K (protetor) atua em 0,9s e o elo fusível de 65K (protegido) atua em 3,5s. O elo protetor atua no tempo que corresponde a 25% do menor tempo de fusão do elo protegido, satisfazendo o que determina a norma NBR 5359.



**FUS09** – Instalado no barramento 09 protege os ramais dos barramentos 13, 16, 18, conforme a **Figura 4.5**. As correntes de curto-circuito visto pelo fusível estão na **Tabela 6.6 A-6**.



**Figura 4.5** Diagrama de instalação do FUS09.

Pelo critério da corrente nominal tem-se:

$$I_{nFUS09} \geq k \times I_n \quad (4.14)$$

$$I_{nFUS09} \geq 1,5 \times 10,30 \quad (4.15)$$

$$I_{nFUS09} \geq 15,45 \text{ A} \quad (4.16)$$

Pelo critério de curto-circuito fase-terra mínimo tem-se:

$$I_{nFUS09} \leq \frac{1}{4} \times I_{cc1} \quad (4.17)$$

$$I_{nFUS09} \leq \frac{1}{4} \times 201 \quad (4.18)$$

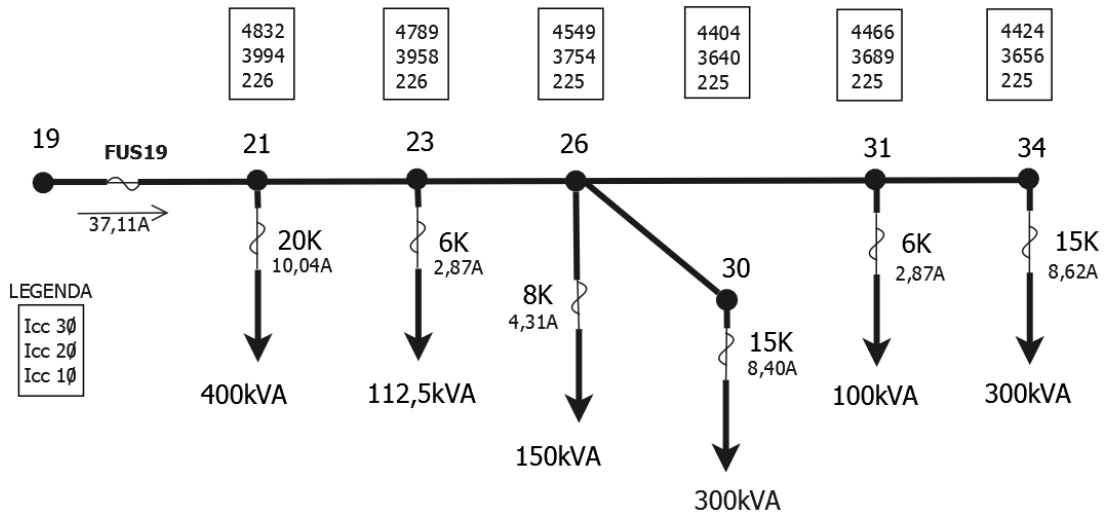
$$I_{nFUS09} \leq 50,25 \text{ A} \quad (4.19)$$

Os elos que satisfazem a condição das Equações 4.16 e 4.19 são: 15K, 20K, 25K, 30K, 40K e 50K. Os elos 20K, 30K e 50K são descartados por não serem elos preferenciais.

Quanto mais perto da SE, a corrente de curto-circuito fica muito elevada impossibilitando de vez a coordenação baseando no curto-circuito trifásico e bifásico. Pela **Tabela 3.3**, se fizer a coordenação com base na corrente de curto-circuito trifásico, 4634A,

o elo fusível de 10K coordenaria com o elo de 140K, e para a corrente de curto-circuito bifásico, 3894A, o elo para coordenar com 10K seria de 100K. Estes elos, 100K e 140K, jamais atuariam em um curto-circuito monofásico. Por isso, a coordenação baseando na corrente de curto-circuito monofásico é a que satisfaz a escolha do FUS09. Assim o elo fusível de 10K (barramento 18) coordena com o elo fusível de 15K para corrente de curto-circuito de até 300A. Escolhe-se o FUS09 de 15K. Neste caso, como a corrente nominal do FUS09 é muito pequena, devido à pequena quantidade de ramais, poderia deixar de instalar a chave fusível no barramento 09 ficando todos os ramais exclusivamente protegidos pelo religador 1.

**FUS19** – Instalado no barramento 19 protege um ramal com potência significativa, ver **Figura 4.6**. As correntes de curto-circuito visto pelo fusível estão na **Tabela 6.6 A-7**.



**Figura 4.6** Diagrama de instalação do FUS19.

Pelo critério da corrente nominal tem-se:

$$I_{nFUS19} \geq k \times I_n \quad (4.20)$$

$$I_{nFUS19} \geq 1,5 \times 37,11 \quad (4.21)$$

$$I_{nFUS19} \geq 55,66 \text{ A} \quad (4.22)$$

Pelo critério de curto-circuito fase-terra mínimo tem-se:

$$I_{nFUS19} \leq \frac{1}{4} \times I_{cc1} \quad (4.23)$$

$$I_{nFUS19} \leq \frac{1}{4} \times 225 \quad (4.24)$$

$$I_{nFUS19} \leq 56,25 \text{ A} \quad (4.25)$$

Em relação à coordenação, o elo de 20K (maior elo do ramal – instalado no barramento 21) coordena com o elo de 140K para curto-circuito trifásico de até 5800A, e para curto-circuito bifásico o elo de 20K coordena também com o elo de 140K. Para curto-circuito fase-terra mínimo o elo fusível de 140K jamais irá atuar. Descarta-se o elo de 140K. Como o elo de 20K coordena com o elo de 30K e de 40K para correntes, respectivamente, de até 500A e 1100A. Escolhe-se o elo fusível de 40K, por ser preferencial e satisfaz o cálculo do critério de curto-circuito fase-terra mínimo.

Os elos fusíveis do alimentador são: FUS09 – 15K, FUS19 – 40K, FUS52 – 65K e FUS60 – 40K.

### 4.3.2 DIMENSIONAMENTO DO RELIGADOR

O religador é um equipamento de proteção constituído por TC e relés de proteção. Para que a modelagem do religador seja feita no ATP é necessário fornecer os dados do TC e do relé de sobrecorrente de cada equipamento, para que o sistema execute a simulação.

No dimensionamento serão utilizados dados de corrente de curto-circuito da **Tabela 6.4**, A-1 para o religador 1 e **Tabela 6.4**, A-2 para o religador 2. Ressalta-se que essas correntes de curto são aquelas vistas pelos religadores no ponto de instalação do mesmo.

#### 4.3.2.1 DIMENSIONAMENTO DOS TCs

**RELIGADOR 2** – Instalado no barramento 22 é responsável pela proteção do trecho da RD a partir do barramento 22 até o barramento 63. O dimensionamento do TC será conforme as Equações 4.26, 4.29 e 4.35.

A corrente de curto-circuito trifásica no ponto onde o religador 2 foi instalado é de 4544A (**Tabela 6.4**, A-1, barramento 22). Pelo critério da corrente de curto-circuito, calcula-se a corrente nominal do TC considerando um  $FS = 20$ .

$$I_{nTC} \geq \frac{I_{cc}}{FS} \quad (4.26)$$

$$In_{TC} \geq \frac{4544}{20} \quad (4.27)$$

$$In_{TC} \geq 227,20 \text{ A} \quad (4.28)$$

Usando o critério da corrente nominal onde a corrente máxima nominal do religador 2 é de 113,9A (**Tabela 4.3**), a corrente nominal do TC será:

$$In_{TC} \geq k \times I_{max} \quad (4.29)$$

$$In_{TC} \geq 1,5 \times 113,9 \text{ A} \quad (4.30)$$

$$In_{TC} \geq 170,85 \text{ A} \quad (4.31)$$

De acordo com a norma NBR 6856 o TC será RM 600-5A, 250 – 5 : 50. O  $Tap_{TCR2} = 250$  e a  $RTC_{R2} = 50$ . As correntes nominais primárias e as relações de transformações nominais do TC estão discriminadas na **Tabela 3.5**.

Pelo critério de saturação proposto em 3.5.6, aplica-se a Equação 4.35. A defasagem da corrente de curto-circuito de 4544A com relação à tensão é de -78,4726 (valor encontrado na simulação da corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do religador 2 – barramento 22). Assim  $X/R = \tan (78,4726)$ .

Considerando:

- a) A distância entre o TC e o relé digital de 0,3m e o fio alimentador de cobre de  $8\text{mm}^2$ ;
- b) O consumo do relé digital de sobrecorrente de 0,5VA@5A;
- c) A impedância da bobina secundária do TC de  $0,75\Omega$ ;
- d) O TC do tipo 10B800 RM 600 – 5A, que corresponde a uma impedância de  $8\Omega$  [81].

Onde:

$$Z_{carga} = Z_{fio} + Z_{secTC} + Z_{relé} \quad (4.32)$$

$$Z_{carga} = \left( \frac{1}{58,82} \times \frac{0,6}{8} \right) + 0,75 + \frac{0,5}{5^2} \quad (4.33)$$

$$Z_{carga} = 0,77 \Omega \quad (4.34)$$

Substituindo os valores na Equação 4.35, calcula-se o *tap* do TC do religador 2 para que não haja saturação.

$$Tap_{TCR2} \geq \sqrt{\left(\frac{X}{R} + 1\right) \times \frac{I_{cc} \times Z_{carga} \times Tap_{max}}{20 \times Z_{bn}}} \quad (4.35)$$

$$Tap_{TCR2} \geq \sqrt{5,9 \times \frac{4544 \times 0,77 \times 600}{20 \times 8}} \quad (4.36)$$

$$Tap_{TCR2} \geq 278,23 A \quad (4.37)$$

Considerando a saturação do TC e de acordo com a norma NBR 6856, o TC será RM 600-5A, 300 – 5 : 60. O  $Tap_{TCR2} = 300$  e a  $RTC_{R2} = 60$ . As correntes nominais primárias e as relações de transformações nominais do TC estão discriminadas na **Tabela 3.5**.

**RELIGADOR 1** – Instalado na SE é responsável pela proteção do trecho da RD a partir do barramento 01 até o barramento 22. Aplicando as mesmas regras do dimensionamento do religador 2 pelo critério da corrente de curto-circuito tem-se o seguinte resultado:

$$In_{TC} \geq \frac{I_{cc}}{FS} \quad (4.38)$$

$$In_{TC} \geq \frac{7855,96}{20} \quad (4.39)$$

$$In_{TC} \geq 392,79 A \quad (4.40)$$

Pelo critério da corrente nominal onde a corrente máxima nominal do religador 1 é de 214,67A (**Tabela 4.3**):

$$In_{TC} \geq k \times I_{max} \quad (4.41)$$

$$In_{TC} \geq 1,5 \times 214,67 A \quad (4.42)$$

$$In_{TC} \geq 322,00 A \quad (4.43)$$

De acordo com a norma NBR 6856, o TC será RM 600-5A, 400 – 5 : 80. O  $Tap_{TCR2} = 400$  e a  $RTC_{R2} = 80$ . As correntes nominais primárias e as relações de transformações nominais do TC estão discriminadas na **Tabela 3.5**.

Considerando o efeito da saturação aplica-se a Equação 4.44, onde:

- A distância entre o TC e o relé digital é de 50m e o fio alimentador de cobre de  $8\text{mm}^2$ ;
- O consumo do relé digital de sobrecorrente é de  $0,5\text{VA}@5\text{A}$ ;
- A impedância da bobina secundária do TC é de  $0,75\Omega$ ;
- O TC do tipo 10B800 RM 600 – 5A tem uma impedância de  $8\Omega$  [81];
- A defasagem da corrente de curto-circuito, de  $7855,96\text{A}$ , com relação à tensão é de:  $-84,8467$ ;

O *tap* do TC do religador 1 será:

$$Tap_{TCR1} \geq \sqrt{\left(\frac{X}{R} + 1\right) \times \frac{I_{cc} \times Z_{carga} \times Tap_{max}}{20 \times Z_{bn}}} \quad (4.44)$$

$$Tap_{TCR1} \geq \sqrt{12 \times \frac{7855,96 \times 0,98 \times 600}{20 \times 8}} \quad (4.45)$$

$$Tap_{TCR1} \geq 588,59 \text{ A} \quad (4.46)$$

De acordo com a norma NBR 6856, o TC será RM 600-5A, 600 – 5 : 120. O  $Tap_{TCR2} = 600$  e a  $RTC_{R2} = 120$ . As correntes nominais primárias e as relações de transformações nominais do TC estão discriminadas na **Tabela 3.5**.

Na **Tabela 4.4** estão os valores calculados para o dimensionamento dos TCs dos religadores 1 e 2. Neste estudo, considera-se somente para efeito de cálculo a influência da saturação.

**Tabela 4.4** *Tap* e *RTC* dimensionados para o TC dos religadores 1 e 2.

RM 600 – 5A	<i>Tap</i>	<i>RTC</i>
Religador 2	250	50
	300*	60*
Religador 1	400	80
	600*	120*

\* - Valor considerando a saturação segundo a SEL.

Da mesma forma, calcula-se os TCs dos seccionalizadores utilizando-se a corrente de curto-circuito da **Tabela 6.5** (A-3, A-4, A-5).

A **Tabela 4.5** reúne todos os dados de corrente nominal, corrente de curto-circuito, impedância de carga, ângulo de defasagem, *Tap* máximo do TC e impedância do relé, para os cálculos dos *taps* e *RTCs*. Destaca os resultados dos cálculos dos *taps* e *RTCs* nas últimas linhas.

**Tabela 4.5** Dados para cálculo e o dimensionamento do TC dos seccionalizadores 1, 2 e 3.

		SEC01	SEC02	SEC03
Dados dos cálculos do TC	In	23,52	35,4	67,42
	Icc3	6313	4030	3521
	$\Theta$	84,84	77,92	76,45
	Zcarga	0,77	0,77	0,77
	Tapmax	600	600	600
	Zbn	8	8	8
Resultados dos cálculos	Tap	400	200	200
	RTC	80	40	40
	Tap*	450	250	200
	RTC*	90	50	40

\* - Valor considerando a saturação segundo a SEL

#### 4.3.2.2 DIMENSIONAMENTO DOS RELÉS

**RELIGADOR 2** – É constituído por uma unidade instantânea e temporizada de fase (50/51) e de neutro (50/51N). Os *taps* dessas unidades são calculados de acordo com os testes simulados de curto-circuito (**Tabela 6.4**) e de acordo com a **Tabela 4.4** considerando a saturação do TC.

- Unidade temporizada de fase 51F.

A corrente máxima do religador 2 é de 113,92A, conforme a **Tabela 4.3**. Deve satisfazer dois critérios:

- a) Da corrente nominal - O *tap* da unidade 51F deve ser maior que a corrente nominal, considerando o fator  $k=1,5$  que corresponde à sobrecarga adotada, na razão da relação de transformação, ou seja:

$$Tap_{51FR2} \geq \frac{k \times I_{max}}{RTC} \quad (4.47)$$

$$Tap_{51FR2} \geq \frac{1,5 \times 113,92}{60} \quad (4.48)$$

$$Tap_{51FR2} \geq 2,848 A \quad (4.49)$$

A corrente de acionamento será:

$$Iac_{51FR2} = Tap_{51FR2} \times RTC \quad (4.50)$$

$$Iac_{51FR2} = 2,848 \times 60 \quad (4.51)$$

$$Iac_{51FR2} = 170,88 A \quad (4.52)$$

- b) De curto-circuito - O religador 2 deve ser sensível à menor corrente de curto-circuito entre fases, ou seja, o curto-circuito bifásico no final do trecho protegido por ele, que corresponde o barramento 63. O valor da corrente de curto-circuito bifásica é de 2029A:

$$Tap_{51FR2} \leq \frac{I_{cc2}}{RTC} \quad (4.53)$$

$$Tap_{51FR2} \leq \frac{2029}{60} \quad (4.54)$$

$$Tap_{51FR2} \leq 33,81 A \quad (4.55)$$

Tem-se a seguinte condição:

$$2,848 \leq Tap_{51FR2} \leq 33,81 A \quad (4.56)$$

Escolhe-se o menor valor para o início dos ajustes, mas este valor pode ser mudado em função da coordenação do sistema,  $Tap_{51FR2} = 2,848 A$ .



A unidade temporizada será ajustada para proteger toda a zona de proteção do religador 2. Dessa forma, o múltiplo  $M$  da corrente de acionamento para corrente de curto-circuito vale:

$$M = \frac{I_{cc2}}{RTC \times Tap_{51FR2}} \quad (4.57)$$

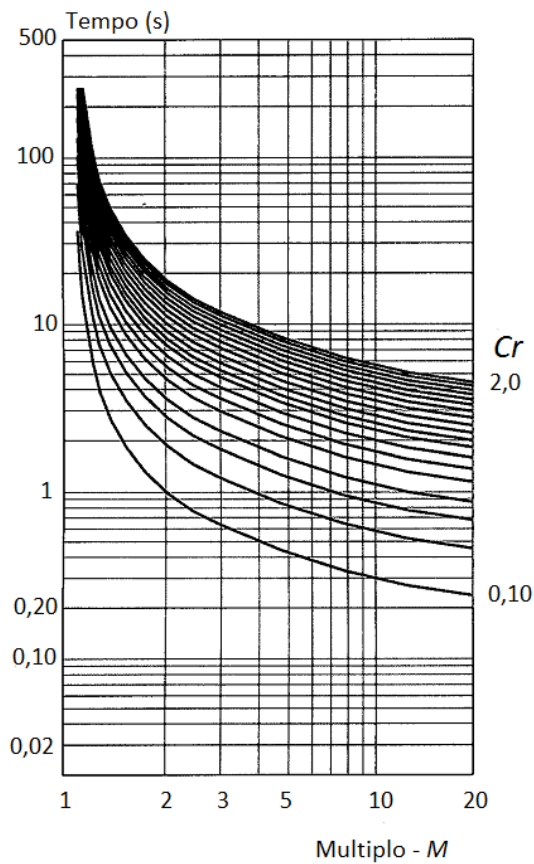
$$M = \frac{2029}{60 \times 2,848} \quad (4.58)$$

$$M = 11,88 \quad (4.59)$$

A curva característica tempo  $\times$  corrente adotada neste estudo é de tempo inverso (**Figura 4.7**). Para essa característica a expressão do tempo  $t$  e da curva  $C_r$  é:

$$t = \frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \times C_r \quad (4.60)$$

$$C_r = \frac{M^{0,02} - 1}{0,14} \times t \quad (4.61)$$



**Figura 4.7** Curva característica tipo normalmente inverso. Adequada de [1].

Sabendo-se o tempo necessário para a atuação do relé em uma determinada condição, pode-se calcular a curva do relé ( $C_r$ ) na Equação 4.61. Mas tudo irá depender do projeto de coordenação que está sendo modelado. Por exemplo, se o tempo  $t$  de atuação do relé é de 0,5s e  $M = 11,88$ , a curva que satisfaz essa condição inicial é encontrada no gráfico da curva inversa da **Figura 4.7**,  $C_r = 0,2$ .

Para o caso em estudo têm-se dois elos fusíveis a jusante do religador 2, o FUS60 de 40K e o FUS52 de 65K. O religador 2 deverá estar coordenado com o elo mais próximo e os dois elos deverão estar coordenados entre si. O tempo de operação da unidade temporizada 51F deve ser superior ao tempo de atuação do elo fusível mais próximo do religador 2 (FUS52 – 65K), para a corrente de curto-circuito mínima entre fases no final do trecho da zona de proteção do elo de 65K (barramento 60).

A corrente de curto-circuito bifásico nesse barramento é de 2375A (**Tabela 6.6 A-8**), e o tempo de atuação do elo será  $t_{min} = 0,017s$  e  $t_{max} = 0,025s$  (**Figura 3.3**). Considerando um tempo médio para atuação do elo,  $t_{med} = 0,021s$ , o religador 2 deve operar na curva temporizada correspondente ao tempo de:

$$t_{51FR2} = t_{med} + t_s \quad (4.62)$$

$$t_{51FR2} = 0,021 + 0,3 \quad (4.63)$$

$$t_{51FR2} = 0,321s \quad (4.64)$$

$t_s$  – tempo de segurança, normalmente varia entre 0,3 a 0,5s.

Se  $M = 11,88$  e  $t_{51FR2} = 0,321s$  aplicando esses valores na curva inversa da **Figura 4.7**, a curva do religador 2 será de  $C_r = 0,2$ . Aplicando a Equação 4.61 a curva será de  $C_r = 0,11$ . Isso quer dizer que, durante a ocorrência de um defeito trifásico ou bifásico no barramento 60, o FUS52 atuará antes da proteção de fase (51) do religador 2 no primeiro religamento temporizado.

- Unidade instantânea de fase 50F.

Esta unidade será ajustada para cobrir a zona de proteção desde o ponto de instalação do religador 2 até o final do alimentador, barramento 63. A base de cálculo é uma função da corrente de curto-circuito assimétrica cujo valor eficaz vale:

$$I_{ass} = F_a \times I_{cc2} \quad (4.65)$$

O fator de assimetria ( $F_a$ ) adotado é de 1,3, e a corrente de curto-circuito bifásico visto pelo religador 2 no barramento 63 é de 2029A.

$$F < \frac{I_{ass}}{Tap_{51FR2} \times RTC} \quad (4.66)$$

$$F < \frac{1,3 \times 2029}{2,848 \times 60} \quad (4.67)$$

$$F < 15,43 \quad (4.68)$$

Em geral o fator  $F$  é adotado com redução de 5 a 15% do valor encontrado, considera-se neste trabalho o fator  $F = 13,12$  com redução de 15%. Logo, o  $tap$  da unidade instantânea 50F é múltiplo da unidade 51F, e será:

$$Tap_{50FR2} = F \times Tap_{51FR2} \quad (4.69)$$

$$Tap_{50FR2} = 13,12 \times 2,848 \quad (4.70)$$

$$Tap_{50FR2} = 37,36 \text{ A} \quad (4.71)$$

A corrente de acionamento vale:

$$Iac_{50FR2} = Tap_{50FR2} \times RTC \quad (4.72)$$

$$Iac_{50FR2} = 2241 \text{ A} \quad (4.73)$$

Como a corrente de acionamento (2241A) é menor que a corrente assimétrica (2637A) a condição para atuação é satisfeita.

O relé 50F do religador 2 atua instantaneamente, mas devido ao mecanismo de atuação do religador 2 e o tempo próprio do religador ( $t_p=0,04s$ ), o seu primeiro tempo de disparo não será zero.

As características dos relés 50/51 de fase do religador 2 serão:

$$Tap_{51FR2} = 2,848A \quad M = 11,88 \quad C_r = 0,11 \quad t_{51FR2} = 0,321s \quad (\text{primeira operação rápida})$$

$$Tap_{50FR2} = 37,36A \quad t_{50FR2} = 0s \quad t_{pFR1} = 0,04s$$

- Unidade temporizada de neutro 51N.
- a) Critério da corrente nominal - Para este estudo, considerando erros admissíveis no TC, a corrente de acionamento deverá ser maior que 30% da corrente de carga do circuito devido a desequilíbrio admissível no sistema.

$$Tap_{51NR2} \geq \frac{K_{des}}{RTC} \times I_{max} \quad (4.74)$$

$$Tap_{51NR2} \geq \frac{0,3}{60} \times 113,92 \quad (4.75)$$

$$Tap_{51NR2} \geq 0,569 A \quad (4.76)$$

- b) Critério de curto-circuito - A corrente de acionamento do relé de neutro no momento do curto-circuito fase-terra será inferior que a menor corrente de curto-circuito fase-terra no final do trecho protegido pelo relé 51N, que corresponde ao barramento 63 e vale 289,73A (**Tabela 6.4**, A-2). O *tap* do relé será calculado por:

$$Tap_{51NR2} \leq \frac{I_{cc1}}{RTC} \quad (4.77)$$

$$Tap_{51NR2} \leq \frac{289,73}{60} \quad (4.78)$$

$$Tap_{51NR2} \leq 4,828 A \quad (4.79)$$

Escolhe-se o menor valor para o início dos ajustes que pode ser mudado em função da coordenação,  $Tap_{51NR2} = 0,569 A$ . A corrente de acionamento é de 34,14 A ( $0,569 \times 60$ ).

O múltiplo  $M$  da corrente de acionamento será:

$$M = \frac{I_{cc1}}{RTC \times Tap_{51NR2}} \quad (4.80)$$

$$M = \frac{289,18}{60 \times 0,569} \quad (4.81)$$

$$M = 8,47 \quad (4.82)$$

A curva de operação do relé 51N irá depender do tempo de atuação do elo fusível FUS52. A corrente de curto-circuito monofásica no final da sua zona de proteção, barramento 63, é de 221A (**Tabela 6.6**, A-8). Para esta corrente encontra-se o valor do tempo mínimo e máximo de atuação do elo na curva tempo  $\times$  corrente da **Figura 3.3**.

O tempo de atuação do elo FUS52 para curto-circuito monofásico será:  $t_{min} = 3,5s$  e  $t_{max} = 8s$ . Considera-se para este trabalho o  $t_{med} = 5,75s$ . Com esses dados calcula-se a curva do relé 51N aplicando a Equação 4.83 e considerando o tempo  $t = 6,05$ , ou seja,  $t = 5,75 + 0,3s$  (0,3s – tempo de segurança).

$$C_r = \frac{M^{0,02} - 1}{0,14} \times t \quad (4.83)$$

$$C_r = \frac{8,47^{0,02} - 1}{0,14} \times 6,05 \quad (4.84)$$

A curva  $C_r$  do relé 51N é de 1,88.

- Unidade instantânea de neutro 50N.

O relé 50N será ajustado para atuar até o barramento 63. O tempo de atuação do maior elo fusível mais próximo do religador 2, depois do seccionalizador 3, deverá ser maior que o tempo de atuação da unidade instantânea de neutro (0s) mais o tempo próprio do religador 2. Se considerar o tempo próprio de atuação do religador de  $t_p=0,04s$  [2] e o tempo de atuação do elo fusível FUS52 de 5,75s, verifica-se que o elo não irá atuar na primeira operação do religador 2, pois  $5,75 > 0,04$ . Sendo o fator de assimetria adotado de 1,3, calcula-se o fator  $F$  com base na corrente de curto-circuito fase-terra cujo valor eficaz é de 289,73A.

$$F < \frac{I_{ass}}{Tap_{51NR2} \times RTC} \quad (4.85)$$

$$F < \frac{1,3 \times 289,73}{0,569 \times 60} \quad (4.86)$$

$$F < 11,03 \quad (4.87)$$

O valor adotado de  $F$  será de 15% menor, ou seja,  $F = 9,37$ , logo, o  $tap$  da unidade instantânea 50F é múltiplo da unidade 51F, e será:

$$Tap_{50NR2} = F \times Tap_{51NR2} \quad (4.88)$$

$$Tap_{50NR2} = 9,37 \times 0,569 \quad (4.89)$$

$$Tap_{50NR2} = 5,33 \text{ A} \quad (4.90)$$

A corrente de acionamento vale:

$$Iac_{50NR2} = Tap_{50NR2} \times RTC \quad (4.91)$$

$$Iac_{50NR2} = 319,8 \text{ A} \quad (4.92)$$

Como a corrente de acionamento (319,8A) é menor que a corrente assimétrica (376,64), a condição de atuação do relé é satisfeita. As características dos relés 50/51N do religador 2 serão:

$$Tap_{51NR2} = 0,569\text{A} \quad M = 8,47 \quad C_r = 1,88 \quad t_{51NR2} = 6,05\text{s} \quad (\text{primeira operação rápida})$$

$$Tap_{50NR2} = 5,33\text{A} \quad t_{50NR2} = 0\text{s} \quad t_{pNR2} = 0,04\text{s}.$$

**RELIGADOR 1** – No dimensionamento do religador 1 aplicam-se as mesmas regras de cálculo efetuado para o religador 2, com pequenas ressalvas para que a coordenação não seja prejudicada. A zona de proteção do religador 1 tem sua origem na SE até o limite do barramento 22 (**Figura 4.1**). Mas, eletricamente estende-se a alguns barramentos da zona de proteção do religador 2 que possuem corrente de curto-circuito que o religador 1 consegue enxergar. Por isso, a coordenação entre os dois religadores deve ser ajustada para não prejudicar a ação do religador 2, pelo religador 1, quando este estiver atuando.

- Unidade temporizada de fase 51F.

Pelo critério da corrente nominal - O  $tap$  da unidade 51F deve ser calculado conforme a Equação 4.47. Aplicando o fator  $k=1,5$  à corrente máxima nominal do religador 1 de 214,67A (**Tabela 4.3**), calcula-se o  $tap$ :

$$Tap_{51FR1} \geq \frac{k \times I_{max}}{RTC} \quad (4.93)$$

$$Tap_{51FR1} \geq \frac{1,5 \times 214,67}{120} \quad (4.94)$$

$$Tap_{51FR1} \geq 2,683 A \quad (4.95)$$

A corrente de acionamento será:

$$Iac_{51FR1} = Tap_{51FR1} \times RTC \quad (4.96)$$

$$Iac_{51FR1} = 2,683 \times 120 \quad (4.97)$$

$$Iac_{51FR1} = 322,00 A \quad (4.98)$$

Pelo critério de curto-circuito – O religador 1 deve ser sensível à menor corrente de curto-circuito bifásico na sua zona de proteção. Na **Tabela 6.4**, A-1, o barramento 10 apresenta a menor corrente de curto-circuito bifásica de 3272A; calcula-se:

$$Tap_{51FR1} \leq \frac{I_{cc2}}{RTC} \quad (4.99)$$

$$Tap_{51FR1} \leq \frac{3272}{120} \quad (4.100)$$

$$Tap_{51FR1} \leq 27,26 A \quad (4.101)$$

Tem-se a seguinte condição:

$$2,683 \leq Tap_{51FR1} \leq 27,26 A \quad (4.102)$$

O *tap* da unidade temporizada do religador 1 é:  $Tap_{51FR1}=2,683 A$ .

O múltiplo  $M$  do religador 1 vale:

$$M = \frac{I_{cc2}}{RTC \times Tap_{51FR1}} \quad (4.103)$$

$$M = \frac{3272}{120 \times 2,683} \quad (4.104)$$

$$M = 10,16 \quad (4.105)$$

A curva de atuação do relé 51F do religador 1, depende do tempo de atuação do relé 51F do religador 2, e para que haja coordenação entre ambos a curva do religador 1 tem que ser superior em pelo menos 12 ciclos, aproximadamente 0,2s, conforme a **Figura 3.28**. O tempo de atuação do relé 51F do religador 2 é de 0,321s (Equação 4.64), assim, o tempo de atuação do relé 51F do religador 1 é de 0,521s (0,321s + 0,2s). A curva será:

$$C_r = \frac{M^{0,02} - 1}{0,14} \times t \quad (4.106)$$

$$C_r = \frac{10,16^{0,02} - 1}{0,14} \times 0,521 \quad (4.107)$$

$$C_r = 0,176 \quad (4.108)$$

- Unidade instantânea de fase 50F.

A menor corrente de curto-circuito bifásica é de 3272A, barramento 10, no trecho onde o religador 1 é proteção. Calcula-se:

$$F < \frac{I_{ass}}{Tap_{51FR1} \times RTC} \quad (4.109)$$

$$F < \frac{1,3 \times 3272}{2,683 \times 120} \quad (4.110)$$

$$F < 13,21 \quad (4.111)$$

Adotando o valor de 15% a menos, ou seja,  $F = 11,88$ , e sendo o *tap* da unidade instantânea 50F múltiplo da unidade 51F, a corrente de ajuste da unidade será:

$$Tap_{50FR1} = F \times Tap_{51FR1} \quad (4.112)$$

$$Tap_{50FR1} = 11,88 \times 2,683 \quad (4.113)$$

$$Tap_{50FR1} = 31,87 A \quad (4.114)$$

A corrente de acionamento vale:



$$Iac_{50FR1} = Tap_{50FR1} \times RTC \quad (4.115)$$

$$Iac_{50FR1} = 3824,4 A \quad (4.116)$$

Como a corrente assimétrica (4253A) é maior que a corrente de acionamento (3824,4A) tem-se a condição satisfeita para o acionamento do relé. O religador 1 deveria atuar, em seu primeiro disparo com um retardo equivalente à pelo menos 0,2s com relação ao primeiro tempo de disparo do religador 2. Como o relé atua instantaneamente e o seu tempo de retardo corresponde ao tempo próprio de atuação do religador (0,04s). Isso não seria possível para os relés eletromecânicos. Para os relés digitais a unidade 50 já permite um controle de tempo de atuação, fato importante para ajuste e coordenação.

- Unidade temporizada de neutro 51N.

Novamente aplicam-se os critérios de corrente nominal e de curto-circuito fase-terra para encontrar o *tap* da unidade temporizada de neutro, como segue:

- a) Critério da corrente nominal - O *tap* da unidade 51N deve ser calculado conforme a Equação 4.117. Aplicando o fator de desequilíbrio  $k_{des}=0,3$ , e a corrente nominal do religador 1 de 214,67A (**Tabela 4.3**), calcula-se:

$$Tap_{51NR1} \geq \frac{K_{des}}{RTC} \times I_{max} \quad (4.117)$$

$$Tap_{51NR1} \geq \frac{0,3}{120} \times 214,67 \quad (4.118)$$

$$Tap_{51NR1} \geq 0,536 A \quad (4.119)$$

- b) Critério de curto-circuito - A corrente de acionamento do relé de neutro no momento do curto-circuito fase-terra será inferior que a menor corrente de curto-circuito fase-terra no final do trecho protegido pelo relé 51N, que corresponde ao barramento 10 e vale 396,39A (**Tabela 6.4**, A-1). O *tap* do relé será calculado por:

$$Tap_{51NR1} \leq \frac{I_{cc1}}{RTC} \quad (4.120)$$

$$Tap_{51NR1} \leq \frac{396,39}{120} \quad (4.121)$$

$$Tap_{51NR1} \leq 3,30 A \quad (4.122)$$

Escolhe-se o menor valor para o início dos ajustes que pode ser mudado em função da coordenação,  $Tap_{51NR1} = 0,536 A$ . A corrente de acionamento é de 64,32A ( $0,536 \times 120$ ).

O múltiplo  $M$  da corrente de acionamento será:

$$M = \frac{I_{cc1}}{RTC \times Tap_{51NR1}} \quad (4.123)$$

$$M = \frac{396,39}{120 \times 0,536} \quad (4.124)$$

$$M = 6,16 \quad (4.125)$$

O tempo de atuação do relé 51N do religador 1 deve ser superior ao tempo de atuação do relé 51N do religador 2 em pelo menos 12 ciclos, equivalente a 0,2s. O parágrafo anterior à Equação 4.83 descreve e calcula o tempo de atuação do relé 51N que é de 6,05s. Esse tempo acrescido de 0,2 é o tempo que o relé 51N deve atuar para que a coordenação seja mantida (6,25s). A curva do relé será calculada da seguinte maneira:

$$C_r = \frac{M^{0,02} - 1}{0,14} \times t \quad (4.126)$$

$$C_r = \frac{6,16^{0,02} - 1}{0,14} \times 6,25 \quad (4.127)$$

$$C_r = 1,65 \quad (4.128)$$

- Unidade instantânea de neutro 50N.

A unidade instantânea de neutro 50N, deve cobrir toda zona de proteção do religador 1 e enxergar a menor corrente de curto-circuito fase-terra dessa área, que corresponde ao barramento 10, cuja corrente de curto-circuito monofásica é de 396,39A. O fator de assimetria adotado é de 1,3.

$$F < \frac{I_{ass}}{Tap_{51NR1} \times RTC} \quad (4.129)$$

$$F < \frac{1,3 \times 396,39}{0,536 \times 120} \quad (4.130)$$

$$F < 8,01 \quad (4.131)$$

O valor adotado de F será de 15% a menos, ou seja,  $F = 6,8$ , logo, o tap da unidade instantânea 50F é múltiplo da unidade 51F, e será:

$$Tap_{50NR1} = F \times Tap_{51NR1} \quad (4.132)$$

$$Tap_{50NR1} = 6,8 \times 0,536 \quad (4.133)$$

$$Tap_{50NR1} = 3,64 \text{ A} \quad (4.134)$$

A corrente de acionamento vale:

$$Iac_{50NR1} = Tap_{50NR1} \times RTC \quad (4.135)$$

$$Iac_{50NR1} = 3,64 \times 120 \text{ A} \quad (4.136)$$

$$Iac_{50NR1} = 436,8 \text{ A} \quad (4.137)$$

A **Tabela 4.6** resume os valores calculados das características elétricas e físicas dos equipamentos de proteção. Esses valores são os dados iniciais para o ajuste e coordenação dos equipamentos de proteção.

**Tabela 4.6** Características dos religadores 1 e 2 do alimentador. Condição inicial.

Equipamento	Função	F - Fase N - Neutro	Tap (A)	Múltiplo	Curva	Tempo de atuação (s)	Corrente de acionamento (A)
Religador 1 RTC 120	50	F	31,87	–	–	0,0	3824,4
		N	3,64	–	–	0,0	436,8
	51	F	2,683	10,16	0,176	0,521	321,96
		N	0,536	6,16	1,65	6,25	64,32
Religador 2 RTC 60	50	F	37,36	–	–	0,0	2241,6
		N	5,33	–	–	0,0	319,8
	51	F	2,848	11,88	0,11	0,321	170,88
		N	0,569	8,47	1,88	6,05	34,14

### 4.3.3 DIMENSIONAMENTO DO SECCIONALIZADOR

Devido os seccionalizadores não possuírem curvas características de atuação do tipo tempo  $\times$  corrente, o dimensionamento dos TCs e sensores, para efeito de coordenação, é idêntico à dos religadores. Os valores das correntes de ajustes dos sensores de fase e de terra são definidos de acordo com a corrente de curto-circuito mínimo fase-fase e fase-terra. Neste estudo foi considerado o sensor de curto-circuito um relé do tipo instantâneo, função 50.

A **Tabela 4.7** resume os valores calculados de cada elemento por seccionizador.

**Tabela 4.7** Dados de cálculo dos seccionalizadores.

	RTC	Tap50F	Tap50N	Nsec
SECCIONALIZADOR 1	90*	31,87	3,64	3
SECCIONALIZADOR 2	50*	37,36	5,33	2
SECCIONALIZADOR 3	40*	37,36	5,33	2

\*- considerando a saturação pelo método da SEL.

Dados dos seccionalizadores para efeito deste estudo será baseado nos cálculos de:

- Número de contagens – ajustado para uma unidade a menos que o número de disparos do religador;
- Tempo de rearme – deverá ser maior do que o intervalo de tempo de operação do religador, compreendido entre a primeira e a última contagem do seccionizador;
- Corrente de ajuste – devem ser iguais para as correntes ajustadas para os sensores de fase e de terra do religador de retaguarda.

## CAPÍTULO 5

### 5. IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

#### 5.1 O EMTP/ATP/MODELS

O desenvolvimento do programa EMTP (do inglês, *Eletromagnetic Transients Program*) por *Herman W. Dommel*, para a *Bonneville Power Administration* (BPA), iniciou a partir da década de 60. Inicialmente simulavam circuitos monofásicos através de modelos de indutâncias, capacitâncias e resistências em linhas sem perdas, incluindo uma chave e uma fonte de excitação. Os elementos concentrados utilizavam a regra de integração trapezoidal e as linhas de transmissão utilizavam o método *Bergeron*. Houve colaboração do mundo todo e a partir de 1973, *Scott Meyer* assumiu a coordenação e o desenvolvimento do programa na BPA, estabelecendo um processo de desenvolvimento articulado com os usuários do EMTP, que o tornou uma ferramenta poderosa em estudos de transitórios em sistemas elétricos [21].

O ATP [87] é uma versão do EMTP [15]. É um programa de grande aceitação, aplicado em SEP. Esse *software* oferece um modo de programação através da MODELS [20], que é uma linguagem própria do ATP e que permite escrever rotinas com variáveis no tempo. A MODELS interage com o ATP permitindo a troca de valores de entrada e de saída facilitando a modelagem de componentes de circuitos de controle arbitrários, definidos pelo usuário. As variáveis são ligadas com componentes de controle como o TACS/MODELS.

A **Figura 5.18**, mostra através das setas como é o fluxo de entrada e saída de dados, que estabelecem a troca de variáveis usadas no processamento de cada rotina ou subrotina da MODELS.

Outra forma de criar modelos no ATP está relacionada aos chamados *foreign models*, que são programas escritos em linguagem C e podem ser inseridos dentro do

código do próprio ATP. Esta linguagem é prática para desenvolver algoritmos de proteção do relé diretamente no ATP [88, 14].

No ATP-EMTP há duas subrotinas para o cálculo de parâmetros da linha de transmissão: *Line Constants* e *Cable Parameters*. A subrotina *Line Constants* somente calcula os parâmetros de uma linha de transmissão, enquanto a subrotina *Cable Parameters* permite também o cálculo dos modelos de cabos aéreos e subterrâneos. O cálculo desses parâmetros é muito importante não só para projetos como na simulação de transitórios na RD. A intensidade e o comportamento de um curto-circuito no momento de uma falta, dependem muito desses parâmetros. Através desses resultados pode-se avaliar o comportamento da proteção do sistema.

Ambas as rotinas podem ser usadas para os cálculos dos dados de entrada de todos os modelos de linha disponíveis do ATP-EMTP, desde a representação tipo  $\pi$  (PI), até a representação com parâmetros dependentes da frequência como o modelo *MARTI* ou o *IARMA* [89]. Podem-se utilizar modelos de linhas com parâmetros distribuídos e concentrados. No ATP-EMTP existem dois possíveis modelos para a representação da linha com parâmetros distribuídos constantes: *Clarke* e *K.C. Lee*. O primeiro usa a transformação de *Clarke*, sendo aplicável para linhas de transmissão totalmente transpostas, enquanto o segundo pode ser usado para linhas não transpostas.

A simulação da proteção no ATP, em SEP, vem sendo estudada há muito tempo porque é útil para testar novos algoritmos de relés, realizar estudos de coordenação e para avaliar o desempenho dos relés diante de um evento, por exemplo, o curto-circuito. Para isso, o SEP, os relés, a interação entre o sistema e os relés, precisam ser modelados.

Devido à abrangência do ATP, nos estudos de transitórios eletromagnéticos, existem modelos disponíveis para determinada simulação, em que, não há necessidade de elaborar a todo o momento o mesmo programa. Já existem internamente rotinas para modelos elaborados como seguem:

- Elementos concentrados e ou acoplados – onde é possível a representação de resistências, reatâncias, indutâncias e capacitâncias sem acoplamentos ou com acoplamentos entre fases. Podem configurar qualquer disposição, formando componentes de filtros, bancos de capacitores, reatores de linha, etc.

- Linha de Transmissão – os modelos de linha de transmissão disponíveis no ATP são muito flexíveis, podendo ser representado por uma cadeia de  $\pi$  (PI) com parâmetros distribuídos ou concentrados. Considerando teoricamente que a modelagem mais correta é a que apresenta parâmetros que variam com a frequência, foram desenvolvidos no ATP diversos métodos para este tipo de modelagem.
- Elementos não lineares - O programa permite a representação de resistência e indutância não lineares, sendo disponíveis diversas alternativas para esta finalidade.
- Chaves – O programa contém uma grande variedade de modelos para chaves. Podem ser representadas chaves de tempo controlado, chaves estatísticas, chaves sistemáticas, chaves controladas por tensão ou por sinais, bem como chaves de medição.

Este trabalho utiliza nas simulações a chave do tipo controlada por tempo, tipo 13. Estas chaves podem efetuar as operações de fechamento e de abertura em tempos especificados pelo usuário. Estas operações são realizadas uma única vez, sendo que a abertura ocorre nos zeros de corrente ou conforme uma determinada margem de corrente. Estas chaves simulam o comportamento de um disjuntor ou religador.

- Fontes – A fonte de excitação pode ser representada por corrente ou tensão as quais são definidas dentro do programa. O usuário tem ainda a opção de definir suas próprias fontes de excitação, seja ponto a ponto, ou através da subrotina *TACS* ou então através de comandos em *FORTRAN*.

A estrutura do ATP é muito extensa, e dominar todo o conteúdo requer muito estudo e aplicação. O grau de dificuldade, principalmente para iniciantes, é elevado. O manual do programa (*ATP Rule Book*) é extenso e apresenta uma dificuldade enorme para consulta. Além disso, o ATP apresenta uma quantidade de modelos para o mesmo componente e a existência de vários programas e rotinas inseridas num mesmo código. Isso contribui para dificultar a escolha.

Por outro lado, o ATP apresenta muitas vantagens e facilidades. Dentre elas, o cálculo de curto-circuito em Linhas de Transmissão e RD, que é fundamental para a análise do comportamento dos dispositivos de proteção no desenvolvimento deste trabalho.

A quantidade de cálculos que são envolvidos no processo de determinação da corrente de curto-circuito, e os erros que ocorrem com frequência nos resultados, fragilizam toda a operação do sistema de proteção. Esses cálculos envolvem, inicialmente, o conhecimento e aplicação de componentes simétricas e o uso de outros teoremas como:

a) O teorema da Superposição - estabelece que, em qualquer circuito linear bilateral, contendo uma ou mais fontes, a corrente em qualquer ramo do circuito é a soma algébrica das correntes que seriam causadas por cada fonte individualmente, substituindo-se as demais por sua resistência interna.

b) O teorema de Thévenin - estabelece que qualquer circuito linear visto de um ponto, pode ser representado por uma fonte de tensão igual à tensão do ponto em circuito aberto, em série com uma impedância igual à impedância do circuito visto deste ponto. Nos sistemas de grande porte a análise dos defeitos pelo método de Thévenin é muito trabalhosa, pela dificuldade de se determinar a impedância de Thévenin visto no ponto de defeito, por isso, precisa-se de um método mais poderoso propício à programação digital.

Todos esses esforços são compensados quando se utiliza de ferramentas computacionais, para efetuar os cálculos em grande escala e com resultados satisfatórios. A utilização do ATP-EMTP, de elementos da MODELS, permitem uma grande quantidade de alternativas para a medição de grandezas que são usadas nas simulações que se deseja executar. Por isso, o EMTP/ATP/MODELS foi escolhido como a ferramenta adequada para auxiliar e proporcionar a realização deste estudo.

## **5.2 LINGUAGEM DO ATP PARA MODELAGEM DO ALIMENTADOR**

Para modelar um circuito, o ATP trabalha ligando elemento por elemento do circuito, em série ou paralelo, através de pontos de ligação chamados “nós”. O programa ATP utiliza o artifício de atribuir os pontos de ligação como se fossem “nós”, identificados conforme suas regras. Por exemplo, um resistor é um elemento elétrico representado por sua resistência com dois pontos de ligação (dois “nós”).

Assim todo e qualquer elemento como fontes, chaves, linhas, disjuntores, etc., podem ser representados como se fossem células com dois pontos de ligação. Outros

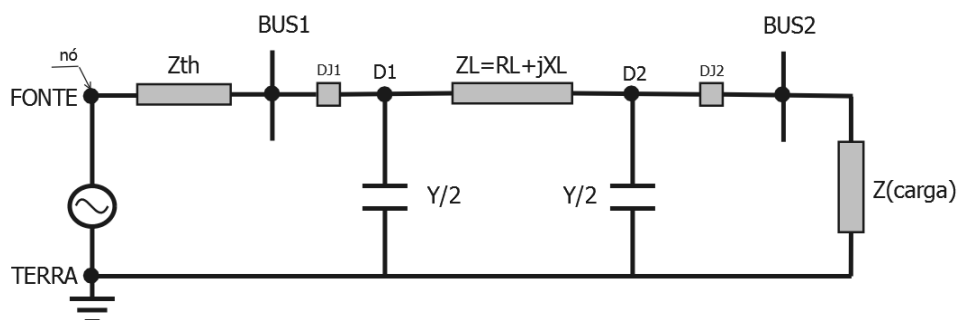


elementos como transformadores são mais trabalhosos, pois, internamente possuem outras células que estão interligadas para atribuir a função específica deste equipamento.

Toda essa montagem para representar a função ou funcionamento de cada equipamento ou dispositivo, é chamada de modelagem. Cada “nó” é identificado por um nome com até seis caracteres alfanuméricos. Quando os “nós” forem comuns, recebem para ambos, a mesma identificação. No programa ATP, não há necessidade de seguir a montagem da RD de forma sequencial, o programa já articula essa montagem quando é executado.

A **Figura 5.1** ilustra uma linha de transmissão do tipo  $\pi$  (PI), cuja forma de modelar no ATP é exemplificada a seguir:

Passo 1 - Identificar cada “nó” do sistema. Neste exemplo tem-se: *TERRA* (ponto de aterramento), *FONTE*, *BUS1*, *BUS2*, *D1* e *D2*. No ATP o “nó” que representa a *TERRA* é deixado em branco.



**Figura 5.1** Exemplo de linha de transmissão tipo  $\pi$  (PI).

Passo 2 – Identificar cada elemento do sistema: fonte de alimentação, impedância de Thévenin, disjuntores, impedância da linha (resistância e indutância), admitância da linha (capacitância) e a impedância da carga.

Passo 3 – Atribuir os valores da fonte de tensão e dos parâmetros da linha e da carga de acordo com as regras do programa ATP.

Passo 4 – Montar o circuito de acordo com o esquema apresentado na **Figura 5.1** e a **Tabela 5.1**.

**Tabela 5.1** Esquema para modelagem no ATP do circuito da **Figura 5.1**.

Identificação	Nó 1	Dados 1	Dados 2	Dados 3	Nó 2
Fonte	TERRA	V	$f$	$\emptyset$	FONTE
Impedância de Thévenin	FONTE	R	L	-	BUS1
Disjuntor 1	BUS1	chave	-	-	D1
Impedância da linha	D1	R	L	-	D2
Admitância da linha	D1	-	-	Y/2	TERRA
Admitância da linha	D2	-	-	Y/2	TERRA
Disjuntor 2	D 2	chave	-	-	BUS2
Impedância da carga	BUS2	R	L	C	TERRA

Passo 5 – Editar o programa usando um editor compatível com o ATP. Neste trabalho foi usado o software EditPlus 3<sup>©</sup>. Na edição devem-se seguir regras para a montagem, as quais são instruções que o ATP interpreta e processa, como: operações de cálculos, comandos, entrada e saída de dados, se o elemento é uma fonte, se o elemento é uma chave, como devem sair os gráficos; em fim, uma gama enorme de instruções que contém no manual do ATP.

Passo 6 – Rodar o programa usando um arquivo executável do ATP.

Para o caso em estudo, serão comentadas algumas instruções utilizadas neste trabalho. De acordo com a **Figura 5.2** as instruções utilizadas foram:

- *BEGIN NEW DATA CASE* – É uma instrução dada ao ATP para inicializar um caso de estudo;
- *\$PARAMETER* – Definem variáveis e conteúdos, que serão substituídos em outras instruções, ou seja, são os dados de entrada do programa;
- *First Misc Data Card* – São vários dados obrigatórios de entrada que dá condições ao ATP interpretar os dados de uma linha e a forma como será executado o processamento. Por exemplo, se a indutância da linha será informada em *milihenry (mH)* ou em ohm ( $\Omega$ ), qual o tempo de processamento e os passos de integração a serem utilizados;
- *Sec Misc Data Card* – É o segundo cartão de miscelâneos que controlam os dados de saída do programa;

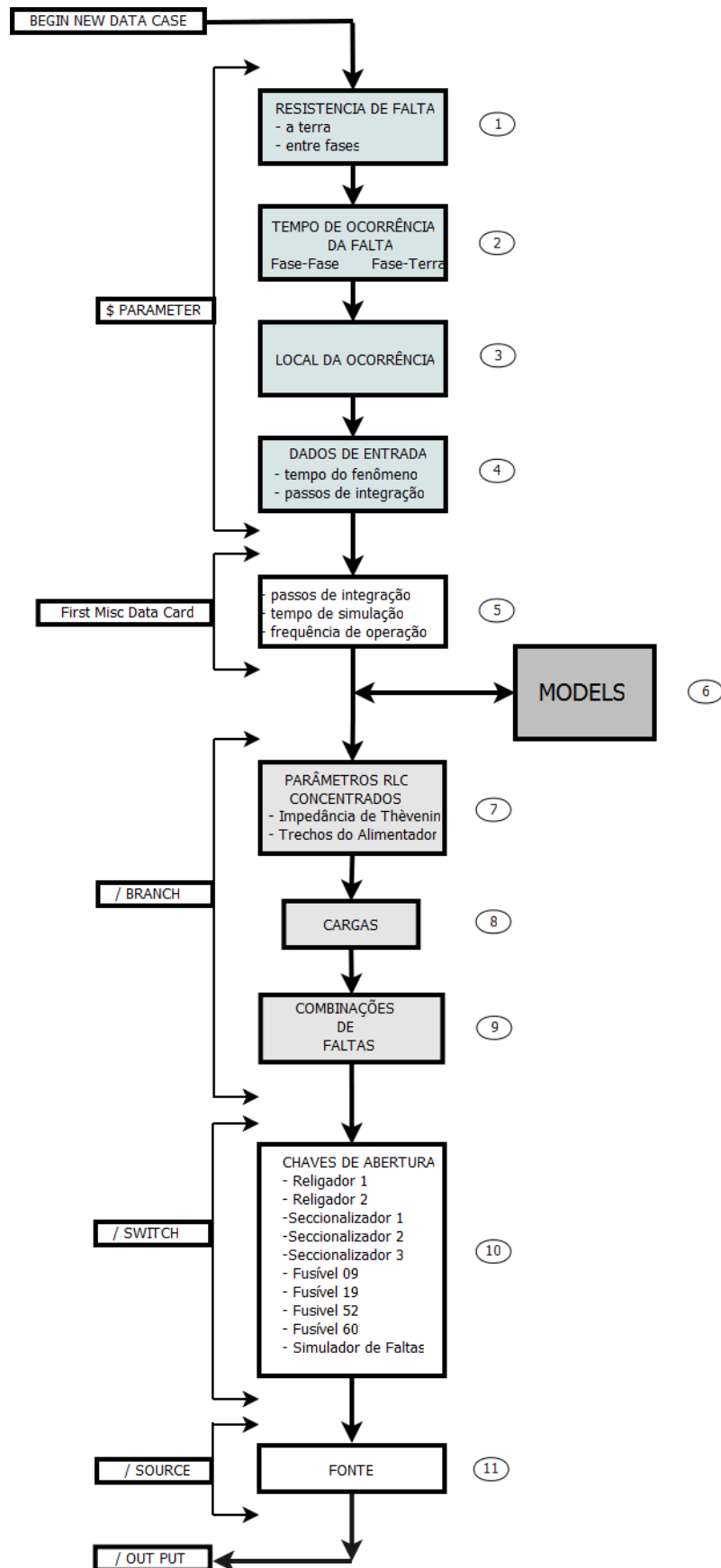


Figura 5.2 Diagrama de bloco do alimentador em estudo, no ATP.

- */BRANCH* – A barra é usada para a abertura de pequenos problemas, e a instrução *BRANCH* instrui ao ATP identificar os parâmetros concentrados *RLC* de entrada do sistema e sua função específica. São informadas as funções, os “nós” de cada elemento e os valores dos parâmetros *RLC* como mostra a **Figura 5.10**;
- */SWITCH* – Instrução que o ATP interpreta cada elemento como sendo um tipo de chave. Um exemplo está na **Figura 5.14**, onde a chave possui a função tipo 13 – controlada por tempo;
- */SOURCE* – Instrução que o ATP interpreta como uma fonte de excitação conforme mostra a **Figura 5.15**;
- */OUT PUT* – Instrução que define ao ATP as variáveis de saída para serem impressos.

Cada instrução é inicializada e finalizada com outra instrução para que o ATP feche um processamento e reinicie o próximo.

### 5.3 MODELAGEM DO ALIMENTADOR EM ESTUDO

O alimentador em estudo foi modelado no ATP segundo o diagrama de bloco da **Figura 5.2**. Os blocos de 1 a 5 definem dados necessários para configurar a forma, e o modelo da simulação. O bloco 6 modela os equipamentos de proteção como religadores, seccionadores, fusíveis, relés e TCs. Os blocos 7 e 8 inserem os parâmetros do alimentador e da carga, sendo que o bloco 9 é exclusivo para a simulação de faltas e o Bloco 11 define os parâmetros da fonte.

- **Bloco 1** – Define a entrada de dados da resistência de falta entre fase-fase ou entre fase-terra. Atribui-se o valor da resistência de  $0.0001\Omega$  quando quer simular um curto-circuito, e  $1,0 \cdot 10^{12}\Omega$  quando não se deseja um curto-circuito nesse ponto. Por ser uma resistência elevada mantém separados os pontos eletricamente. A **Figura 5.3** é um trecho de código que simula um curto-circuito trifásico.

```

14 C
15 RTERRA = 1.0e12
16 RFASES_AB = 0.0001
17 RFASES_BC = 0.0001
18 RFASES_CA = 0.0001
19 C

```

**Figura 5.3** Trecho de código que define as resistências do simulador de faltas.

Observe que não haverá um curto-circuito com a terra, pois, o valor da resistência nesse ponto é elevado. Diferente da resistência entre as fases *AB*, *BC* e *CA* que são pequenas.

O circuito equivalente do simulador de faltas que recebe esses dados está detalhado no bloco 9, **Figura 5.12**.

- **Bloco 2** – São dados onde se define o tempo em que irá ocorrer o curto-circuito. As variáveis da **Figura 5.4** são dados que atuarão no simulador de faltas (**Figura 5.12**) e indicam o tempo (*T\_FASE\_A*, *T\_FASE\_B*, *T\_FASE\_C*) de fechamento das chaves.

```

27 C
28 ANGULO := 30.0
29 T_TERRA := 3.5
30 T_FASE_A := (0.030 + (306.1071218.0+ANGULO) / (60.0*360.0))
31 T_FASE_B := (0.030 + (306.1071218.0+ANGULO) / (60.0*360.0))
32 T_FASE_C := (0.030 + (306.1071218.0+ANGULO) / (60.0*360.0))
33 C

```

**Figura 5.4** Trecho de código que define o tempo inicial da falta.

De acordo com a figura, o valor do tempo inicial de curto-circuito é de 44,18ms, e para a terra (*T\_TERRA*) o tempo é de 3,5s. Desta forma, o instante inicial da falta se dará a partir do ângulo de incidência de 30° mais  $\frac{3}{4}$  do ciclo completo (0,0125s), pois a fonte de alimentação é uma fonte cossenoidal, característica da fonte do ATP (Ver Bloco 11). Assim a onda cossenoidal tendo o início à -90° se comporta como uma fonte senoidal.

- **Bloco 3** – Indica em que barramento ocorrerá a falta. Neste caso a falta será no barramento 18 conforme ilustra a **Figura 5.5**. Os “nós” *LOC\_A*, *LOC\_B*, *LOC\_C* do simulador de falta assumem respectivamente os “nós” *BAR18A*, *BAR18B*, *BAR18C*, e o ATP conecta o simulador de falta nesse ponto.

```

41 C
42 LOC_A := 'BAR18A'
43 LOC_B := 'BAR18B'
44 LOC_C := 'BAR18C'
45 C

```

**Figura 5.5** Trecho de código que indica o ponto de falta.

- **Bloco 4** – Define o tempo de simulação que se deseja, dado em segundos, e qual o intervalo de tempo (passos de integração) que o ATP executará cada cálculo. Esses valores serão usados pelo primeiro cartão de miscelâneos e, conforme a **Figura 5.6**, o tempo de simulação será de 0,3s, com passos de integração de  $1,04 \cdot 10^{-5}$ s. Esses valores ficam a critério do usuário para definir sua simulação.

```

47 C
48 T_MAXIMO = '0.300000'
49 DELTA_T = '1.04e-5'
50 BLANK_PARAMETER
51 C

```

**Figura 5.6** Trecho de código que define o tempo máximo de simulação e passos de integração.

- **Bloco 5** – Define os dados de entrada do primeiro cartão miscelâneos para a simulação. *DELTA\_T* é o intervalo de integração em segundos e *T\_MAXIMO* é o tempo total de estudo, em segundos, gerados no Bloco 4, **Figura 5.6**.

Conforme a **Figura 5.7**, *XOPT* indica o valor das indutâncias, para uma determinada frequência, neste caso será de 60Hz. Se *XOPT* for 60, o ATP interpreta as indutâncias como reatância indutiva dada em  $\Omega$ . Se *XOPT* for igual a zero ou em branco, o ATP interpreta como indutâncias em *mH*. *COPT* indica que as capacitâncias serão dadas em  $\mu F$  ou  $\mu S$ . Se *COPT* for igual a zero ou branco, as capacitâncias serão dadas em  $\mu F$ , e se *COPT* for maior que zero, por exemplo, 60Hz, será dada em  $\mu S$  (susceptância capacitiva).

*TSTART* indica o momento do início da simulação, em segundos. Normalmente será zero ou branco.

O segundo cartão de miscelâneos controla a saída de arquivos de dados do programa cujos valores são incluídos nos campos: *IOUT*, *IPLT*, etc.,

```

50 C *****
51 C CARTOES DE MISCELANEA
52 C *****
53 $DUMMY, XYZ000
54 C Cartões de Miscelanea
55 C dt ( Tmax ) ( Xopt ) ( Copt ) ( Epsilon ) ( Tolmat ) ( Tstart )
56 DELTA TT_MAXIMO 60. 60.
57 C Iout ( Iplt ) ( Idoubl ) ( Kssout ) ( Maxout ) ( Ipun ) ( Memsav ) ( Icat ) ( Nenerg ) ( Iprsup )
58 ..10000.....100.....1.....1.....1.....0.....0.....1.....0
59 C

```

**Figura 5.7** Trecho de código em que o ATP recebe dados de tempo máximo de simulação e passos de integração e a frequência de operação.

- **Bloco 6** – É a ferramenta principal deste trabalho, pois, toda modelagem dos dispositivos de proteção são feitos e processados usando a MODELS/MODEL como meio de gerar os dados necessários à simulação da proteção. Este bloco representa a interação entre o ambiente ATP e a MODELS. Aqui são elaboradas as rotinas que modelam e simulam a atuação de equipamentos de proteção como: relés, religadores, seccionadores, fusíveis, etc. Consiste em duas rotinas, a MODELS e a MODEL.

A MODELS é uma linguagem de programação estruturada do ATP e a MODEL um subprograma da MODELS, observe a **Figura 5.18**. A primeira coluna à esquerda em fundo branco é o ambiente ATP, com toda a estrutura para este trabalho apresentada na **Figura 5.2**. A segunda coluna, em tom mais escuro, é o ambiente MODELS reconhecido pelo ATP nas instruções MODELS e ENDMODELS. A terceira coluna, em tom mais claro, é o ambiente MODEL reconhecida pela instrução MODEL e ENDMODEL (sem a letra “S” no final). Observe a coluna quatro. Dentro de uma MODEL pode existir outra MODEL como instrução de outra subrotina, e assim sucessivamente formam uma cadeia de subrotinas de acordo com a necessidade do programa.

No ambiente MODELS a instrução denominada *INPUT* (**Figura 5.8**) fornecem as variáveis de entrada para a MODEL utilizar no processamento. Aqui é o ponto onde a MODELS busca os valores da corrente de curto-circuito processada pelo ATP. Qualquer ponto do alimentador pode ser acessado, e de lá, retirar a corrente de curto-circuito que se quer analisar. A instrução *I\_RE1\_A {I (L1LCHA)}* define que a variável *I\_RE1\_A* recebe a corrente de curto-circuito lida no nó *L1LCHA*.

```

60 C -----
61 C Fazendo uso da MODELS.
62 C -----
63 MODELS
64 INPUT
65 C *****EVERALDO
66 C dados de FASE lidos do secundário do TC -- do Religador1
67 ..I_RE1_A { I (L1LCHA) }
68 ..I_RE1_B { I (L1LCHB) }
69 ..I_RE1_C { I (L1LCHC) }
70 C dados de FASE lidos do secundário do TC -- do Religador2
71 ..I_RE2_A { I (L2LCHA) }
72 ..I_RE2_B { I (L2LCHB) }
73 ..I_RE2_C { I (L2LCHC) }
74 C dados de lidos do secundário do SENSOR DE CORRENTE -- da Seccionalizadora1
75 ..I_SC1_A { I (L1LCXA) }
76 ..I_SC1_B { I (L1LCXB) }
77 ..I_SC1_C { I (L1LCXC) }
78 C dados de lidos do secundário do SENSOR DE CORRENTE -- da Seccionalizadora2
79 ..I_SC2_A { I (L2LCXA) }
80 ..I_SC2_B { I (L2LCXB) }
81 ..I_SC2_C { I (L2LCXC) }
82 C dados de lidos do secundário do SENSOR DE CORRENTE -- da Seccionalizadora3
83 ..I_SC3_A { I (L3LCXA) }
84 ..I_SC3_B { I (L3LCXB) }
85 ..I_SC3_C { I (L3LCXC) }
-----
126 C
127 OUTPUT .....
128 ..tripD1
129 ..tripD2
130 C Controle de abertura e fechamento do Religador 1
131 ..trpD1A ..trpD1B ..trpD1C
132 C Controle de abertura e fechamento do Religador 2
133 ..trpD2A ..trpD2B ..trpD2C .....
134 C Controle de abertura e fechamento das Seccionalizadoras 1,2 e 3
135 ..trpS1A ..trpS1B ..trpS1C
136 ..trpS2A ..trpS2B ..trpS2C
137 ..trpS3A ..trpS3B ..trpS3C

```

**Figura 5.8** Trecho de código que instrui como fornecer dados de entrada (*INPUT*) e saída (*OUTPUT*) no ambiente MODELS.

*OUT PUT* devolve para o ambiente ATP o resultado do processamento para execução de alguma ação. Por exemplo, o religador 1 receberá através da variável *trpDIA*, *trpDIB*, *trpDIC*, o comando necessário para abertura de suas chaves.

Observe a linha de instrução 152 na **Figura 5.9**: *USE Rele AS ReleBUS2*. *USE* significa que o programa irá processar a rotina *Rele* de um dos arquivos da instrução *\$INCLUDE*, neste caso é o arquivo *COPIAREle.mdl*, como se fosse uma rotina específica chamada *ReleBUS2*. Assim podemos processar a mesma rotina *Rele* várias vezes, por vários dispositivos com nomes diferenciados. Os dados de entrada e saída de cada dispositivo não se misturam. No caso exemplificado, *ReleBUS2* representa o modelo do relé de fase e neutro do religador 2, função 50/51 e 50/51N.

A instrução *INPUT* da **Figura 5.9** fornece os dados de entrada da corrente de curto-circuito (*ia*, *ib*, *ic*) e o posicionamento da chave de abertura do religador 2 (*DA*, *DB*, *DC*). A instrução *DATA* são outros dados transportados para a rotina do *Rele* que serão usados no processamento, também funciona com uma entrada secundária.

```
147 $INCLUDE ../MODELS/COPIAREle.mdl
148 $INCLUDE ../MODELS/Seccionalizador.mdl
149 $INCLUDE ../MODELS/Fusivel.mdl
150 $INCLUDE ../MODELS/Religador.mdl
151 C Utilizando o Modelo do Relé PARA o Religador 2
152 USE Rele AS ReleBUS2
153 INPUT
154 ia:=I_RE2_A
155 ib:=I_RE2_B
156 ic:=I_RE2_C
157 DA:=DJ2A
158 DB:=DJ2B
159 DC:=DJ2C
160 DATA
161 RTC:=60.0
162 tap50F:=38.07
163 tap50N:=4.09
164 tap51F:=2.848
165 curap51F:=0.11
166 culen51F:=0.2
167 tap51N:=0.569
168 curap51N:=1.55
169 culen51N:=1.61
170 OUTPUT
171 tripD2:=trip
172 iMaga:=iaMag
173 iMagb:=ibMag
174 iMagc:=icMag
175 ENDUSE
```

**Figura 5.9** Trecho de código que instrui como incluir arquivos na MODELS e como fornecer e receber os dados para processamento de uma rotina.



Depois de processada, a rotina *Rele* retorna com uma resposta através das variáveis *tripD2*, *iMaga*, *iMagb*, *iMagc*. Neste caso *tripD2* será o comando do religador 2 usado na abertura da chave exemplificada na **Figura 5.14** do Bloco 10. *ENDUSE* é a instrução que encerra o comando *USE* e faz o programa retornar ao ambiente anterior caso não encontrar um novo comando *USE*.

- **Bloco 7 – 8** – A **Figura 5.10** mostra como são feitas as entradas de dados dos parâmetros que definem cada impedância. Neste estudo, a impedância equivalente de Thévenin foi calculada em função da corrente de curto-circuito no ponto de instalação da fonte de excitação. A função 51, 52 e 53 (linhas 394 a 396 da **Figura 5.10**), definem a impedância da fonte ou de Thévenin e seus dados de sequência zero, positiva e negativa. Desconsidera-se neste caso, a resistência por ela ser desprezível.

Em seguida, a partir da linha 406 da **Figura 5.10** são introduzidos os dados de entrada dos parâmetros dos trechos do alimentador, definindo os valores de *R*, *XL* e *XC* para cada trecho entre um barramento e outro adjacente. Os dados de entrada são referentes às impedâncias próprias e mútuas, onde, na ilustração abaixo, correspondem respectivamente aos números 1, 2 e 3 da coluna 2.

```

392 C EQUIVALENTE DA FONTE -- EQUIVALENTE DE THEVENIN
393 C < 'n'1>< 'n'2><----->< 'R' >< 'XL/L' >
394 51FONTEASUBESA .....0.79026
395 52FONTEBSUBESB .....1.01412
396 53FONTECSUBESC
397 C *****
398 C ..... TRECHOS DOS ALIMENTADORES
399 C *****
400 C *****
401 C » ..... MODELO DOS TRECHOS
402 C *****
403 C IDENTIFICAÇÃO DOS TRECHOS (NÓS) ..... IMPEDÂNCIA DA RD
404 C DA SUBESTAÇÃO PARA BARRA 1 'R (ohms) ..... XL (ohms) ..... XC (microS)
405 C ..... INSTALADO O RELIGADOR 1
406 $VINTAGE, 1
407 $UNITS, 60., 0.0,
408 1RELO2ARDP_A .....1.39311041E-01 5.69328457E-01 5.27588910E-03
409 2RELO2BRDP_B .....3.56105165E-02 3.31216840E-01 -1.50288549E-03
410 .....1.39311041E-01 5.69328457E-01 6.01877629E-03
411 3RELO2CRDP_C .....3.56104661E-02 3.12568291E-01 -9.90519773E-04
412 .....3.56105467E-02 3.63096758E-01 -2.29619556E-03
413 .....1.39311041E-01 5.69328457E-01 5.77663030E-03
414 C DA BARRA 1 PARA BARRA 2 -- INSTALADO A SECCIONALIZADORA 1
415 $VINTAGE, 1
416 $UNITS, 60., 0.0,
417 1TCSC1ABAR02A .....2.32894345E-02 7.06406638E-02 5.77967452E-04
418 2TCSC1BBAR02B .....4.08645271E-03 3.80084899E-02 -1.59651359E-04
419 .....2.32894345E-02 7.06406638E-02 6.52490001E-04
420 3TCSC1CBAR02C .....4.08644693E-03 3.58684924E-02 -1.07001192E-04
421 .....4.08645618E-03 4.16668410E-02 -2.41379908E-04
422 .....2.32894345E-02 7.06406638E-02 6.28199185E-04

```

**Figura 5.10** Trecho de código que recebe a entrada de dados dos parâmetros de impedância de cada trecho do alimentador.

A **Figura 5.11** define a entrada de dados das cargas instaladas nos barramentos. São fornecidas as impedâncias de carga  $R$  e  $XL$  em cada fase do sistema. Verifica-se que as cargas em cada barramento são equilibradas. A identificação do segundo “nó” está em branco, significando o ponto *TERRA*.

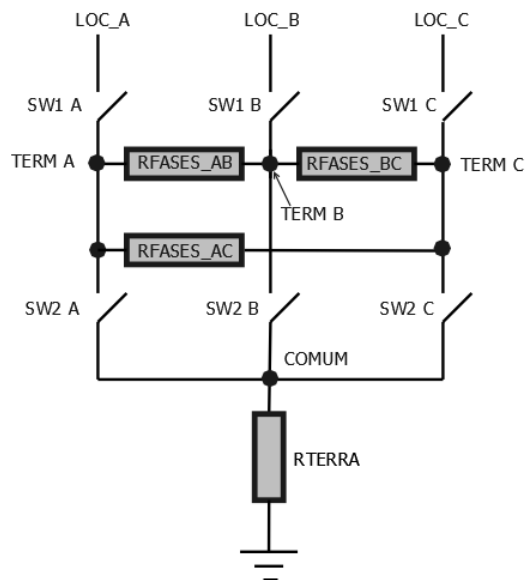
```

C.....>>>.....CARGAS
C.....
$VINTAGE, 0
C.....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345
:BAR01A.....1646.5506.1
:BAR01B.....1646.5506.1
:BAR01C.....1646.5506.1
:BAR02A.....2619.6801.5
:BAR02B.....2619.6801.5
:BAR02C.....2619.6801.5
:BAR03A.....2617.4800.8
:BAR03B.....2617.4800.8
:BAR03C.....2617.4800.8

```

**Figura 5.11** Trecho de código que recebe os dados dos parâmetros da impedância de carga em cada barramento do alimentador.

- **Bloco 9** – Recebe o valor de entrada das resistências que constituem o simulador de faltas, definidos no Bloco 1. O simulador de faltas foi modelado conforme a **Figura 5.12** é constituído por um circuito de resistores ( $R$ ) e chaves ( $SW$ ).



**Figura 5.12** Circuito simulador de faltas.

*LOC\_A*, *LOC\_B* e *LOC\_C* são os pontos do barramento que estão sob o efeito da falta, definidos no Bloco 3, e *SW1*, *SW2* e *SW3* são chaves de comutação.

As combinações que são feitas com o fechamento das chaves *SW1* e *SW2*, determinam o tipo de curto que se quer simular. Por exemplo, para um curto trifásico fecham-se as chaves *SW1 A*, *SW1 B* e *SW1 C*. Se o valor atribuído às resistências entre os “nós” *TERMA-TERMB*, *TERMB-TERMC*, *TERMC-TERMA* forem pequenas, haverá um curto-circuito trifásico conforme a **Figura 5.13**.

```

1217 C .....
1218 C ..... Resistência no ponto de falta.
1219 C .....
1220 C .....
1221 $VINTAGE, 1
1222 C ..... 1 ..... 2 ..... 3 ..... 4 ..... 5 ..... 6 ..... 7 ..... 8
1223 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1224 C <n 1><n 2><ref1><ref2><R .....><L .....><C .....>
1225 .COMUM ..... RTERRA ..... 0
1226 .TERMA TERMB ..... RFASES_AB ..... 0
1227 .TERMB TERMC ..... RFASES_BC ..... 0
1228 .TERMC TERMA ..... RFASES_CA ..... 0
1229 C .....

```

**Figura 5.13** Trecho de código que recebe os dados das resistências entre fases do simulador de faltas.

Neste estudo, são possíveis 693 simulações de faltas considerando o curto-circuito somente nos barramentos. São 63 barramentos nos quais podem acontecer curto-circuito trifásico (Fase *ABC*, *ABCN*), bifásico (*AB*, *BC*, *CA*, *ABN*, *BCN*, *CAN*) e monofásico (*AN*, *BN*, *CN*). As simulações deste trabalho não consideraram os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos para a terra.

- **Bloco 10** – Neste bloco são programadas todas as chaves controladas ou não. A chave tipo 13, primeiro trecho de código da **Figura 5.14**, são controladas por tempo.

Recebem um sinal vindo de um sensor qualquer, modelado na *MODEL*, e através do comando de uma variável de saída, mudam seu estado inicial de fechado para aberto, interrompendo a circulação de corrente. Inicialmente a chave está fechada pela instrução *CLOSED* e é comandada pela variável *trpDIA*, *trpDIB* e *trpDIC* caso o religador 1 opere.

As chaves não controladas do segundo trecho de código da **Figura 5.14**, abrem e fecham os contatos em tempos definidos ou calculados. Os tempos são inseridos no campo *Tclose* e *Top/Tde*, respectivamente, traduzidos em tempo de fechamento e tempo de abertura. Observa-se que o tempo de abertura da chave *TERMA-COMUM*, que faz contato com a terra para simular um curto-circuito monofásico, só abrirá após 10s depois de fechada.

```

C
C-----
C Chaves para religadora TIPO 13
C-----
C <n 1><n 2><Tclose><Top/Tde><Ie><Vf/CLOP><type>
C Bus-->Bus--><Tclose><Topen><Nstep><Vflash><Request>Bus-->Bus-->***I
C Religadora 1
13SUBESAREL01A ..... CLOSED ..... trpD1A .. 0
13SUBESBREL01B ..... CLOSED ..... trpD1B .. 0
13SUBESCREL01C ..... CLOSED ..... trpD1C .. 0
C Religadora 2
13BAR22AREL22A ..... CLOSED ..... trpD2A .. 0
13BAR22BREL22B ..... CLOSED ..... trpD2B .. 0
13BAR22CREL22C ..... CLOSED ..... trpD2C .. 0
C-----

C
C Faltas fase-fase.
C-----
C <n 1><n 2><Tclose><Top/Tde><Ie><Vf/CLOP><type>
TERMA LOC_A T_FASE_A OP_F_ABC ..... 0
TERMB LOC_B T_FASE_B OP_F_ABC ..... 0
TERMC LOC_C T_FASE_C OP_F_ABC ..... 0
C-----
C Faltas fase-terra.
C-----
C <n 1><n 2><Tclose><Top/Tde><Ie><Vf/CLOP><type>
TERMA COMUM T_TERRA ..... 10. .... 0
TERMB COMUM T_TERRA ..... 10. .... 0
TERMC COMUM T_TERRA ..... 10. .... 0
C-----

```

Figura 5.14 Trechos de código que recebe o comando da chave controlada tipo 13 e a temporização do simulador de faltas.

- **Bloco 11** – Define as características da fonte como: tipo, amplitude da tensão de fase, frequência, ângulo de defasagem. Os valores usados para simulação estão especificados na **Figura 5.15**.

A função 14, primeira e segunda coluna da rotina, indica que a fonte é uma função cossenoidal. O campo <n 1> é o nome que se dá para a identificação da fonte. O campo < > ( $ST=0$ ) indica que é uma fonte de tensão. O campo <ampl.> é a amplitude da tensão em valor de pico, em seguida é fornecida a frequência e a defasagem das fases entre sí. O campo <Tstart> é o modo como a fonte inicia sua operação. O dígito -1 indica que o gerador está atuante no início da simulação e o campo <TSTOP> como o gerador estará até o final da simulação.

```

1309 C-----
1310 C FONTE SENOIDAL TIPO 14
1311 C-----
1312 /SOURCE
1313 C <n 1><Ampl.><Freq.><Phase/T0><A1><T1><TSTART><TSTOP>
1314 14FONTEA 11.26782E3 60. .... 0. .... -1 ..... 1.
1315 14FONTEB 11.26782E3 60. .... -120. .... -1 ..... 1.
1316 14FONTEC 11.26782E3 60. .... 120. .... -1 ..... 1.
1317 BLANK ENDS SOURCE DATA

```

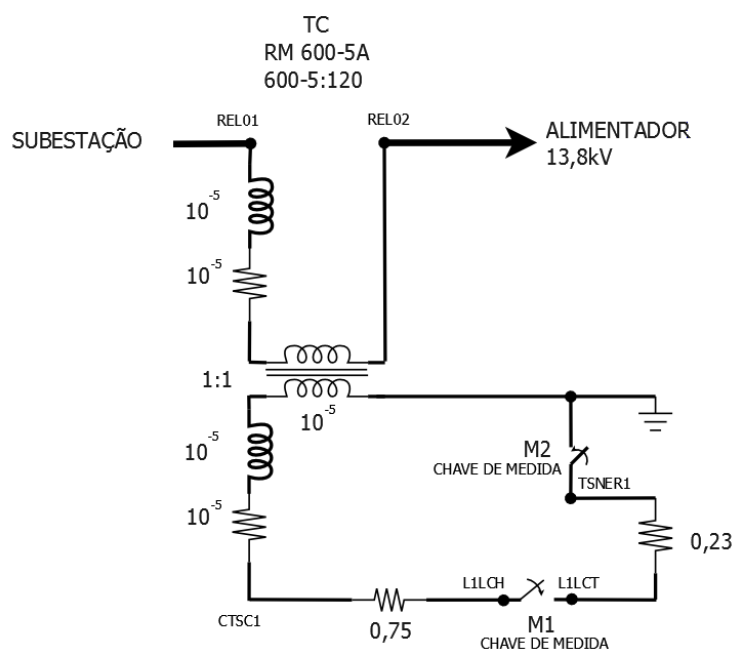
Figura 5.15 Trecho de código que define os dados da fonte de alimentação do alimentador.

## 5.4 RELIGADOR

O religador é um equipamento que necessita de dispositivos auxiliares para a sua operação. Embora chamado de religador, internamente, é constituído por um conjunto de TCs, relés de sobrecorrentes, relé de religamento, chaves, etc., que precisam ser modelados para efetuar as simulações.

### 5.4.1 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

A **Figura 5.16** apresenta o diagrama de modelagem do TC para o religador 1.



**Figura 5.16** Diagrama de modelagem do circuito elétrico do TC – religador 1.

O enrolamento primário do TC é ligado em série com o alimentador através dos “nós” *RELO1-RELO2*, e tem resistência e reatância indutiva de  $10^{-5} \Omega$  cada um. O enrolamento secundário é acoplado magneticamente através de um transformador ideal 1:1, e possui uma resistência e uma reatância indutiva de  $10^{-5} \Omega$  cada um.

O enrolamento secundário do TC está ligado em série com uma chave de medida *M1* e com a carga de  $0,23 \Omega$  (*Burden* – composto pela impedância do fio de alimentação do relé e a impedância do próprio relé). Dependendo do modelo do TC a impedância do enrolamento secundário é diferente, para o caso em estudo é de  $0,75 \Omega$ . As chaves de medida *M1* e *M2* são pontos onde o ATP lê a corrente e fornece-a como dados de entrada

da simulação. *M1* mede a corrente do secundário do TC em caso de falta entre fases e *M2* em caso de falta para a terra.

Os TCs dos demais equipamentos seguem a mesma modelagem com diferença nos dados de carga.

A **Figura 5.17** é o trecho de código que modela o TC do religador 1 no ATP. A modelagem de um TC, para um alimentador trifásico, é realizada através da utilização de três transformadores monofásicos. As instruções para modelagem de um TC começa com a palavra-chave *TRANSFORMER* seguidas de um par de valores para corrente e fluxo, quando considera-se a indutância de magnetização, e em branco quando não se aplica a magnetização.

```

6 C Current ratio
7 C .....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
8 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
9 TRANSFORMER .....CT600
10 .....9999
11 01RELO1ARELO2A .....1.E-5 1.E-5 .5.
12 02CTSC1A .....1.E-5 1.E-5 600.
13 C
14 TRANSFORMER .....CT600
15 .....9999
16 01RELO1BREL02B .....1.E-5 1.E-5 .5.
17 02CTSC1B .....1.E-5 1.E-5 600.
18 C
19 TRANSFORMER .....CT600
20 .....9999
21 01RELO1CRELO2C .....1.E-5 1.E-5 .5.
22 02CTSC1C .....1.E-5 1.E-5 600.
23 C
24 C CT Wire resistance
25 C .....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
26 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
27 C Bus-->Bus-->Bus-->Bus--><-R--><-L--><-C-->=====I
28 CTSC1AL1LCHA .....75.
29 CTSC1BL1LCHB .....75.
30 CTSC1CL1LCHC .....75.
31 C
32 C Burden:
33 C Bus-->Bus-->Bus-->Bus--><-R--><-L--><-C-->=====I
34 L1LCTATSNRE1 .....0.2300 .....0
35 L1LCTBTSNRE1 .....0.2300 .....0
36 L1LCTCTSNRE1 .....0.2300 .....0

```

**Figura 5.17** Trecho de código que modela o TC no ATP.

Após esta primeira linha de informação, devem vir os pares de pontos corrente e fluxo. As informações são terminadas por um cartão 9999. A característica de saturação pode ser suprimida caso o cartão 9999 seja o único existente neste conjunto. É o caso deste estudo, que não considera o fator saturação na modelagem.

Para cada bobina devem ser inseridos os valores de resistências nas colunas 27 a 32, e as indutâncias nas colunas 33 a 38 e a *RTC* correspondente as colunas 39 a 44. O

número associado ao enrolamento é indicado na coluna 2 da rotina. O número 1 indica o enrolamento primário e o número 2 o enrolamento secundário. A identificação do par de “nós” *RELO1A-RELO2A* indica onde está conectado o enrolamento primário da fase A (colunas 3 a 14). E o par *CTSCIA-.....*, indica a conexão do enrolamento secundário com a terra. Para outras fases faz-se o mesmo procedimento.

#### 5.4.2 RELÉ DIGITAL

Os relés digitais foram modelados conforme descrito no item 3.4. O diagrama de bloco da **Figura 5.18** demonstra a estrutura da montagem do relé digital no ATP e como é a interação entre o ATP/MODELS/MODEL.

As Figuras 5.18, 5.19 e 5.24, contêm linhas e colunas para facilitar a explicação e referenciar os blocos, caso necessário, pela designação matricial linha e coluna, por exemplo: (3,4) – um bloco localizado na linha 3 coluna 4. A explicação do funcionamento é feita somente para a fase A, a fase B e C seguem o raciocínio equivalente.

Há uma flexibilidade muito grande do fluxo de uma variável no programa ATP. É bom frisar que: o que se move no sistema é o valor da variável e não a variável. Os fluxos seguem as setas indicadoras. Quando houver a saída de um valor de um bloco para outro, o bloco receptor cria uma variável e atribui o valor a ela.

Por exemplo, quando acontece um curto-circuito na zona de proteção do religador 1, o ATP calcula o valor da corrente de curto-circuito e envia o sinal para a rotina MODELS *ReleBUS1*. O *ReleBUS1* contém os dados do TC e do relé de proteção específico do religador 1. Através da instrução *USE*, **Figura 5.18**, *ReleBUS1* envia o sinal e os dados a outra rotina da MODEL chamado *Rele*.

Ao receber o sinal, o *Rele* executa em cadeia as rotinas de “CONDICIONAMENTO DE SINAIS” e subrotinas, “AQUISIÇÃO DE DADOS” e subrotinas e finalmente “ESTIMA FASOR”.

Com os valores da magnitude da corrente gerado no “ESTIMA FASOR”, o *Rele* define uma variável denominada *trip* e devolve ao *ReleBUS1*. Neste ambiente receptor, cria-se uma variável *tripDI* que assume o valor do *trip* e o sinal vai para ATP.

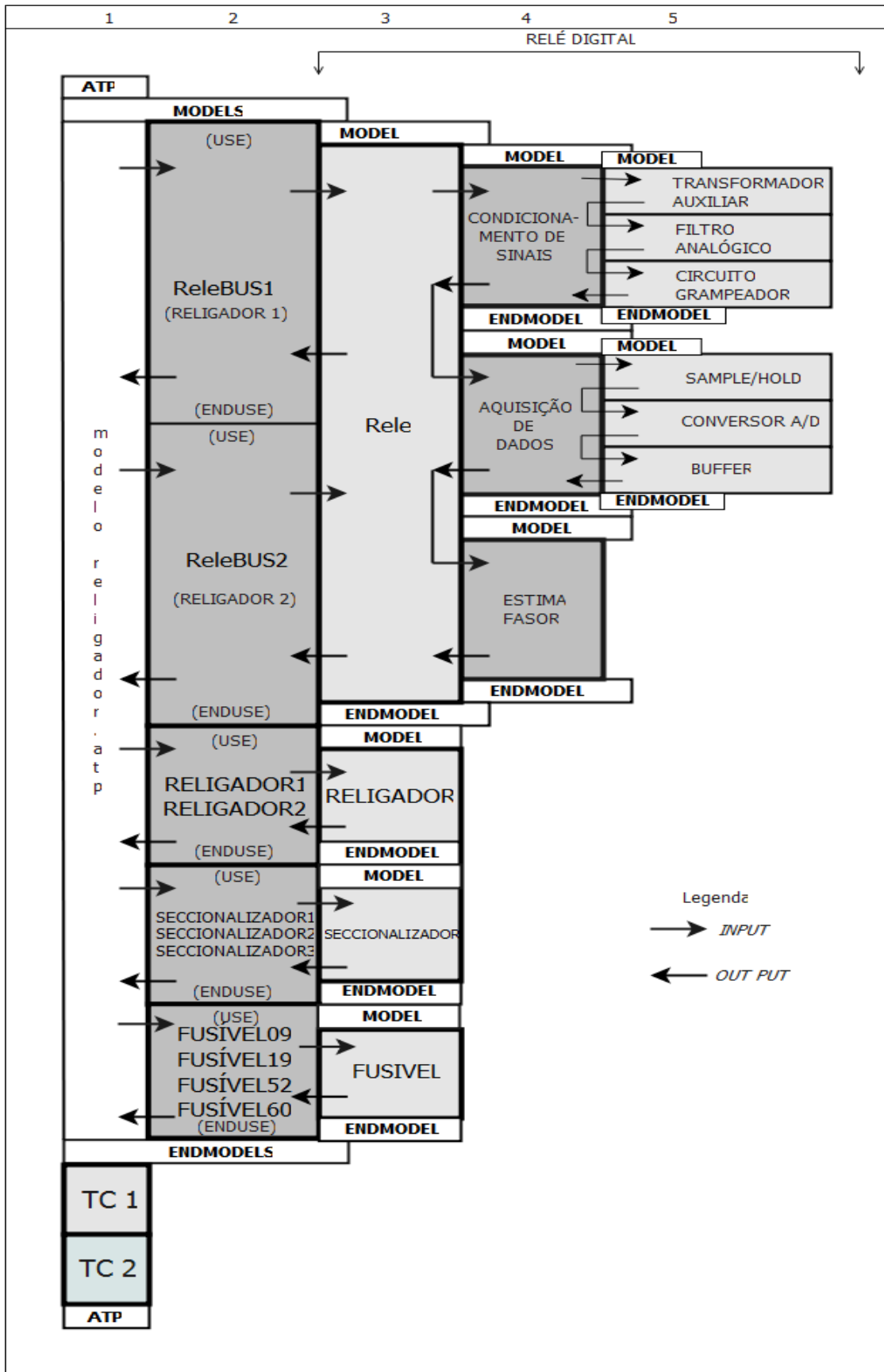


Figura 5.18 Estrutura do programa ATP/MODELS e do relé digital.



No ATP, qualquer instrução que tenha esta variável *tripDI*, receberá o comando e mudará seu estado inicial. Se for um seccionizador que esteja fechado, executará a abertura.

A modelagem do relé na linguagem do ATP é extensa, pois, engloba toda programação das colunas 3, 4 e 5 da **Figura 5.18**. O fluxograma da **Figura 5.19** traduz, de forma básica, o funcionamento do relé digital instantâneo (50) e temporizado (51) do religador descrito a seguir:

- Quando a rotina *Rele* é chamada, inicia-se o processo *MODEL Rele* (1,1). Recebem os dados de entrada *ia*, *ib* e *ic*, *RTC*, *taps* das unidades 50 e 51 e dados da curva rápida e lenta (1,2), que farão parte dos cálculos da corrente de ajuste do relé. As correntes de entradas são enviadas às rotinas *CONDICIONAMENTO DE SINAIS*, *AQUISIÇÃO DE DADOS* e *ESTIMA FASOR* para serem convertidas em sinais digitais e obter como resultado os fasores *iaMag*, *ibMag* e *icMag* (1,3). Inicia-se então, a lógica do relé instantâneo (50) do religador.
- No Teste 1, o relé verifica se as chaves do religador estão fechadas. Se não (N), mantém zerados os *trips* 50 e 51 (12,1) e retorna para o ambiente *MODELS* devolvendo o *flag trip=0* (15,4) mantendo a chave aberta. Se sim (S), entra na lógica do relé instantâneo executando o Teste 2.
- No Teste 2, o relé 50 verifica se há uma condição de curto-circuito comparando a magnitude da corrente de curto-circuito com a corrente de ajuste do relé instantâneo ( $iaMag > tap50 * RTC$ ). Se for maior (S), o *flag trip50* muda de zero para 1, caso não (N), o *flag trip50* permanece zero. Em seguida, o relé temporizado (51) entra em ação e faz o Teste 3.
- No Teste 3 o relé 51 verifica se há uma condição de curto-circuito comparando a magnitude da corrente com a corrente de ajuste do relé temporizado ( $iaMag > tap51 * RTC$ ). Se não (N) passa a executar o teste 5. Se for maior (S), quatro ações deverão ser executadas:

Ação 1 - O relé fixa esse instante como o tempo inicial de curto,  $tFalta=t$ . O tempo  $t$  é uma variável pré-definida, residente do ATP, é considerado um marcador de tempo interno que é disparado automaticamente em cada simulação;

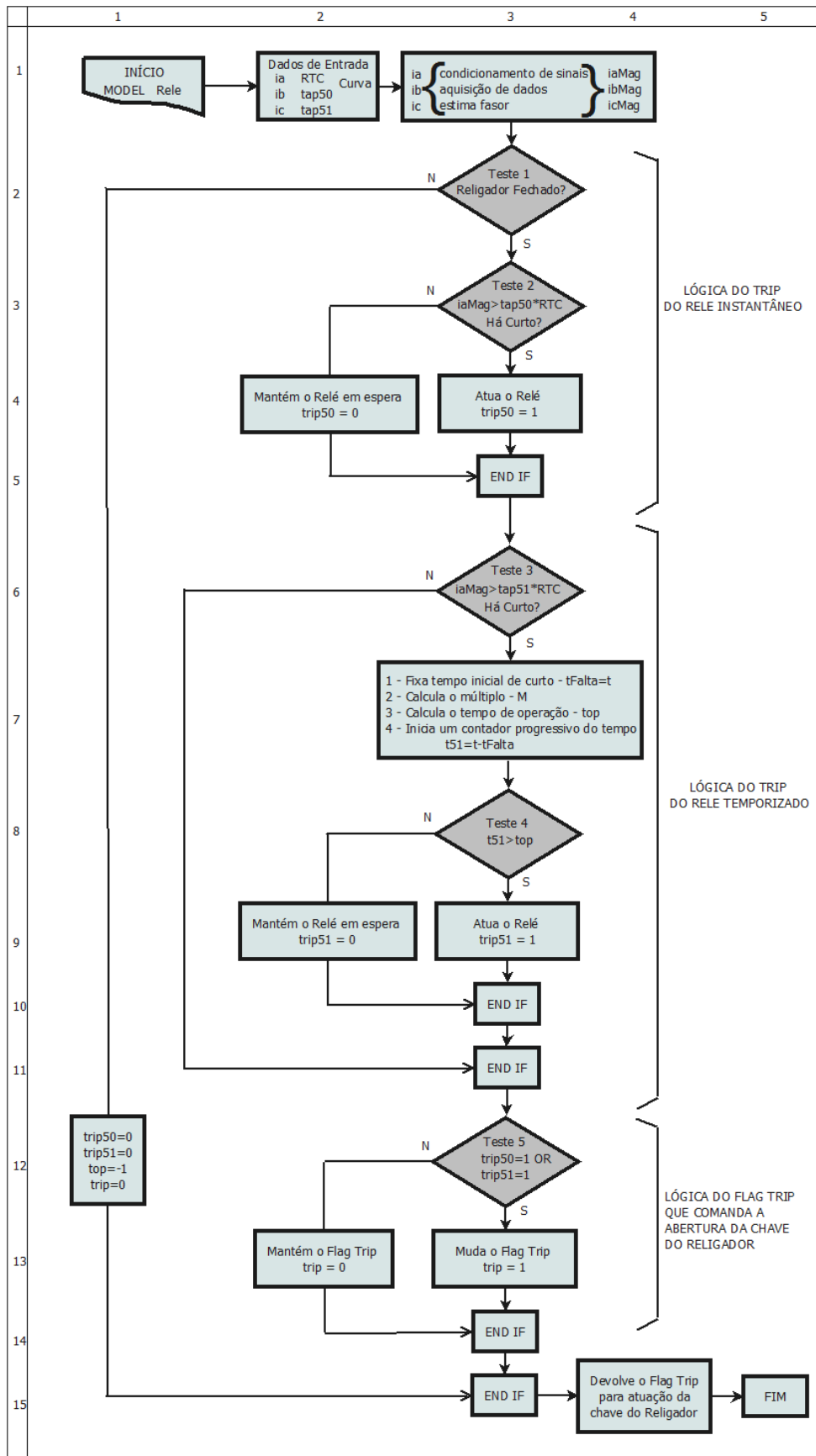


Figura 5.19 Fluxograma da modelagem do relé digital do religador.

Ação 2 – O relé calcula o múltiplo  $M$  conforme a Equação 3.7, que servirá como um fator nos cálculos do tempo de operação do relé temporizado;

Ação 3 – O relé calcula qual será o tempo de operação ( $top$ ) que deverá esperar para atuar, conforme Equação 4.60;

Ação 4 – O relé inicia uma contagem progressiva através da expressão  $t5I = t - tFalta$ .

- Em seguida, executa o Teste 4 comparando o tempo  $t5I$  com o tempo de operação  $top$ , para verificar se pode atuar naquele instante. Se a condição for sim (S) o relé atua, mudando o seu *flag trip51* do estado zero para 1. Se a condição for não (N) o relé mantém o *flag trip51* no estado zero e encerra sua lógica.
- Em seguida executa o Teste 5, analisando os dois *flags* (12,3), *trip51* e *trip50*. Se qualquer um dos *flags* estiver no estado 1, significa que houve a atuação do relé. Muda-se então, o *flag* geral *trip* do estado inicial zero para 1. Essa informação retorna ao ambiente MODELS (15,4) que devolve ao ambiente ATP para em seguida ser introduzida na rotina chamado *Religador*.

A rotina *Religador* (coluna 3, **Figura 5.18**), tem como função abrir ou não uma chave no momento que recebeu o comando *trip* vindo do relé. E em seguida, efetuar uma contagem de tempo, chamado de tempo morto, para depois realizar o religamento. Esta rotina foi elaborada conforme o fluxograma da **Figura 5.20** e **Figura 5.21**.

Funciona da seguinte maneira:

- Quando a rotina *Religador* é chamada inicia-se o processo MODEL *Religador* (1,1). São enviado para esta rotina os seguintes dados de entrada (1,2): *ia*, *ib*, *ic* (corrente de curto-circuito), *trip* (*flag* de atuação do relé), *disp* (número de disparo), *tmorto1* (tempo morto), *td* (tempo de disparo), *relig* (número de religação), *bloqueio* (*flag* de bloqueio).
- No Teste 1, o religador verifica o *flag trip* para ver se houve ou não atuação do relé 50F ou 51F. Se sim (S), o religador muda seu *flag sigAct* (sinal de atuação do religador) de zero para 1, estabelecendo uma condição positiva para atuação do religador. Se não (N), o religador mantém seu *flag sigAct*, o tempo inicial para atuação *tIni*, e a variável auxiliar do contador *cont*, todos em zero (3,2).

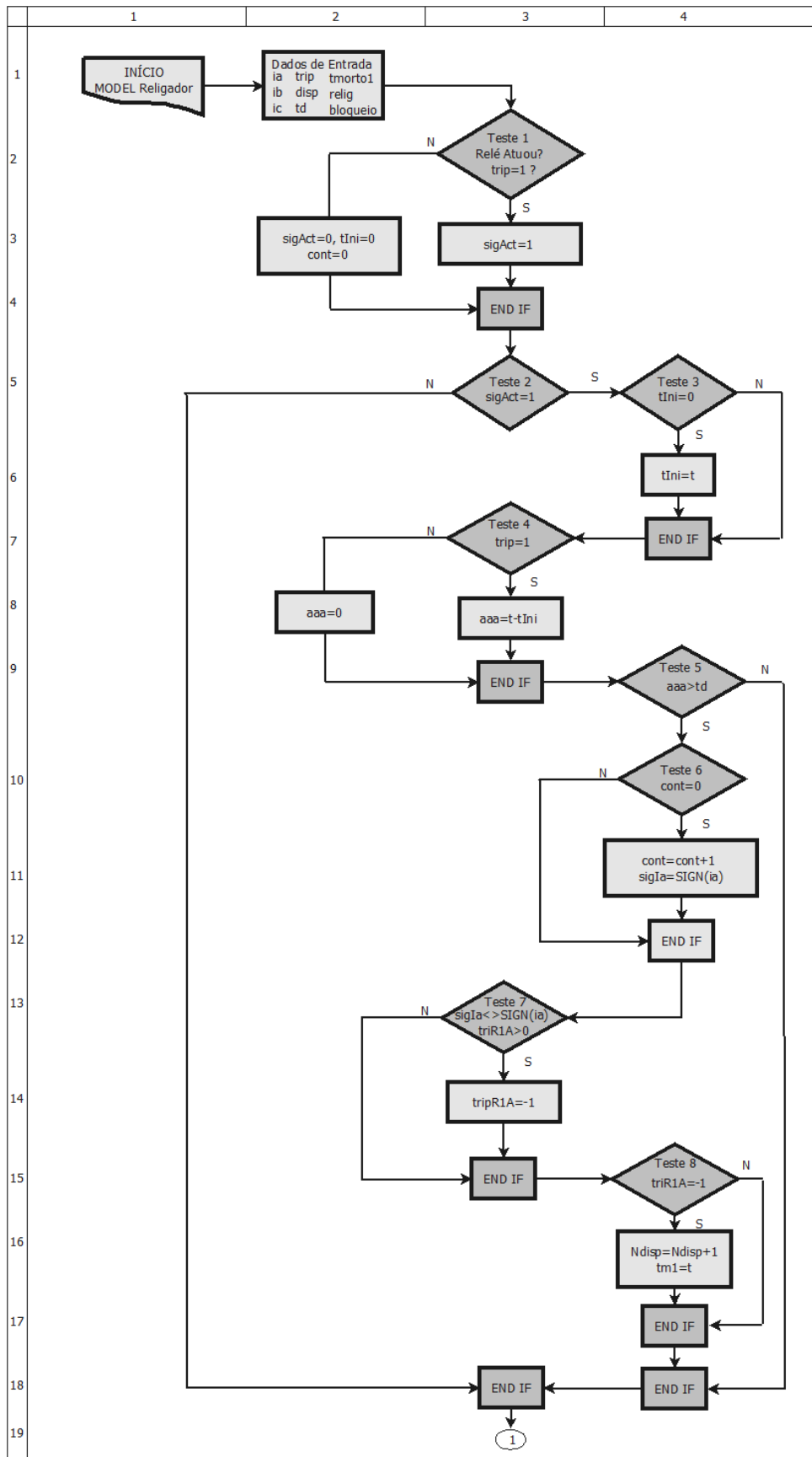
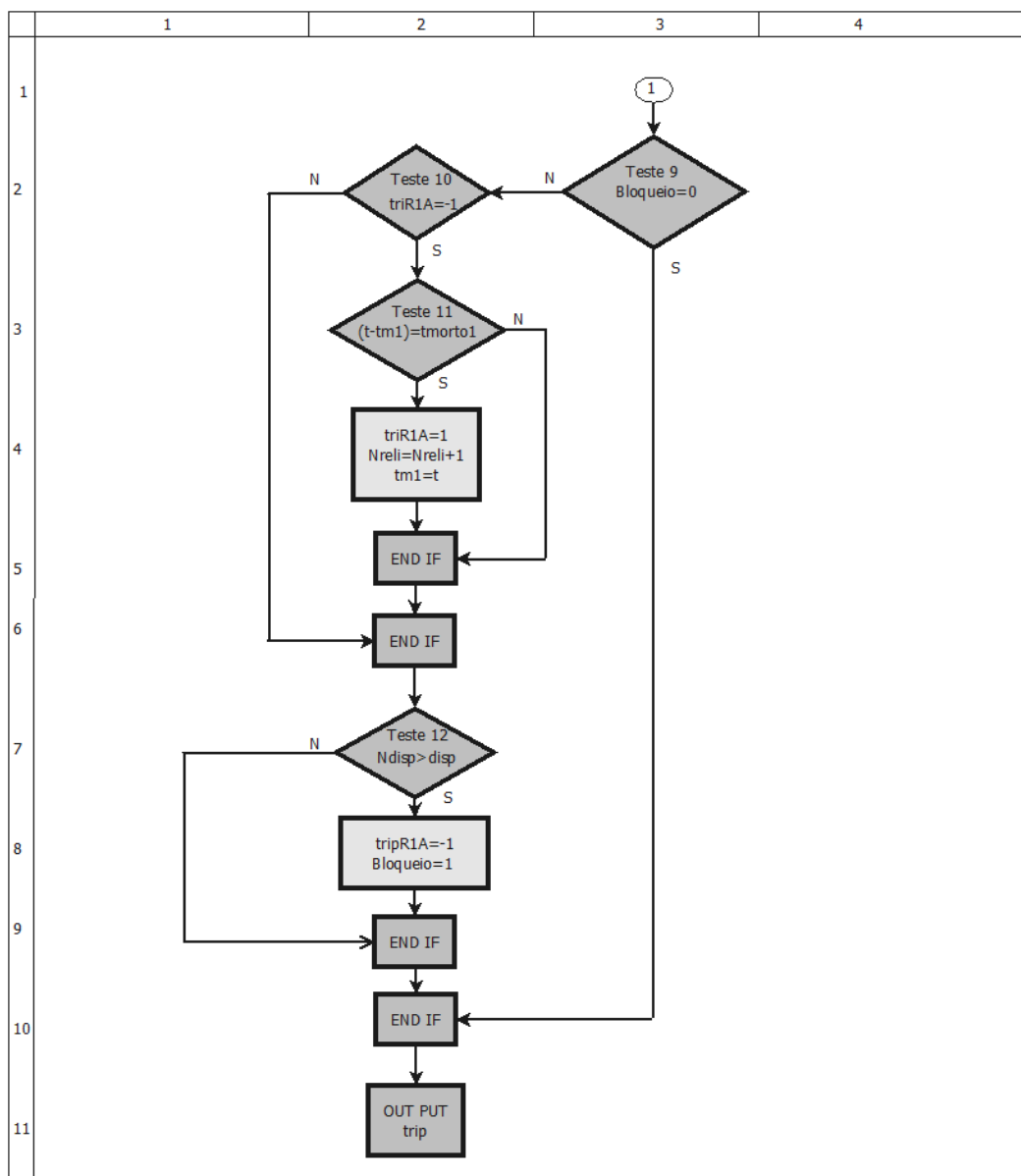


Figura 5.20 Fluxograma da modelagem de disparo do religador – Continua na Figura 5.21.

- No Teste 2 (5,3) o religador verifica se  $sigAct$  é igual a 1. Se não (N), pula para o passo *ENDIF* (18,3) e prossegue a execução do Teste 9 da **Figura 5.21**. Se sim (S), executa o Teste 3 verificando se o tempo inicial para atuação do religador ainda não começou, ou seja, está em zero. Se não (N), pula para o próximo passo, se sim(S), determina o tempo inicial de atuação do religador pela expressão  $tIni=t$ , onde  $t$  é o tempo residente do ATP que estabelece o valor desse instante como o tempo inicial de atuação do religador (6,4).
- Em seguida executa o Teste 4 verificando mais uma vez se o relé determinou a atuação do religador (7,3) comparando o *trip* ao valor 1. Se sim (S), inicia-se um marcador de tempo crescente,  $aaa=t-tIni$  (8,3). Se não (N), o marcador de tempo permanece em zero (8,2).
- O Teste 5 verifica se o marcador de tempo atingiu o valor do tempo de disparo fazendo a comparação  $aaa>td$  (9,4). O tempo de disparo é o tempo de atuação do religador devido à ação do relé instantâneo e a coordenação entre os religadores. Se no Teste 5 a condição for não (N), o processamento pula para o passo (18,4) para em seguida executar o Teste 9 da **Figura 5.21**. Se a condição for sim (S) executará o Teste 6.
- O Teste 6 verifica mais uma condição, se o contador está em zero. Se não (N) pula para o próximo passo, se sim (S) acrescenta uma unidade ao contador e identifica o sinal + ou – da corrente de curto-circuito fixando seu valor instantâneo como positivo ou negativo.
- No Teste 7, a cada passo de simulação, o religador verifica se a corrente já passou pelo zero, mudando seu sinal de + para – ou vice-versa. Compara se o sinal das variáveis  $sigIa$  e  $SIGN(ia)$  são diferentes entre si e se o *flag triRIA* (*flag* da chave do religador sendo 1 para chave fechada e -1 para chave aberta) é maior que zero. Se não (N), pula para o próximo passo, se sim(S), abre a chave do religador mudando o *flag triRIA* do estado 1 para -1.
- No Teste 8, o religador verifica se a chave está aberta. Se não (N) passa para o próximo passo, se sim (S), acrescenta uma unidade à variável  $Ndisp$  e fixa o tempo inicial para a temporização do religamento na expressão  $tmI=t$ .

Até o momento o religador executou o processo de disparo na abertura da chave interrompendo a corrente de curto circuito.

A **Figura 5.21** é a continuação da **Figura 5.20** que executa o processo de religamento do religador, ou seja, entra em funcionamento o relé 79 – relé de religamento.



**Figura 5.21** Fluxograma da modelagem do relé de religamento do religador – Continuação da **Figura 5.20**.

- No Teste 9 (2,3) o religador verifica se houve o bloqueio da chave, se sim (S) encerra a rotina (10,3) devolve os comando *trip* para o ambiente ATP pela instrução *OUT PUT* e aguarda um novo processamento. Se não (N) executa o Teste 10 para ver se a chave está aberta. Se não (N) volta para o comando ENDIF (6,2) e prossegue no processamento do teste 12, se sim (S), executa o Teste 11.
- No Teste 11 o religador compara se o temporizador ( $t-tm1$ ) atingiu o tempo morto ( $tmorto1$ ). Caso sim (S), o religador através do relé 79 religa o sistema mudando o *tripR1A*

para 1 e acrescenta uma unidade ao número de religamento ( $N_{reli}=N_{reli}+1$ ) e fixa um novo tempo para recomeçar um novo disparo ( $tmI=t$ )(4,3).

- Se o número de disparo atingiu o valor estabelecido na entrada, como se verifica o Teste 12 ( $N_{disp}>disp$ ), o religador executa a abertura da chave e se bloqueia mudando o *flag* de bloqueio de 0 (religador desbloqueado) para 1 (religador bloqueado). Após, encerra o processamento e aguarda um novo ciclo de operação.

## 5.5 SECCIONALIZADOR

A modelagem do seccionalizador foi feita baseando no valor da variável *iMagFa*, *iMagFb*, *iMagFc* gerados no ESTIMA FASOR, ver o trecho de código da **Figura 5.22**.

```

126 ----- logica da chave SECCIONALIZADORA
127 ----- EXEC
128 ----- Lógica de trip do unidade 50F seccionalizadora
129 ..... IF (iMagFa>tap50F*RTC) OR .....
130 ..... (iMagFb>tap50F*RTC) OR .....
131 ..... (iMagFc>tap50F*RTC) .....
132 ..... THEN
133 ..... I50F:=tap50F*RTC
134 ..... trip50F:=1
135 ..... ELSE .....
136 ..... trip50F:=0
137 ..... I50F:=tap50F*RTC
138 ..... ENDIF
139 .....
140 ..... IF trip50F=0 AND DELAY(trip50F,timestep)=1 THEN
141 ..... N:=N+1
142 ..... ENDIF
143 .....
144 ..... IF N=NRel THEN
145 ..... TripSA:=-1 .....
146 ..... TripSB:=-1 .....
147 ..... TripSC:=-1 .....
148 ..... ENDIF
149 .....
150 ---- ENDEXEC

```

**Figura 5.22** Trecho de código que modela o seccionalizador no ATP.

O sensor da chave age como se fosse um relé instantâneo. Detecta a anormalidade por comparação através do comando *IF*. Se *iMagFa* ou *iMagFb* ou *iMagFc* for maior que a corrente de ajuste do sensor (linha 129-131), o sensor muda o *flag trip50F* de zero para 1 (linha 134). Quando isso ocorrer ativa um contador (*N*) que a cada passagem do *trip50F* de zero para 1 (linha 140), incrementa uma unidade até atingir o número de religamento desejado para a abertura do seccionalizador. Essa condição muda o estado da variável *TripSA* que passa do estado inicial zero para -1 (linha 145-147). As três variáveis *TripSA*, *TripSB* e *TripSC* retornam ao ambiente ATP pela instrução *OUT PUT* para executar o comando de abertura da chave.

## 5.6 CHAVE FUSÍVEL

No ambiente MODELS a rotina *Fusível* é chamada pelo comando *USE*, conforme a **Figura 5.23**, para ser executada. Envia para a rotina *Fusível* os dados de entrada *INPUT* e *DATA* e recebe de volta os dados de saída *OUTPUT*. As três variáveis *Iprim* são as correntes de curtos-circuitos eficazes das fases A, B e C, lidas no ponto de instalação da chave fusível. *Iccmed* são os valores médios da corrente de curto-circuito, obtidos entre a curva mínima de atuação e a curva máxima de atuação do fusível (**Figura 3.3**). São 45 posições, mas o usuário pode informar qualquer quantidade, quanto mais posições, o resultado do tempo de atuação do fusível será mais preciso.

```
297 C...FUSIVEL 09 -- BARRAMENTO 09 -- FUSIVEL DE 15K
298 ...USE Fusivel AS Fusivel09
299 ...INPUT .....
300 .....Iprim[1]:= (I_F09_A/1.4142) .....
301 .....Iprim[2]:= (I_F09_B/1.4142) .....
302 .....Iprim[3]:= (I_F09_C/1.4142) .....
303 ...DATA .....
304 .....Iccmed[1..45]:= [780,630,535,492.5,440,400,390,360,335,305,282.5,269,
305 .....251,240,200,170,150,142.5,132.5,123.5,115.5,111,101.5,97,90,84,80,
306 .....67.5,62,56,53,50.5,49.75,47,46,44,42,41,39.75,39,37,36,34.25,33.75,
307 .....33.3]
308 ...OUTPUT .....
309 .....trF09A:=TRIP_A .....
310 .....trF09B:=TRIP_B .....
311 .....trF09C:=TRIP_C .....
312 ...ENDUSE .....
```

**Figura 5.23** Trecho de código que chama a rotina *Fusível* na MODELS.

A modelagem da chave fusível foi elaborada de acordo com a **Figura 5.24**. A rotina MODEL *Fusível* inicia o processo da seguinte forma:

- A instrução *INPUT* recebe os dados de entrada *Iprim* e *Iccmedio* e cria as variáveis especificadas na instrução *VAR* que serão usadas nos cálculos da simulação. A instrução *INIT* inicializa, atribui um valor a cada variável criada, aqui especificada por uma das variáveis, *tMD*, que é um vetor de 45 posições do tempo de atuação do fusível. Assim o par de vetores *tMD* e *Iccmedio* representam respectivamente o tempo de atuação e a corrente de curto-circuito.
- O comando *FOR* (1,4) é para verificar se o valor da corrente de entrada é suficiente para que o fusível inicie o processo para atuação. Executa três vezes o Teste 1 (2,4) pelo comando *IF*. Verifica se o valor absoluto (*ABS*) da corrente primária é maior que a corrente de curto-circuito médio da posição *n*. *n* é a posição 45 do vetor *Iccmedio* que corresponde a corrente inicial de curto-circuito. Se não (N) pula para a instrução *ENDIF* (4,4).



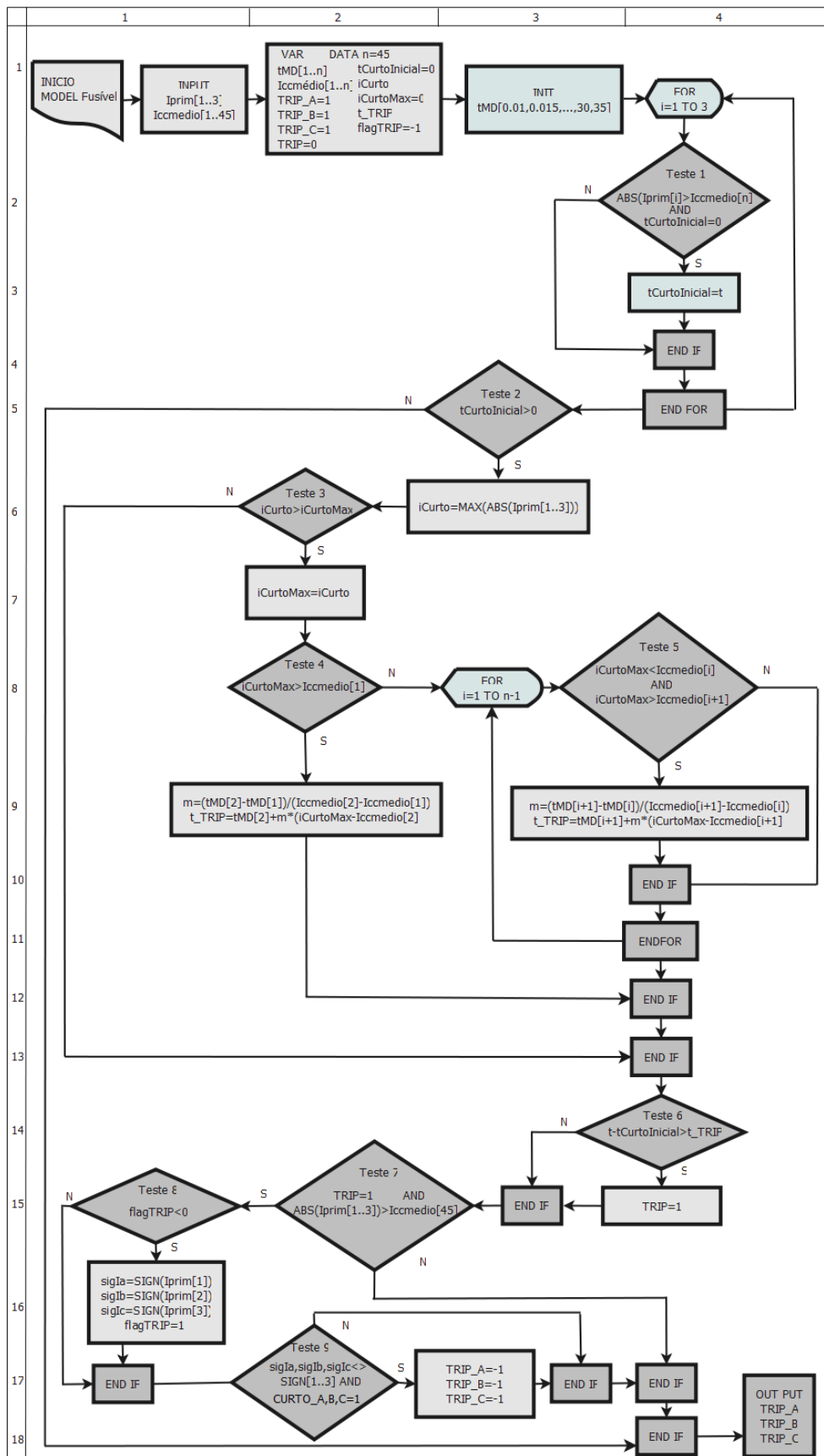


Figura 5.24 Fluxograma da modelagem da chave fusível.

Se sim (S) é sinal de que há um curto-circuito e estabelece o tempo inicial para atuação na expressão  $t_{CurtoInicial}=t$ .

- Em seguida executa o Teste 2 verificando se o  $t_{CurtoInicial}>0$ . Se não (N) vai para a instrução *ENDIF* (18,4) e retorna ao ambiente MODELS com as variáveis de saída (*OUTPUT*) sem alteração. Se sim (S) determina o valor para fazer os cálculos com o maior módulo dentre as grandezas de corrente.
- Nesta etapa, ao executar o Teste 3, verifica se a corrente de curto-circuito é maior que a corrente de curto máximo que inicialmente é zero. Se não (N) pula para a instrução *ENDIF* (13,4), se sim (S), entra em um *loop* onde  $i_{CurtoMax}$  assume, a cada passo de integração, o valor de  $i_{Curto}$ . Vão trocando de valor até atingir o valor de pico da corrente de curto-circuito pela expressão  $i_{CurtoMax}=i_{Curto}$  (7,2).
- No Teste 4 verifica se o valor da corrente de curto-circuito máximo é maior que o último valor da corrente de curto-circuito da curva de atuação pela expressão  $i_{CurtoMax}>I_{ccmedio}[1]$ . Se sim (S) é realizada uma extrapolação para o cálculo do tempo de atuação da variável  $t_{TRIP}$  (9,2). Se não (N) executa o comando *FOR* a seguir.
- Através do comando *FOR* (8,3), o Teste 5 será executado várias vezes até que a condição estabelecida seja verdadeira. Significa que foi encontrado na curva de atuação do fusível, um intervalo que corresponde ao valor da corrente de curto-circuito. Então, realiza uma interpolação para o cálculo do tempo de atuação do fusível.
- Em seguida executa o Teste 6 dispara um temporizador que compara a cada instante de cálculo se o tempo de atuação já passou. Se não (N) vai para a instrução *ENDIF* (15,3), se sim (S) muda o *flag trip* de zero para 1.
- No Teste 7 verifica se o *trip* é igual a 1, condição positiva de atuação do fusível, e também, se a corrente de curto-circuito ainda é maior que a condição inicial de curto, ou seja,  $ABS(I_{prim}[1..3])>I_{ccmedio}[45]$ . Se não (N) vai para o comando *ENDIF* (17,4) e volta para o ambiente MODELS com a saída *OUTPUT* inalterada. Se sim (S) executa o Teste 8.
- No Teste 8 (15,1) a condição verdadeira é se o *flagTRIP* é menor que 0. Inicialmente sim, pois, essa variável inicializa com o valor -1. Então executa as expressões em (16,1) estabelecendo o sinal que cada corrente de curto-circuito possui nesse instante, em seguida muda o *flagTRIP* para 1 e executa o Teste 9.
- No Teste 9 executa dois testes para cada fase. O primeiro verifica se a corrente de curto mudou de sinal, e o segundo verifica se essa fase está em curto. Se pelo menos um

dos testes for não (N) segue para a instrução *ENDIF* e volta para o ambiente MODELS. Se ambos os testes for sim (S) muda a variável *TRIP* (17,3) para -1 somente da fase que está em curto e retorna para a MODELS com as variáveis de saída alterada (*OUT PUT*). Por exemplo, se o curto é monofásico na fase A somente o *Trip\_A* irá mudar para -1.

No ambiente MODELS as variáveis de saída *trF09A*, *trF09B* e *trF09C* da **Figura 5.23**, recebem os valores -1 ou +1 (-1 se estiver em curto) e retornam ao ambiente ATP para comandar a abertura do fusível, ou seja, efetuar a atuação do fusível.

## CAPÍTULO 6

### 6. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Das 693 possibilidades de simulações, considerando, todos os tipos de curtos-circuitos entre fases e entre fase e terra, este trabalho procurou mostrar os testes e os resultados mais significativos para a apresentação e análise dos resultados.

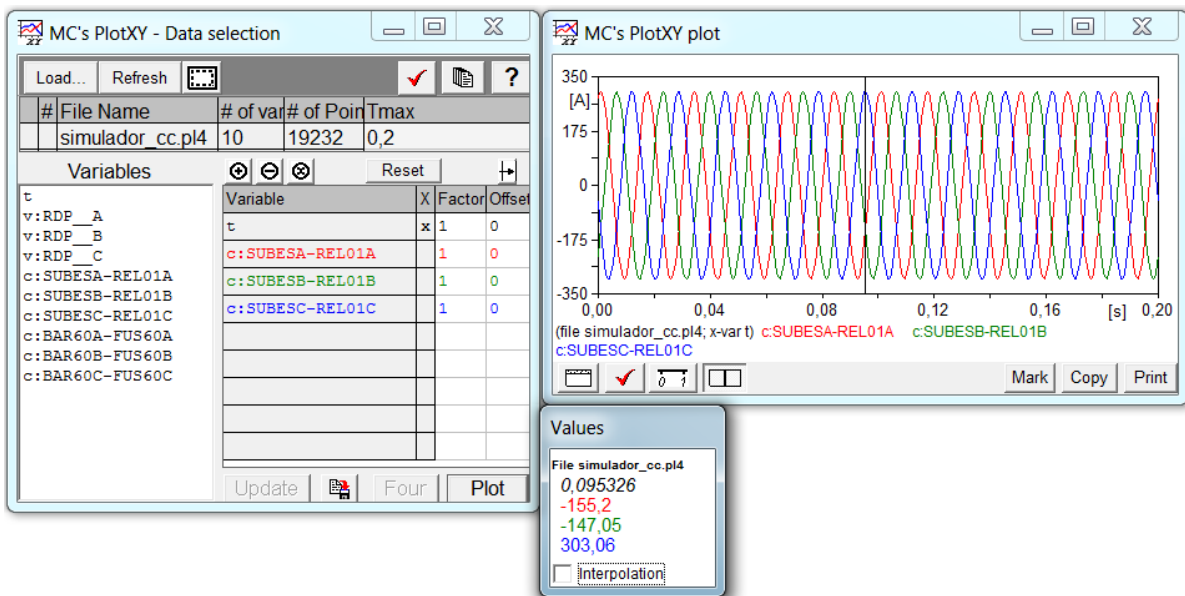
#### 6.1 TESTES DE CORRENTE NOMINAL

A escolha dos equipamentos de proteção, e os cálculos para determinação dos parâmetros de cada elemento protetor, vistos no item 4.2, dependem da corrente nominal e da corrente de curto-circuito. Os procedimentos para a simulação e obtenção desses resultados foram feitos no programa ATP.

Para obtenção da corrente nominal é possível executar a simulação de duas formas. A primeira, a simulação inicia com todas as chaves de conexão do simulador de faltas em aberto. Assim, o resultado independe dos valores da resistência de falta e do simulador de faltas. Também não será necessária a identificação do ponto de falta, mesmo que esteja especificado no programa. É importante que o tempo de simulação  $T_{MAXIMO}$  seja igual à zero.

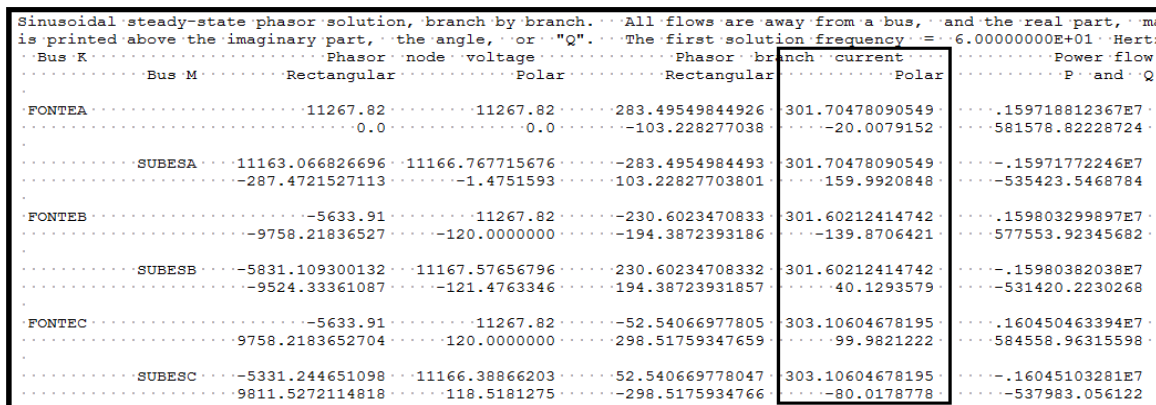
A segunda forma é mais trabalhosa. A simulação é feita normalmente com o simulador de faltas desconectado ou conectado desde que as resistências de faltas sejam de valor infinito. Roda-se o programa normalmente com o tempo  $T_{MAXIMO}$  maior que zero. Deve ser solicitado ao ATP, gerar os valores de corrente no barramento que se deseja analisar. Para isso coloca-se o número 1 na coluna 80 do programa ATP, na linha que está especificado o barramento. Ao rodar o programa, denominado para este estudo de “*modelo\_religador.atp*”, gera-se dois tipos de arquivos, um com a extensão *.lis* e outro com a extensão *.pl4*. No arquivo *.pl4* estão os resultados obtidos na simulação de tensão, corrente, potência e energia, na forma de vetores coluna. Estes arquivos são gravados no computador de acordo com instruções previamente informadas no início da execução do processamento do caso, para que possa ser impressa em forma de gráficos.

Abre-se o arquivo \*.pl4 e será apresentado um modelo utilitário da **Figura 6.1**. No lado esquerdo da figura aparecem identificados os trechos das variáveis que se quer analisar. Se for a grandeza tensão o trecho vem identificado pela letra “v” e se for corrente pela letra “c”. O usuário solicita no campo “variables” a variável que se quer analisar e o sistema “plota” o gráfico da grandeza que aparece no quadro do lado direito da figura. Pelo gráfico pode-se ler o valor da corrente instantânea ou de pico que foi gerada. Abaixo da figura aparece um quadro menor “values” com os valores de tempo × corrente para o instante analisado.



**Figura 6.1** Modelo de apresentação do arquivo *modelo\_religador.pl4*

No arquivo \*.lis estão todos os dados de estudos efetuados em que, o usuário pode abrir com o editor de texto e consultar os resultados gerados conforme a **Figura 6.2**.



**Figura 6.2** Trecho do arquivo *modelo\_religador.lis* gerado pelo programa *modelo\_religador.atp*.

Nesta ilustração está em destaque o resultado da simulação para determinar a corrente nominal que circula no trecho entre a fonte e a subestação, identificado na fase A, pelo par de “nós” *FONTA\_SUBESA*. O valor da corrente especificada é de pico, de 301,70A (demarcado na Figura com um retângulo). Seguindo o texto do arquivo *modelo\_religador.lis*, observa-se todas as correntes de pico, na forma polar, dos barramentos do alimentador. Coleta-se todos os valores de pico das correntes em cada barramento e após calcula-se os valores eficazes. A **Tabela 6.1** apresenta os valores eficazes da corrente nominal, o seu valor projetado, os cálculos dos elos fusíveis e a capacidade dos transformadores para o período de tempo de projeção que se deseja.

**Tabela 6.1** Correntes nominais de carga do alimentador em estudo geradas pelo ATP.

CORRENTE NOMINAL DA CARGA NOS BARRAMENTOS (A)									
BARRA	In (Eficaz)	Projeção (1,5)	elo	TRAFO(kVA)	BARRA	In (Eficaz)	Projeção (1,5)	elo	TRAFO(kVA)
BAR01	4,57	6,86	8K	150	BAR35	0,57	0,86	1H	30
BAR03	2,87	4,31	5H	112,5	BAR38	1,72	2,58	3H	75
BAR09	4,57	6,85	8K	150	BAR39	1,15	1,72	2H	50
BAR14	2,87	4,31	5H	112,5	BAR42	0,57	0,86	1H	30
BAR17	1,72	2,58	3H	75	BAR43	5,16	7,75	8K	200
BAR20	1,72	2,58	3H	75	BAR28	5,74	8,61	8K	200
BAR22	2,30	3,45	5H	100	BAR36	14,35	21,53	20K	500
BAR25	8,61	12,92	12K	300	BAR37	5,74	8,61	8K	200
BAR29	0,57	0,86	1H	25	BAR41	1,72	2,58	3H	75
BAR02	2,87	4,31	5H	100	BAR44	7,19	10,79	10K	250
BAR04	1,72	2,58	3H	75	BAR40	0,57	0,86	1H	30
BAR05	2,87	4,31	5H	100	BAR45	1,72	2,58	3H	75
BAR07	2,87	4,31	5H	100	BAR46	1,72	2,58	3H	75
BAR08	2,86	4,29	5H	100	BAR47	4,30	6,45	6K	150
BAR10	1,72	2,58	3H	75	BAR48	2,29	3,44	5H	100
BAR11	2,87	4,31	5H	100	BAR49	1,72	2,58	3H	75
BAR12	4,57	6,86	8K	150	BAR50	1,72	2,58	3H	75
BAR15	1,15	1,72	2H	45	BAR51	5,74	8,61	10K	200
BAR13	2,87	4,31	5H	100	BAR53	4,30	6,45	8K	150
BAR16	2,87	4,31	5H	100	BAR55	1,72	2,58	3H	75
BAR18	4,57	6,85	8K	150	BAR56	2,87	4,31	5H	100
BAR21	10,05	15,07	15K	400	BAR57	2,87	4,31	5H	100
BAR23	2,87	4,31	5H	100	BAR58	1,72	2,58	3H	75
BAR26	4,31	6,46	6K	150	BAR59	2,87	4,31	5H	100
BAR30	8,40	12,60	12K	300	BAR60	2,87	4,31	5H	100
BAR31	2,87	4,31	5H	100	BAR61	20,37	2x400	2x20K	800
BAR34	8,62	12,93	12K	300	BAR62	1,72	2,58	3H	75
BAR24	1,72	2,58	3H	75	BAR63	6,88	10,33	10K	250

Pôde-se então projetar o crescimento da planta de 1,5 em 10 anos, calcular a potência do transformador de força em cada barramento e do seu elo fusível correspondente.

Os cálculos dos equipamentos de proteção se baseiam no valor da corrente nominal no ponto de instalação dos equipamentos de proteção. Para isso, foram geradas no arquivo \*.lis as correntes nominais conforme a **Tabela 6.2**.

**Tabela 6.2** Corrente nominal no ponto de instalação dos equipamentos geradas pelo ATP.

CORRENTE NOMINAL	
EQUIPAMENTO	In - Eficaz
RELIGADOR 1	214,67
RELIGADOR 2	113,92
SECCIONALIZADOR 1	23,52
SECCIONALIZADOR 2	35,40
SECCIONALIZADOR 3	67,42
FUSIVEL 09	10,30
FUSIVEL 19	37,11
FUSIVEL 52	42,18
FUSIVEL 60	28,98

## 6.2 TESTES DE CURTO-CIRCUITO

Os procedimentos para os testes de curtos-circuitos foram os mesmos feitos para encontrar a corrente nominal (item 6.1). Foram vários testes envolvendo todas as possibilidades de curtos-circuitos em todos os barramentos. E como resultado apresentou-se os valores nas **Tabela 6.4** para religadores, **Tabela 6.5** para seccionalizadores e **Tabela 6.6** para fusíveis.

Embora as cargas estivessem todas equilibradas, as correntes de curto-circuito e nominais apresentaram desequilíbrios, sendo que, a fase A foi a que teve maior valor de corrente na maioria dos testes com relação às fases B e C. Foram desconsiderados os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos para a terra, por causa da proporção dessa ocorrência ser pequena [3]. Os curtos-circuitos BC, CA, BN e CN não foram incluídos nas Tabelas 6.4 a 6.6.

Os testes de curtos-circuitos foram feitos de duas formas: sem a carga estar conectada ao barramento e com a carga conectada ao barramento. Comparando os

resultados entre os dois testes, os valores são próximos para os testes trifásicos e bifásicos perto da fonte e apresentam uma diferença pouco significativa à medida que se distanciam da fonte. Mas, para os testes monofásicos a diferença é de 50%, e não apresenta diferença significativa à medida que o ponto de curto-circuito se distancia da fonte, conforme mostra a **Tabela 6.3**.

**Tabela 6.3** Diferença da corrente de curto-circuito sem carga e com a carga conectadas ao alimentador.

TESTES SEM CARGA (A)				TESTES COM CARGA (A)			DIFERENÇA (%)		
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	A-B-C	A-B	A-N	A-B-C	A-B	A-N
1	9158,00	7765,58	280,46	9156,00	7898,10	569,47	0,0	1,7	50,8
36	5467,79	4516,60	275,61	5479,91	4398,29	558,44	0,2	-2,7	50,6
63	3535,81	2962,00	267,56	3632,41	2870,00	547,99	0,27	-3,2	51,2

Considerando significativo o percentual da diferença da corrente de curto-circuito monofásica e que 70% das ocorrências de curtos-circuitos são monofásicas [3], os testes apresentados neste estudo, em sua maioria, foram com curto-circuito monofásico e com as cargas conectadas ao barramento.

A **Tabela 6.4** A-1 e A-2, apresentam os dados da corrente de curto-circuito vistos pelos religadores 1 e 2.

**Tabela 6.4** Correntes de curto-circuito dos religadores geradas na simulação do ATP.

TESTES DE CURTO-CIRCUITO COM CARGA – CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (A)											
A-1			RELIGADOR 1				A-2			RELIGADOR 2	
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N
REL01	7855,96	6904,57	404,97	40	3645,71	2939,26	393,92	24	4352,26	3540,09	298,88
1	6474,27	5584,80	402,68	37	3767,12	3029,86	394,36	28	4010,90	3230,23	298,07
3	6217,50	5347,07	402,07	41	3600,72	2905,57	393,60	33	3962,15	3190,35	297,95
6	5621,44	4803,83	400,45	44	3300,66	2679,66	392,18	36	3849,64	3110,06	297,34
9	5563,36	4751,48	400,27	27	4252,53	3412,27	396,02	40	3612,03	2939,26	296,36
13	5168,78	4423,61	399,20	32	4177,06	3347,44	395,78	37	3737,78	3029,86	296,81
16	4874,97	4180,72	398,45	35	4026,16	3218,25	395,28	41	3565,50	2905,57	296,03
18	4692,26	4029,73	397,99	38	3824,06	3068,76	394,44	44	3255,97	2679,66	294,58
14	5355,37	4564,79	399,64	39	3965,83	3166,74	395,07	27	4236,59	3412,27	298,53
17	5276,25	4494,10	399,39	42	3859,80	3088,63	394,63	32	4159,97	3347,44	298,28
19	5027,92	4273,33	398,55	43	3885,79	3098,53	394,79	35	4006,81	3218,25	297,75
21	4841,72	4112,87	398,24	45	3553,50	2816,88	393,48	38	3796,57	3068,76	296,89
23	4800,60	4077,52	398,17	46	3441,35	2735,97	392,90	39	3945,58	3166,74	297,53
26	4567,28	3877,49	397,79	47	3460,77	2738,71	393,07	42	3835,14	3088,63	297,07
30	4431,50	3768,37	402,22	48	3399,82	2687,42	392,80	43	3864,33	3098,53	297,23



**Tabela 6.4** (Continuação)

TESTES DE CURTO-CIRCUITO COM CARGA – CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (A)															
A-1				RELIGADOR 1				A-2				RELIGADOR 2			
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N				
31	4489,87	3815,27	397,51	49	3273,47	2596,96	392,09	45	3527,07	2816,88	295,87				
34	4450,96	3784,01	397,37	<b>50</b>	3289,33	2594,67	392,30	46	3410,12	2735,97	295,28				
20	4867,12	4131,31	398,06	<b>51</b>	3235,16	2556,17	391,96	47	3432,96	2738,71	295,45				
22	4544,37	3837,19	396,99	<b>53</b>	3096,39	2447,97	391,19	48	3371,10	2687,42	295,17				
25	3993,42	3407,92	394,97	<b>55</b>	3035,17	2404,11	390,81	49	3239,28	2596,96	294,45				
29	3938,30	3363,69	394,78	<b>52</b>	3209,96	2528,19	391,93	50	3258,96	2594,67	294,65				
2	6313,36	5438,87	402,55	<b>54</b>	3190,73	2512,10	391,85	51	3258,96	2556,17	294,30				
5	5741,69	4947,85	401,37	<b>56</b>	2870,38	2283,91	389,73	53	3059,79	2447,97	293,51				
4	5445,53	4696,50	400,49	<b>58</b>	2720,89	2175,73	388,72	55	2996,03	2404,11	293,12				
8	5220,11	4505,85	400,01	<b>57</b>	3160,67	2487,78	391,71	52	3178,40	2528,19	294,27				
12	4650,34	4024,76	398,77	<b>59</b>	3073,84	2417,54	391,31	54	3158,88	2512,10	294,18				
7	4678,39	4048,44	398,77	<b>60</b>	2986,37	2346,84	390,89	56	2825,28	2283,91	292,02				
10	3761,02	3272,04	396,39	<b>61</b>	2944,51	2313,02	390,69	58	2670,47	2175,73	290,99				
11	4459,31	3863,40	398,26	<b>62</b>	2669,53	2110,85	388,42	57	3128,30	2487,78	294,04				
15	4017,83	3489,89	397,14	<b>63</b>	2568,50	2029,47	387,49	59	3039,92	2417,54	293,63				
<b>24</b>	4303,92	3510,38	396,36					60	2950,91	2346,84	293,20				
<b>28</b>	4030,93	3230,23	395,58					61	2908,30	2313,02	292,99				
<b>33</b>	3982,99	3190,35	395,47					62	2610,60	2110,85	290,68				
<b>36</b>	3874,88	3110,06	394,87					63	2493,22	2029,47	289,73				

Embora os testes fossem realizados em cada barramento, a leitura da corrente de curto-circuito foi feita no ponto de instalação de cada equipamento, para que o valor lido retratasse o valor real sentido pelos equipamentos de proteção. Os valores tabelados correspondem aos curtos-circuitos trifásicos nas fases ABC, curtos-circuitos bifásicos nas fases AB e curtos-circuitos monofásicos na fase A

Nos valores tabelados para o religador 1 foram inclusos barramentos que estão na zona de proteção do religador 2, a partir do barramento 24 até o 63 (**Tabela 6.4** A-1, barramentos em negrito), para analisar se o religador 1 iria enxergar curto-circuito fora de sua zona de proteção. Observou-se que existem barramentos na zona de proteção do religador 2, que possuem correntes de curto-circuito maior que a menor corrente de curto na zona do religador 1 (barramento 10 - 3761A). Esta situação proporciona a atuação de ambos para curtos maiores que 3761A na zona de proteção do religador 2. Por isso, a modelagem deve ser feita considerando a coordenação entre os religadores.

Observa-se que os barramentos 24, 28, 33 e 36 possuem nível de corrente de curto-circuito que será visto pelo religador 1. O relé instantâneo 50 do religador 1 irá atuar junto com o relé 50 do religador 2. Isso não deveria ocorrer. Para que isso seja corrigido poderia bloquear o relé instantâneo do religador 1 e deixar o primeiro disparo para o relé temporizado com um tempo maior que o tempo do relé instantâneo 50 do religador 2.

A **Tabela 6.5** apresenta valores de corrente de curto-circuito visto pelos seccionalizadores devido a curtos aplicados nos barramentos. Os curtos-circuitos aplicados aos barramentos foram trifásicos entre as fases ABC, bifásicos entre as fases A e B e monofásicos envolvendo a fase A.

**Tabela 6.5** Correntes de curto-circuito dos seccionalizadores geradas na simulação do ATP.

TESTES DE CURTO-CIRCUITO COM CARGA – CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (A)							
A-3 SECCIONALIZADOR 1				A-5 SECCIONALIZADOR 3			
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N
2	6313,36	5349,27	217,56	45	3521,91	2850,29	251,51
5	5741,69	4836,12	216,53	46	3402,49	2761,46	250,91
4	5445,53	4576,18	215,58	47	3426,99	2770,19	251,08
8	5220,11	4379,84	215,07	48	3364,61	2717,65	250,79
12	4650,34	3886,78	213,71	49	3229,99	2618,08	250,05
7	4678,39	3910,97	213,72	50	3251,52	2622,58	250,25
10	3761,02	3120,31	211,14	51	3193,67	2580,04	249,90
11	4459,31	3722,02	213,16	53	3049,10	2465,48	249,09
15	4017,83	3341,63	211,95	55	2984,02	2417,50	248,69
				52	3170,28	2554,45	249,86
				54	3150,59	2537,96	249,77
				56	2810,17	2286,80	247,58
				58	2652,60	2168,82	246,54
				57	3119,71	2512,83	249,62
				59	3030,47	2440,28	249,20
				60	2940,59	2367,25	248,76
				61	2897,57	2332,30	248,55
				62	2593,67	2108,80	246,21
				63	2474,11	2019,60	245,25

A **Tabela 6.6** apresenta valores de corrente de curto-circuito visto pelas chaves fusíveis devido a curtos aplicados nos barramentos. Os curtos-circuitos aplicados aos barramentos foram trifásicos entre as fases ABC, bifásicos entre as fases A e B e monofásicos na fase A.

**Tabela 6.6** Correntes de curto-circuito das chaves fusíveis geradas na simulação do ATP.

TESTES DE CURTO-CIRCUITO COM CARGA – CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (A)							
A-6 FUSÍVEL 09 – 15K				A-8 FUSÍVEL 52 – 65K			
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N
13	5139,37	4304,14	202,42	54	3150,36	2547,72	226,03
16	4827,34	4051,16	201,60	56	2805,74	2292,18	223,81
18	4634,29	3894,71	201,09	58	2646,44	2172,31	222,75
A-7 FUSÍVEL 19 – 40K				A-9 FUSÍVEL 60 – 40K			
BARRA	A-B-C	A-B	A-N	BARRA	A-B-C	A-B	A-N
21	4832,19	3994,83	226,26	61	2895,41	2345,54	212,47
23	4789,80	3958,68	226,19	62	2585,62	2115,81	210,08
26	4549,36	3754,22	225,76	63	2463,98	2024,31	189,10
30	4404,03	3640,34	225,24				
31	4466,41	3689,21	225,45				
34	4424,81	3656,63	225,31				

### 6.3 TESTES DOS EQUIPAMENTOS

O comportamento dos equipamentos diante de um curto-circuito devem expressar toda técnica e teorização estudada para cálculos, instalação e funcionamento. Os primeiros momentos de testes foram feitos no sentido de analisar, observar a ação individualizada de cada equipamento no instante do curto-circuito. E o segundo momento, focar a análise nos ajustes e coordenação dos equipamentos.

Alguns testes foram feitos com curto-circuito trifásico para analisar a teorização da dificuldade ou até mesmo a impossibilidade de coordenação entre eles. Os fusíveis foram os que mais apresentaram a necessidade de medidas na coordenação.

#### 6.3.1 FUSÍVEL

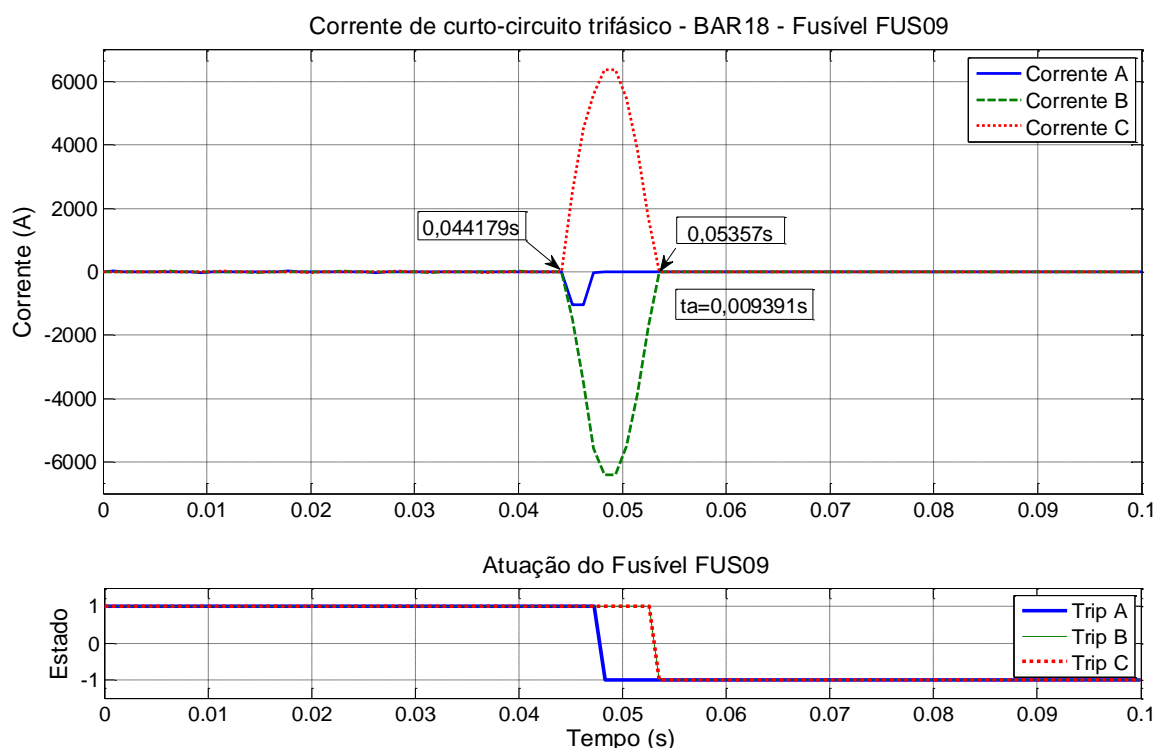
- **Fusível 09**

O elo fusível 09 (FUS09) é de 15K, instalado para a proteção dos barramentos 13, 16 e 18 (**Figura 4.5**), cuja corrente nominal do ramal é de 10,30A. Os testes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico foram aplicados no barramento 18. O tempo inicial de fechamento do curto-circuito é de 0,044179s para todas as simulações e o tempo final

do curto-circuito considera-se quando todas as correntes forem iguais à zero, ou seja, o tempo dado pelo *TripA*, *TripB* e *TripC*. Quando os *Trips* tiverem tempos finais diferentes, será considerado para este estudo, o tempo dado pelo último *Trip*.

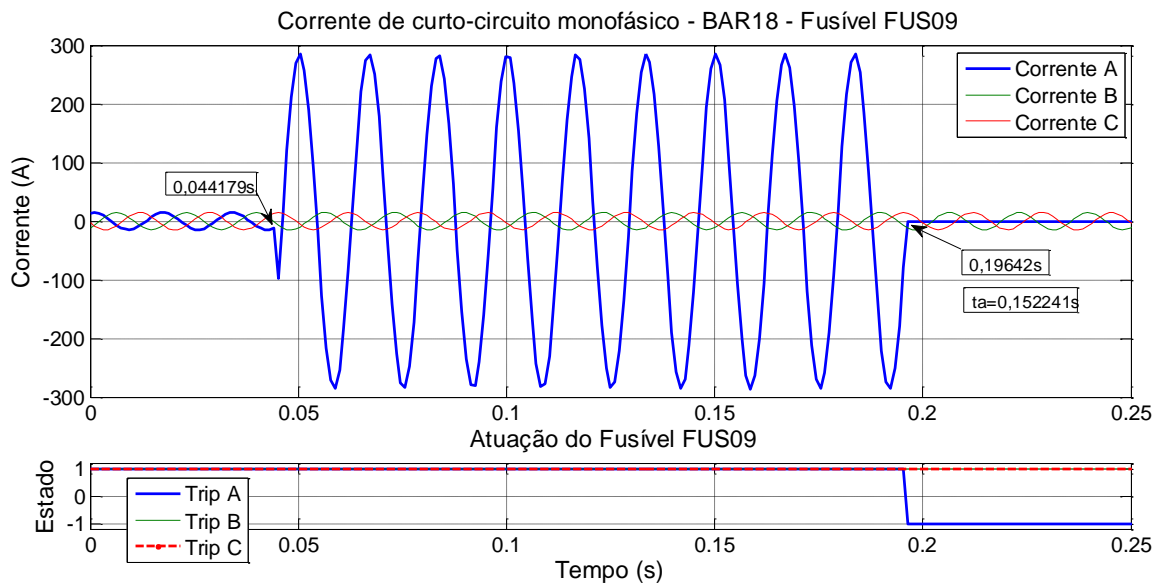
Para uma corrente de curto-circuito trifásica de 4634,29A, observa-se na **Figura 6.3**, que o fusível atuou em torno de  $\frac{1}{2}$  ciclo. Sendo o tempo final de curto-circuito de 0,05357s, calcula-se que o fusível 09 tenha atuado em menos de 0,009391s (0,05357s - 0,044179s). A temporização do fusível 15K só existe na curva da **Figura 3.3**, para correntes de curto-circuito entre 20A a 900A.

A mesma situação ocorre para curto-circuito bifásico, pois, a corrente no barramento 18 é de 3894,71A, bem acima do valor de 900A, valor máximo da curva de atuação do fusível de 15K. O fato de a atuação ocorrer em torno de  $\frac{1}{2}$  ciclo é em função da alta corrente de curto-circuito do regime transitório e da capacidade do fusível ser baixa, 15K, por isso, sua atuação é considerada instantânea.



**Figura 6.3** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 18 e o tempo de atuação do fusível 09.

Para o curto-circuito monofásico de 201,90A, valor eficaz, já é possível observar o tempo de atuação do fusível 09 (**Figura 6.4**).



**Figura 6.4** Teste de curto-circuito monofásico no barramento 18 e o tempo de atuação do fusível 09.

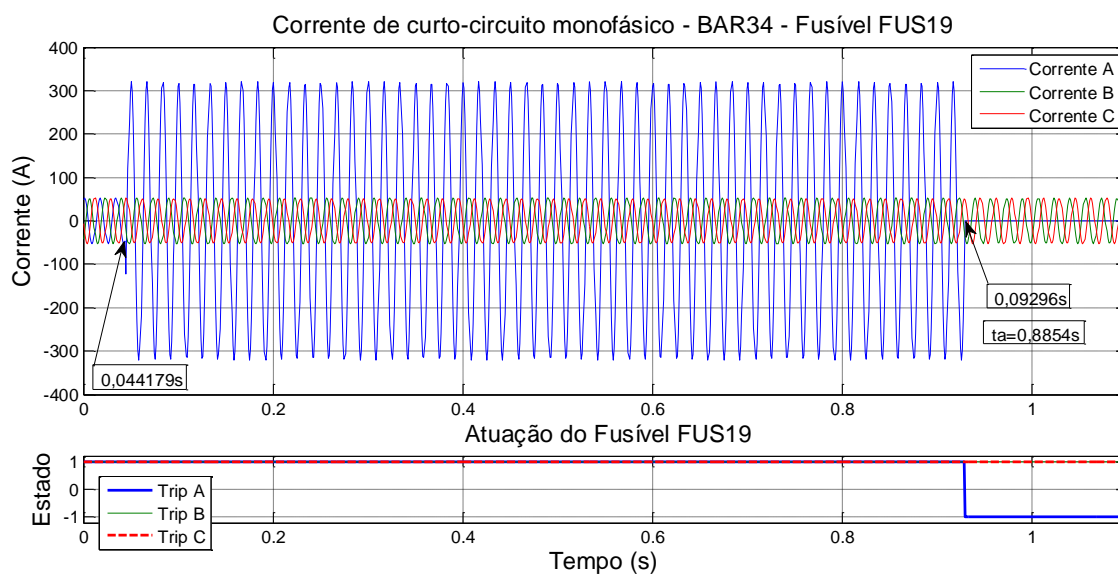
O instante final de curto é de 0,19642s, dado pelo *TripA*, logo, o tempo de atuação é de 0,152241s (0,19642s-0,044172s). Após esse tempo de atuação ocorre a abertura monopolar do elo fusível na fase A, permanecendo as fases B e C energizadas como mostram o *TripB* e o *TripC*, cujas linhas estão sobrepostas na **Figura 6.4**.

Buscando o tempo de atuação do fusível 15K na curva da **Figura 3.3**, com valor da corrente de curto de 201,90A, verifica-se pela média, que o tempo de atuação do fusível 09 é em torno de 0,15s confirmando a sua correta ação na simulação ilustrada na **Figura 6.4**.

- **Fusível 19**

O fusível 19 (FUS19) é de 40K, instalado para proteção do ramal constituído pelos barramentos 21, 23, 26, 30, 31 e 34 (**Figura 4.6**), cuja corrente nominal é de 37,11A. Os testes de curtos-circuitos ocorreram no barramento 34. Os gráficos dos testes de curto-circuito trifásico e bifásico não serão apresentados, pois, a atuação deste fusível é instantânea para a corrente de curto-circuito acima de 2200A. Como a corrente de curto-circuito trifásico é de 4424,81A e bifásico é de 3656,63A, sua atuação é semelhante ao curto-circuito trifásico descrito para o fusível 09, **Figura 6.3**.

A temporização do fusível 40K só existe na curva da **Figura 3.3**, para correntes de curto-circuito entre 80A a 2200A.



**Figura 6.5** Teste de curto-circuito monofásico no barramento 34 e o tempo de atuação do fusível 19.

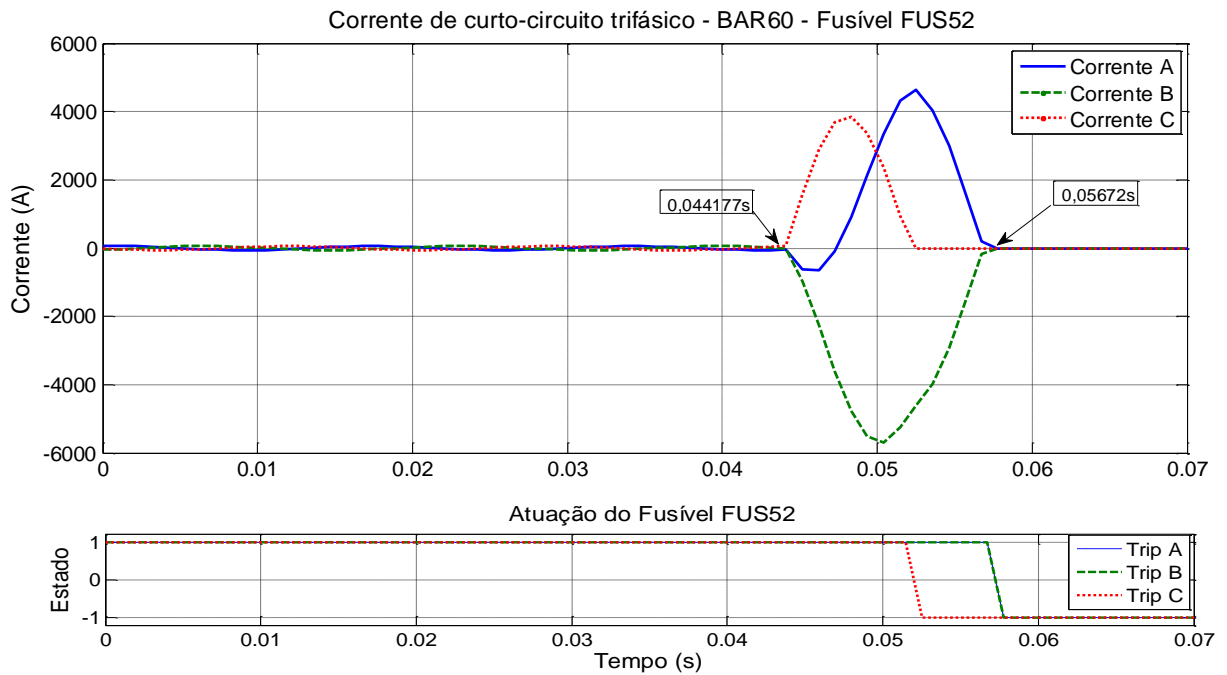
O teste de curto-circuito monofásico, mostrado na **Figura 6.5**, ilustra a atuação do fusível para uma corrente de curto-circuito de 225,31A, valor eficaz. O tempo final de atuação dado pelo *TripA* é de 0,9296s, como o curto-circuito iniciou em 0,044179s, o tempo de atuação é de 0,8854s. Conferindo, na curva de atuação do fusível de 40K, para uma corrente de 225,31A tem-se um tempo de atuação em torno de 0,88s. A abertura da chave foi na fase A, permanecendo as fases A e B energizadas como mostram o *TripB* e o *TripC*.

- **Fusível 52**

O fusível 52 (FUS52) é de 65K, instalado no ramal principal do alimentador, no barramento 52. É proteção principal dos barramentos 54, 56, 58, 57, 59 e 60 (**Figura 4.4**). É também proteção de retaguarda dos barramentos 61, 62 e 63 (**Figura 4.3**). A corrente nominal eficaz é de 42,18A. As correntes de curto-circuito trifásica, bifásica e monofásica, nesse ponto, são respectivamente, 2938,96A, 2375,80A e 225,00A (**Tabela 6.6 A-8**). Os testes de curtos-circuitos foram simulados no barramento 60, final da zona de proteção do fusível 52.

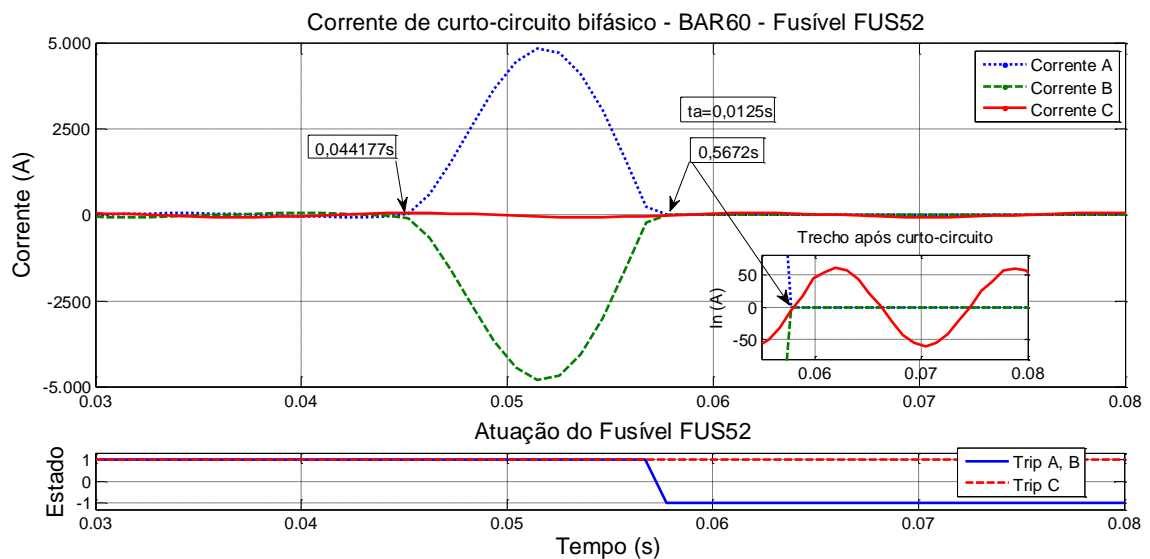
O comportamento do fusível na atuação do curto trifásico é instantâneo, pois, o tempo inicial de curto é 0,044177s e o tempo final dado pelo *TripA* e *TripB* é de 0,05672s,

e o tempo de atuação é de 0,0125s (**Figura 6.6**). O *TripC* foi dado num tempo menor com a abertura do fusível que está protegendo a fase C em 0,05312s.



**Figura 6.6** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52.

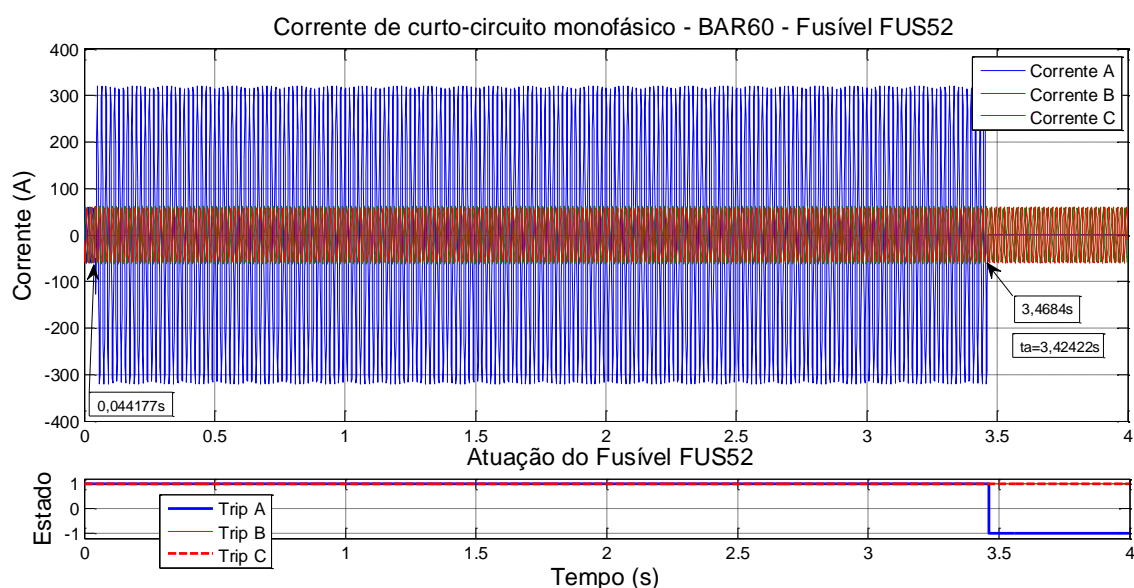
Verifica-se na **Figura 6.7** que a atuação do fusível 52 para curto-circuito bifásico (2375,80A) também é instantâneo, e igual ao curto-circuito trifásico quanto ao tempo de atuação.



**Figura 6.7** Teste de curto-circuito bifásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52.

O *TripA* e o *TripB* atuaram ao mesmo tempo interrompendo o fluxo da corrente de curto-circuito em 0,05672s. O fusível 52 atuou em 0,012543s. O *TripC* permaneceu em seu estado inicial, fechado, dando continuidade para a circulação de corrente na fase C.

O curto-circuito monofásico aplicado no barramento 60 é de 225A (**Figura 6.8**), o *TripA* foi atuado em 3,4684s, com a diferença do tempo inicial de curto de 0,044177s o fusível atuou em 3,424223s desligando a fase A. As fases B e C continuaram energizadas como verifica-se no gráfico a continuidade de circulação da corrente após o curto-circuito.



**Figura 6.8** Teste de curto-circuito monofásico no barramento 60 e o tempo de atuação do fusível 52.

Com os dados de corrente de curto de 225A e com a curva do fusível de 65K, na **Figura 3.3**, obtêm-se o tempo de atuação em torno de 3,5s confirmando o tempo encontrado na simulação.

- **Fusível 60**

Os testes anteriores de curto-circuito trifásicos e bifásicos feitos nos fusíveis 09, 19 e 52, apresentaram uma atuação instantânea devido a corrente de curto ser muito alta. Além disso, a rotina que modela o fusível, em seu Teste1 (**Figura 5.24**) (2,4), verifica a todo o instante se há curto-circuito e busca o seu valor de pico utilizando o primeiro ciclo dessa corrente, ou seja, o regime transitório. Isso leva o fusível a atuar instantaneamente, pois, o valor da corrente de curto eficaz que o fusível calcula na rotina, não corresponde ao



valor em regime permanente. Sendo maior que 2375,80A (corrente de curto bifásica no barramento 60), o tempo de atuação do fusível será bem menor do que 0,01s.

Para valores de correntes próximos ao final da curva de atuação do fusível, o fusível sempre atuaria de forma indevida o que prejudicaria a coordenação.

Por exemplo, o fusível 52 para um curto bifásico (2375,80A) deveria atuar num tempo de 0,16s de acordo com sua curva de atuação. Pela simulação na **Figura 6.7**, a corrente de pico encontrada no primeiro ciclo é de 4850A, e o valor eficaz seria de 3430A. Com esse valor encontra-se o tempo na curva de atuação do fusível que é menor que 0,01s.

Se aplicar um tempo de retardo de 0,01s para eliminar o regime transitório, verifica-se que o valor da corrente de curto eficaz passa a ser 2594,5A e o tempo de atuação de 0,157s bem próximo ao verdadeiro tempo de atuação de 0,16s.

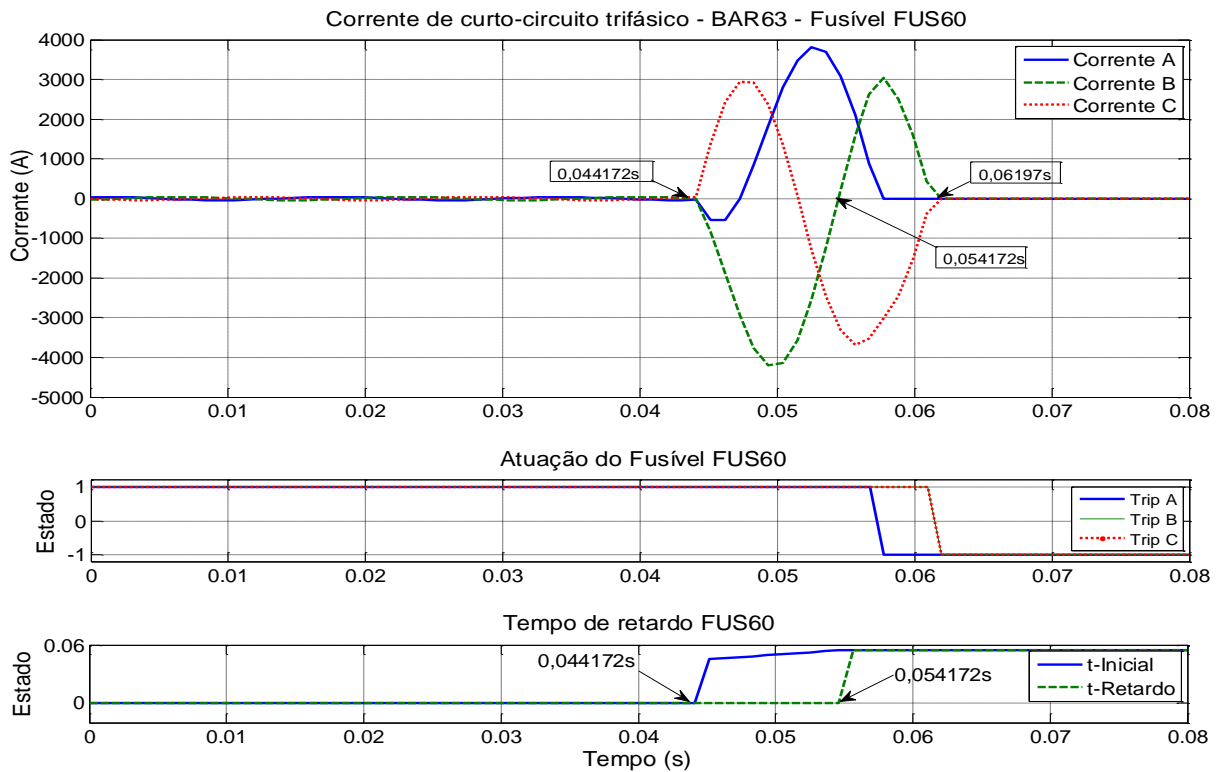
Esses dados foram obtidos da simulação feita no ATP aplicando um tempo de retardo de 0,01s na atuação do fusível 52. O gráfico ilustrativo dessa simulação não foi apresentado neste trabalho.

O fusível 60 protege o ramal constituído pelos barramentos 61, 62 e 63 (**Figura 4.3**), e possui uma corrente nominal de 28,97A e correntes de curtos-circuitos de 2463,98A, 2024,31A e 209,10A, respectivamente, trifásico, bifásico e monofásico. O curto-circuito foi simulado no barramento 63.

Para efeito de simulação, no teste trifásico aplicou-se o tempo de retardo de 0,01s, (**Figura 6.9**) sua atuação efetivou-se após um ciclo completo. O tempo inicial de curto foi de 0,044172s, com o retardo de 0,01s o fusível iniciou sua fusão em 0,054172s finalizando com 0,06197s, então, o fusível atuou com 0,017798s.

Conforme a curva tempo×corrente, o tempo de atuação do fusível para uma corrente de curto trifásico de 2463,98A é inferior a 0,01s. Se o tempo de atuação na simulação é de 0,01798s conclui-se que o tempo de retardo de 0,01s não foi suficiente para eliminar o efeito transitório.

Os *TripA*, *TripB* e *TripC* indicam na **Figura 6.9** – Atuação do Fusível FUS60, o início do tempo de atuação do fusível 60 a partir do tempo de retardo.

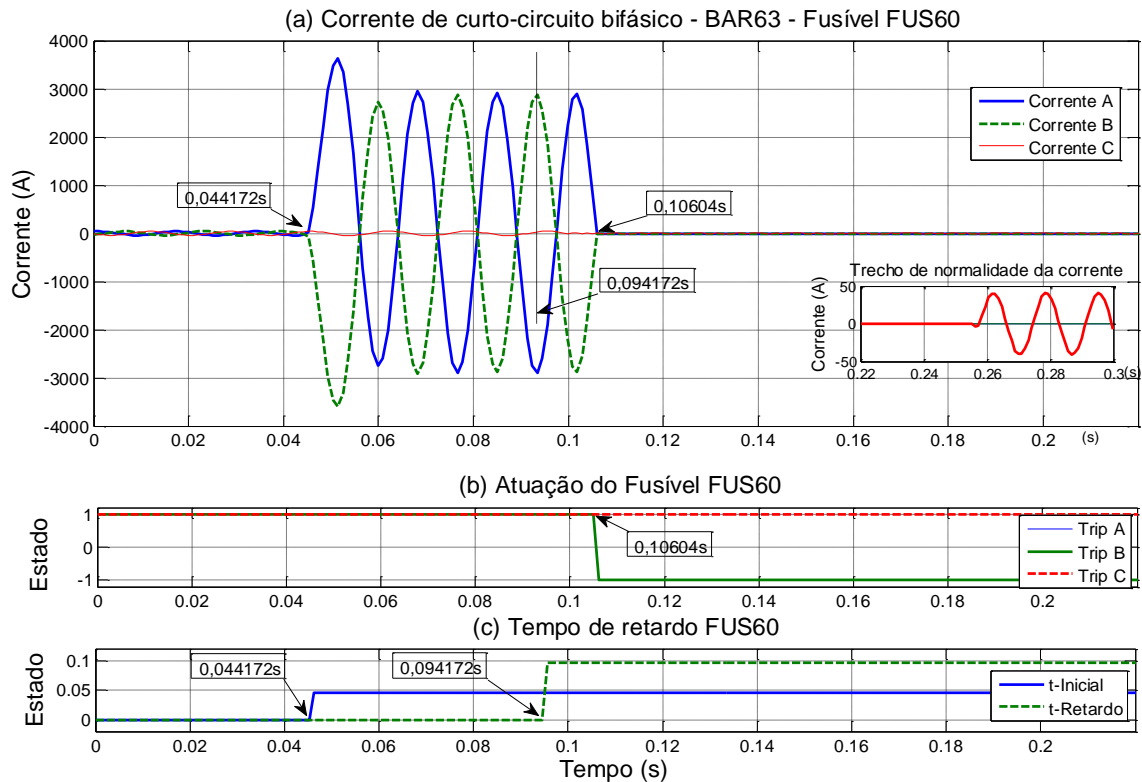


**Figura 6.9** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo de 0,01s, do fusível 60.

No teste de curto-circuito bifásico **Figura 6.10**, aplicou-se um tempo de retardo de 0,05s. Observa-se que o tempo inicial de curto-circuito foi de 0,044172s, e o tempo final de atuação foi de 0,10604s. Considerando que o fusível começou a atuar após o tempo de retardo em 0,094172s, conclui-se que o tempo de atuação foi de 0,0118s.

Não houve a interferência do transitório, o fusível abriu totalmente após 3,5 ciclos. Pelos dados da curva tempo×corrente, **Figura 3.3**, o tempo de atuação para corrente de curto bifásico de 2024,31A na curva do fusível de 40K é de 0,011s, estabelecendo a consistência da simulação.

Observa-se no gráfico (c) da **Figura 6.10** que o fusível começou a atuar após o tempo de retardo dado pela variável *t-Retardo*. E que após o tempo de 0,0118s houve a abertura dos fusíveis instalados nas fases A e B, dado pelos *TripA* e *TripB* como mostra a o gráfico (b). A fase C permaneceu energizada, o *TripC* não mudou de estado. Pode-se notar que após a atuação do fusível 60 houve uma interferência na corrente da fase C que ficou zerada até o tempo de 0,256s voltando em seguida à normalidade conforme mostra a figura menor do gráfico (a).



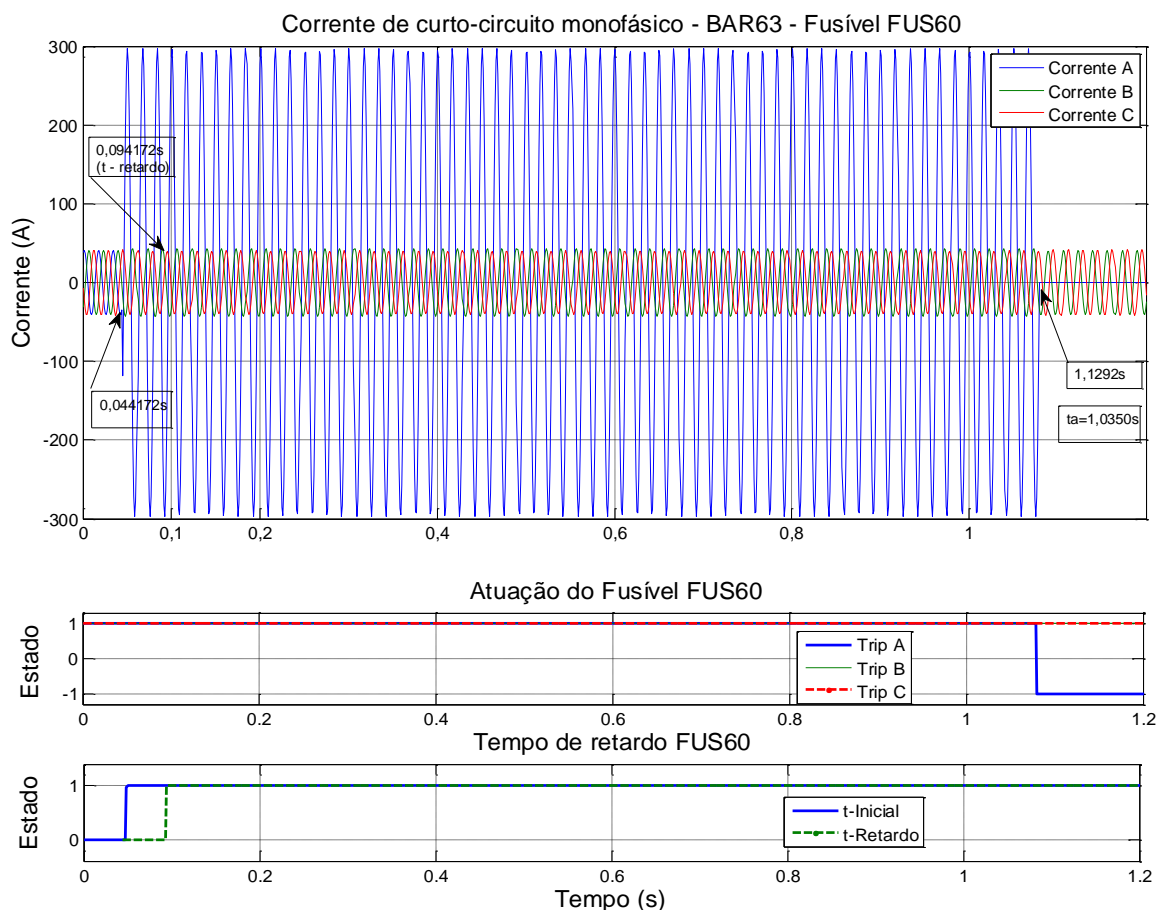
**Figura 6.10** Teste de curto-circuito bifásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo de 0,05s, do fusível 60.

Para curto-circuito monofásico (**Figura 6.11**) a corrente é de 210,10 A. O efeito do regime transitório no tempo de atuação é pequeno e pode ser desprezado. Por questão de análise, a simulação foi feita com tempo de retardo de 0,05s.

O tempo inicial de simulação foi de 0,044172s, com um tempo de retardo 0,05s, o tempo final de atuação dado pelo *TripA* é de 1,1292s. Assim, o tempo de atuação do fusível foi de 1,035s.

Verificando na curva de atuação do fusível (**Figura 3.3**), com a corrente de curto monofásica de 209,10A e fusível de 40K, o tempo de atuação é de 1,03s estabelecendo a consistência da simulação.

Sendo um curto-circuito monofásico, ocorreu uma abertura monopolar da fase A, as fases B e C permaneceram energizadas como se verifica a linha tracejada vermelha e contínua verde dado pelos *Trip B* e *Trip C*.



**Figura 6.11** Teste de curto-circuito monofásico no barramento 63 e o tempo de atuação, com retardo, do fusível 60.

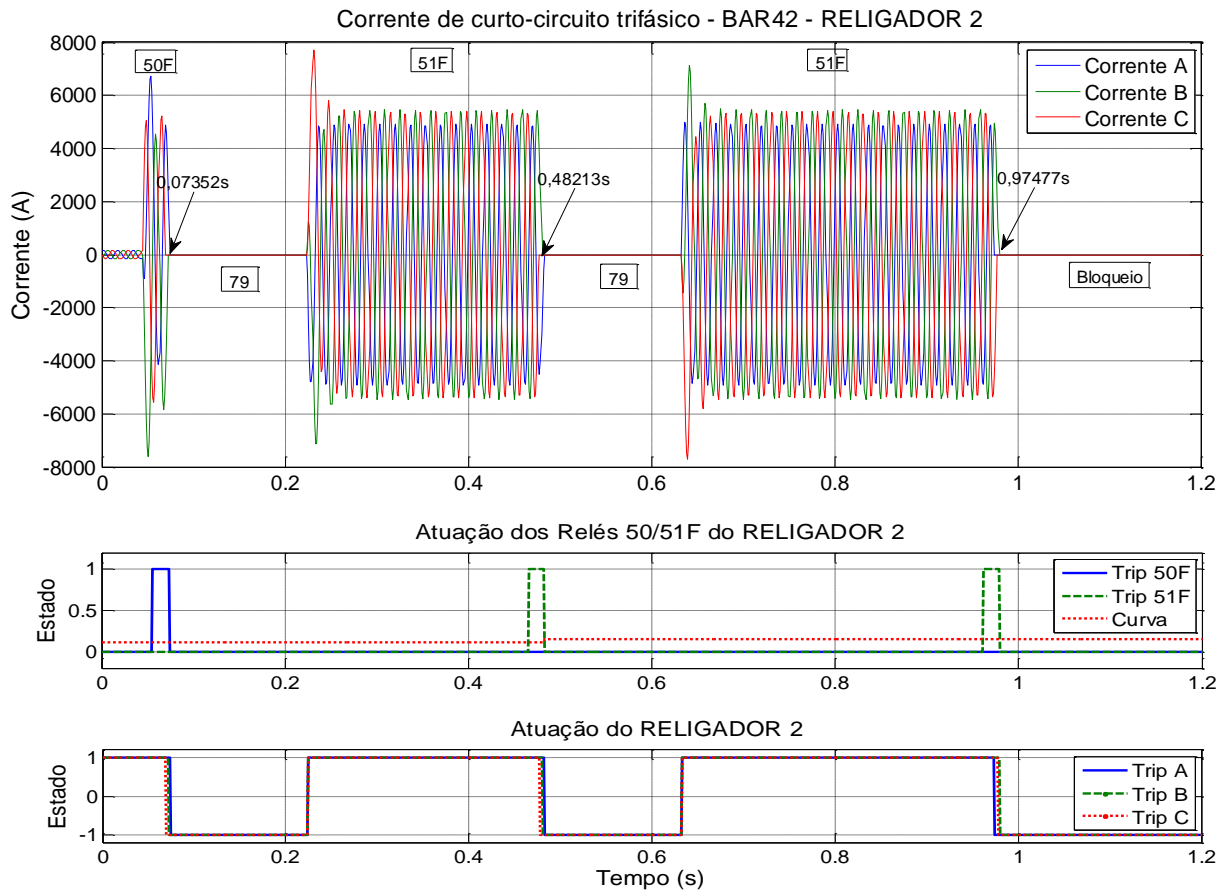
### 6.3.2 RELIGADOR

- **Religador 2**

O religador 2 instalado no barramento 22 é proteção de mais da metade do alimentador. Em condições normais a corrente nominal lida nesse ponto é de 113,92A. Suas características iniciais estão na **Tabela 4.6**, e para haver coordenação com o religador 1, foi programado para executar três disparos e dois religamentos. A **Figura 6.12** ilustra a atuação do religador 2 para um curto-circuito trifásico aplicado no barramento 42, que sob condições anormais, a corrente é de 3835,14A (**Tabela 6.4 A-2**).

No momento do curto-circuito (0,044172s), o relé instantâneo 50F ativa-se após 0,029s devido ao tempo próprio do religador. Envia um comando *trip* à chave de abertura do religador 2 que efetua o primeiro disparo em 0,07352s. Nesse instante o religador 2

ativa o relé de religamento (79) e começa a contagem de tempo, tempo morto de 0,150s. Efetua o primeiro religamento em 0,22374s.



**Figura 6.12** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 42 e a forma de atuação do religador 2.

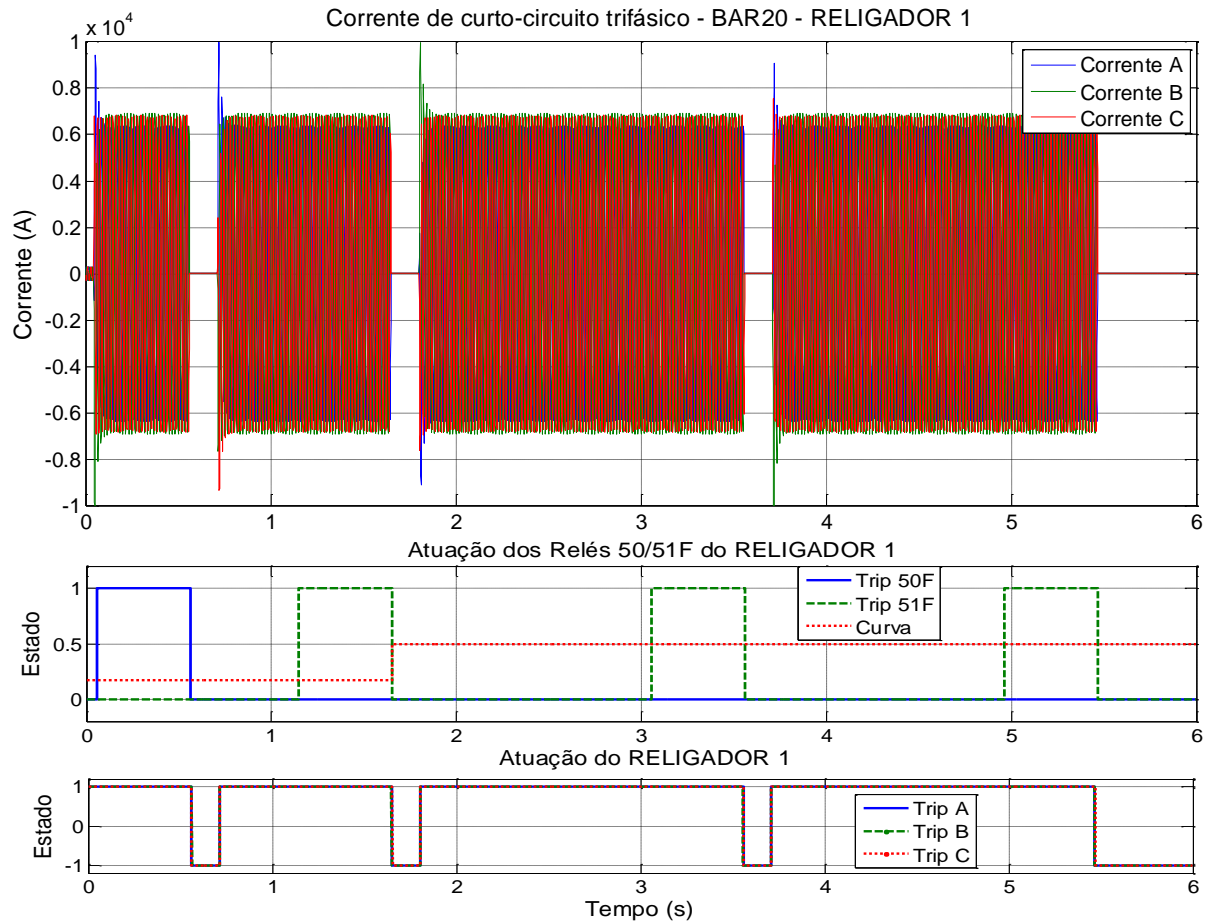
Nesta etapa sai de operação relé 50F e entra em ação o relé temporizado 51F. Havendo o curto-circuito o relé temporizado aguarda um tempo de 0,25839s, definido pela sua curva rápida ( $C_r=0,11$ ), e efetua o segundo disparo em 0,48213s. Novamente é ativado o relé de religamento 79, espera-se o tempo morto de 0,150s e a chave é religada pela segunda vez em 0,63339s. Agora, na sua curva lenta ( $C_r=0,15$ ), o relé 51F efetua o terceiro e último disparo em 0,97477s. As chaves são abertas e em seguida o religador 2 é bloqueado.

- **Religador 1**

O religador 1 instalado no início do alimentador é proteção dos barramentos e ramais, localizados entre o barramento 1 e o barramento 22 (**Figura 4.1**). É proteção de

retaguarda da zona protegida pelo religador 2. A corrente nominal lida no ponto de instalação é de 214,67A. Foi programado para efetuar quatro disparos e três religamentos.

A **Figura 6.13** ilustra a simulação de um curto-circuito trifásico aplicado no barramento 20, cuja corrente de curto é de 4867,12A, eficaz.



**Figura 6.13** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 20 e a forma de atuação do religador 1.

Destaca-se bem no oscilograma da corrente de curto-circuito, o comportamento da corrente elétrica durante o período de ação do religador 1. Ao lado esquerdo, ponto zero, há um filete de corrente correspondendo a corrente nominal circulando no sistema. Quando ocorre o curto-circuito a corrente chega próximo à 10kA no regime transitório e fica acima de 6kA no regime permanente.

Verifica-se a ação do relé 50F no primeiro disparo do religador. O oscilograma apresenta nesse instante certa quantidade de ciclos por causa do tempo de atraso de atuação do religador 1 devido à coordenação. Em seguida ocorre a abertura do religador,

interrompendo a circulação de corrente elétrica. A corrente zera e, após um tempo, chamado de tempo morto, o religador estabelece a circulação da corrente.

Nota-se que no primeiro religamento o curto-circuito permanece e entra em operação o relé temporizado 51F, que detecta a corrente de curto e temporiza sua atuação. O relé atua na curva de operação rápida. Ocorre o segundo disparo e a corrente zera novamente por causa da abertura das chaves do religador 1.

Após o segundo tempo morto, o religador fecha novamente as chaves restabelecendo a corrente. O curto-circuito persiste, e desta vez o relé 51F modifica sua temporização para uma curva lenta, verifica-se a mudança de estado da curva no gráfico de atuação dos relés. Por isso, na terceira e quarta etapas, o oscilograma é maior devido o aumento do tempo de disparo do relé 51F.

Após o quarto disparo o relé comanda a abertura das chaves do religador, interrompendo em definitivo a circulação da corrente, por causa do bloqueio.

Pode-se observar em detalhes o *Trip* de atuação do relé 50/51F na figura intermediária da **Figura 6.13**. A linha azul e contínua é o *Trip 50F* dado pelo relé 50F que efetua o primeiro disparo. A linha verde e tracejada é o *Trip 51F* dado pelo relé 51F que efetua o segundo disparo na curva rápida e o terceiro e quarto disparo na curva lenta. A linha vermelha e pontilhada indica a curva de atuação do relé temporizado, cuja mudança de curva rápida para curva lenta ocorreu após o segundo disparo. A figura que ilustra a atuação do religador 1, mostra a atuação dos *TripA*, *TripB* e *TripC* efetuando a sequência de abertura e fechamento do religador 1 até o bloqueio final.

O funcionamento do religador 1 e do religador 2 pode ser analisado embasados em dados. Observando a **Tabela 6.7** onde os dados de tempos foram tabelados após muitas simulações no ATP. Esses dados foram os que mais apresentaram uma boa coordenação simulado entre eles, e podem ser considerados como dados finais de coordenação para os objetivos deste trabalho.

Observa-se que o tempo inicial de simulação e o tempo morto são idênticos entre si para ambos os religadores. O primeiro tempo de disparo do religador 1 é maior em 0,488s com relação ao religador 2, dado pelo relé instantâneo 50F. O segundo tempo de disparo

do religador 1 é maior em 1,16s com relação ao religador 2 dado pelo relé temporizado 51F em sua curva rápida. No terceiro disparo a diferença de tempo a maior para o religador 1 com relação ao religador 2 é de 2,58s, o relé 51F atuou em sua curva lenta.

**Tabela 6.7** Dados da curva, disparos, religamentos e tempos de atuação do religador 1 e religador 2, para curto-circuito trifásico estabelecendo a coordenação.

DADOS	RELIGADOR 1	RELIGADOR 2
Curva lenta	0,5	0,15
Curva rápida	0,172	0,11
Número de disparos	4	3
Número de religamentos	3	2
AÇÕES DO RELIGADOR	TEMPOS (s)	
Tempo inicial de curto-circuito - ti	0,044172	0,044172
Disparo 1 - Trip 50F	0,56196	0,073528
Tempo morto - tm1	0,15	0,15
Religamento 1	0,71217	0,22374
Disparo 2 - Trip 51F - Curva rápida	1,6512	0,48213
Tempo morto - tm2	0,15	0,15
Religamento 2	1,8014	0,63339
Disparo 3 - Trip 51F - Curva lenta	3,5598	0,97477
Tempo morto - tm3	0,15	Bloqueio
Religamento 3	3,71	
Tempo morto - tm4	0,15	
Disparo 4	5,4684	
	Bloqueio	

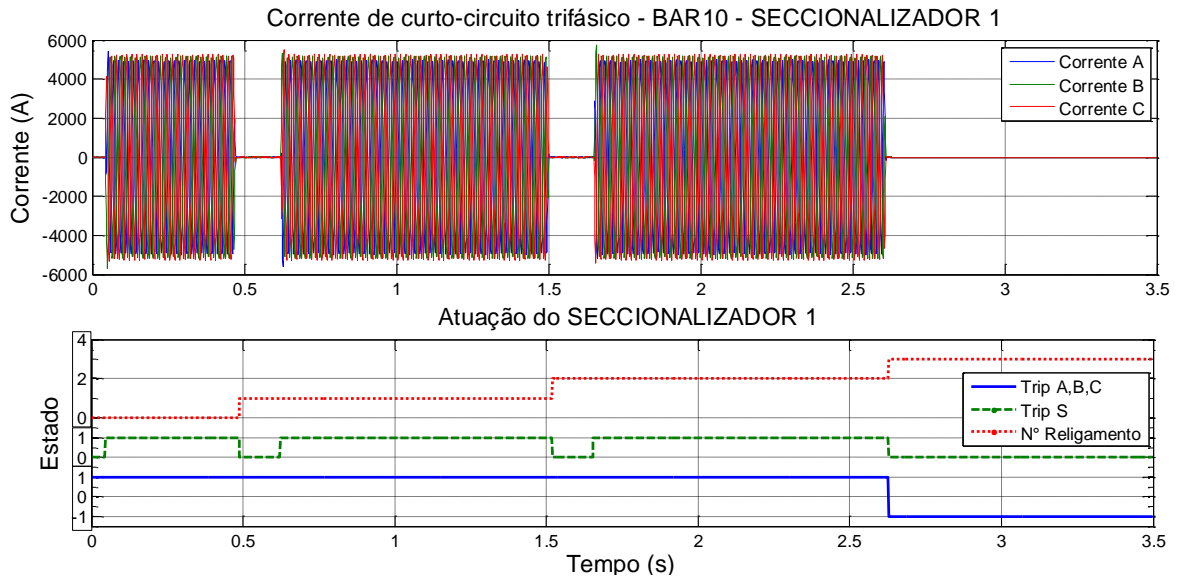
### 6.3.3 SECCIONALIZADOR

- **Seccionalizador 1**

O seccionalizador 1 foi instalado no barramento 1 e protege o ramal de barramentos 02, 05, 04, 08, 12, 07, 11, 15 e 10. A corrente nominal no ponto de instalação é de 23,52A. O curto-circuito trifásico foi aplicado no barramento 10 e a corrente de curto foi de 3761,02A.

A **Figura 6.14** ilustra a atuação do seccionalizador 1 para um curto trifásico aplicado no barramento 10.

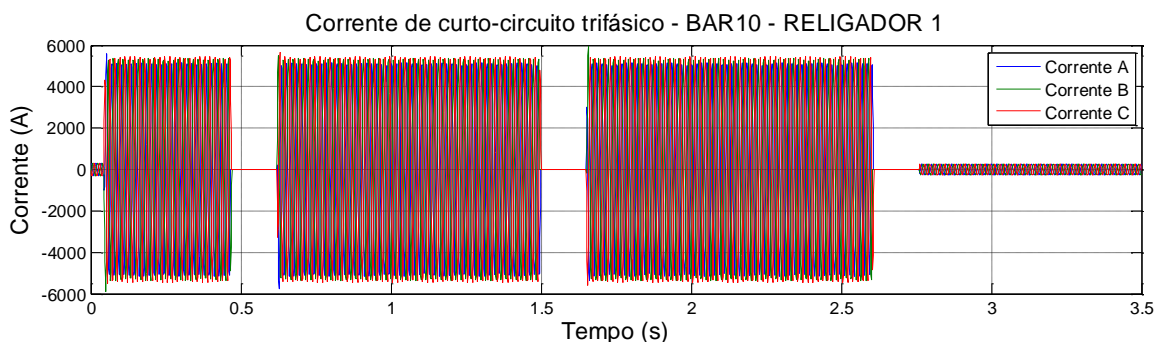




**Figura 6.14** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 10, oscilograma do seccionizador1 e sua forma de atuação.

Observa-se na **Figura 6.14**, o oscilograma e o modo de atuação do seccionizador 1. Quando ocorre uma falta o sensor do seccionizador detecta uma anormalidade mudando o estado do *TripS* de 0 para 1 (linha verde tracejada). Ocorrendo o primeiro disparo do religador 1, em que a corrente zera, o seccionizador dispara um contador que contará uma sequência de religamentos (n° de religamento, linha vermelha pontilhada). Quando o número de religamento chegar a 3 o *TripA*, *TripB* e *TripC* do seccionizador atuam abrindo o ramal em falta (linha azul contínua).

A **Figura 6.15** mostra a atuação do religador 1 junto com o seccionizador 1.



**Figura 6.15** Teste de curto-circuito trifásico no barramento 10 e a forma de atuação do religador 1 com o seccionizador 1

O religador 1 atua disparando e religando o circuito até o terceiro disparo. Nesse instante o seccionizador 1 abre o circuito (**Figura 6.14**) e, após o tempo morto, o religador 1 fecha o circuito do alimentador pela última vez antes do bloqueio. Como não existe mais a falta, o religador mantém o circuito energizado e a corrente circulando nos restantes dos barramentos.

Como os barramentos ligados ao seccionizador 1 saíram de operação a corrente nominal no religador 1 ficou com um valor eficaz a menor.

## 6.4 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

A quantidade de combinações que podem ser feitas entre religadores, seccionizadores, fusíveis e barramentos, para análise de coordenação, é grande. Procurou-se apresentar simulações que considera base para o estudo de coordenação.

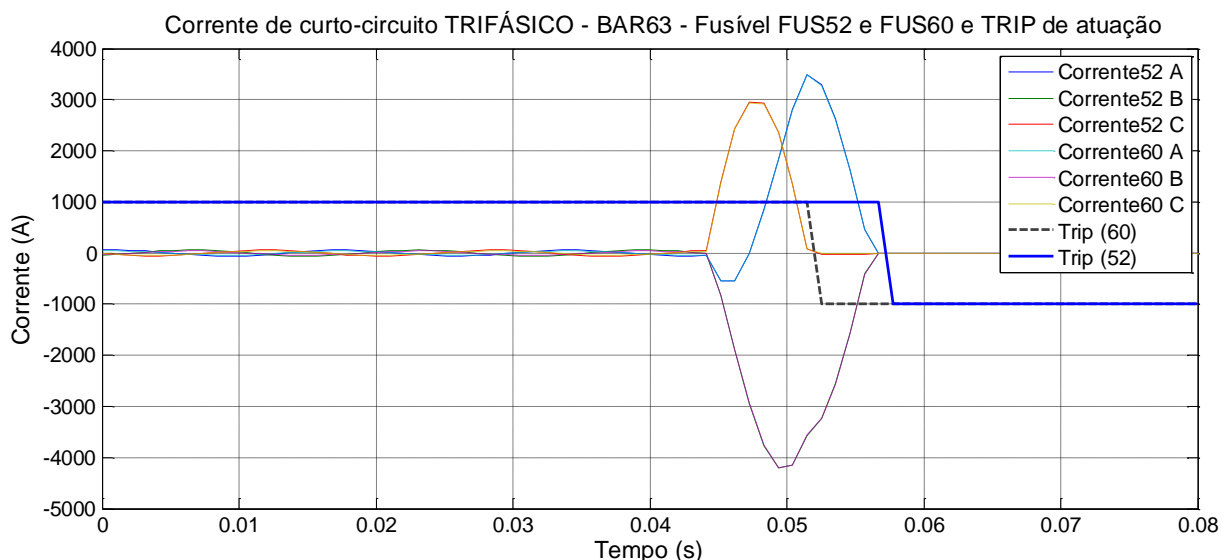
### 6.4.1 FUSÍVEL FUS52 x FUSÍVEL FUS60

O fusível FUS52 é protegido do FUS60 e estão em série no final do ramal principal do alimentador. A corrente nominal lida no ponto de instalação são respectivamente 42,18A e 28,98A. Nas simulações os fusíveis não apresentaram coordenação para correntes de curto-circuito trifásico e bifásico. Devido as correntes serem muito altas a atuação de ambos é instantânea. A coordenação só é possível para correntes entre 150A a 1500A de acordo com a **Figura 3.3**, e regras de coordenação entre fusíveis.

A **Figura 6.16** mostra a uma das simulações em que a falta é aplicada no barramento 63. A corrente eficaz de curto-circuito trifásico é de 2463A e bifásico é de 2024A (**Tabela 6.6 A-9**).

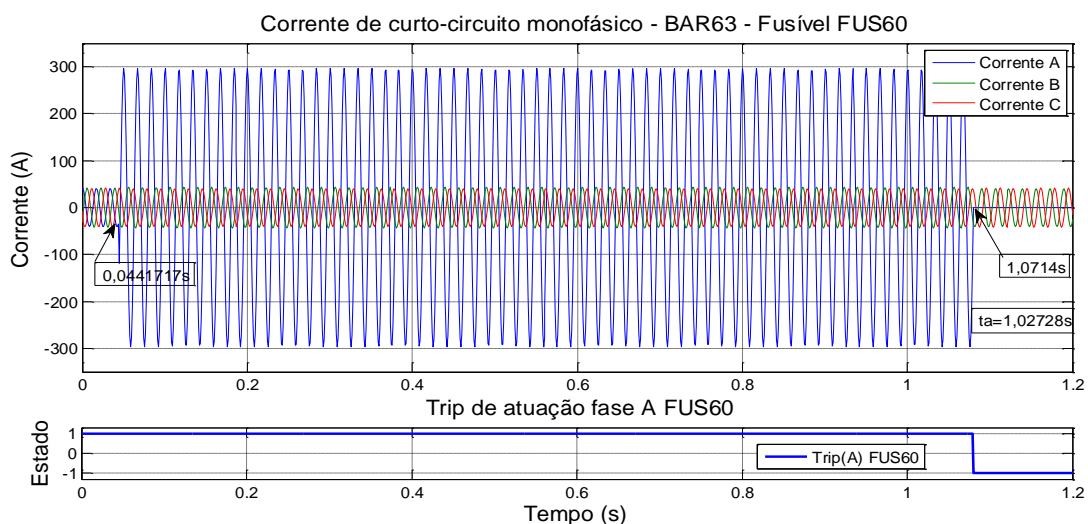
Observa-se no oscilograma que as correntes de curtos-circuitos são vistas pelos dois fusíveis (52 e 60) com a mesma amplitude e defasagem no momento da falta. O *Trip(52)* e o *Trip(60)* foram dados em tempos diferentes, o primeiro fusível a atuar foi o FUS60, mesmo assim, o fusível FUS52 também atuou. Ambos efetuaram uma abertura trifásica prejudicando dessa forma a coordenação e a seletividade.

Verifica-se no gráfico que não há mais nenhuma circulação de corrente nos trechos protegidos pelos fusíveis 60 e 52.



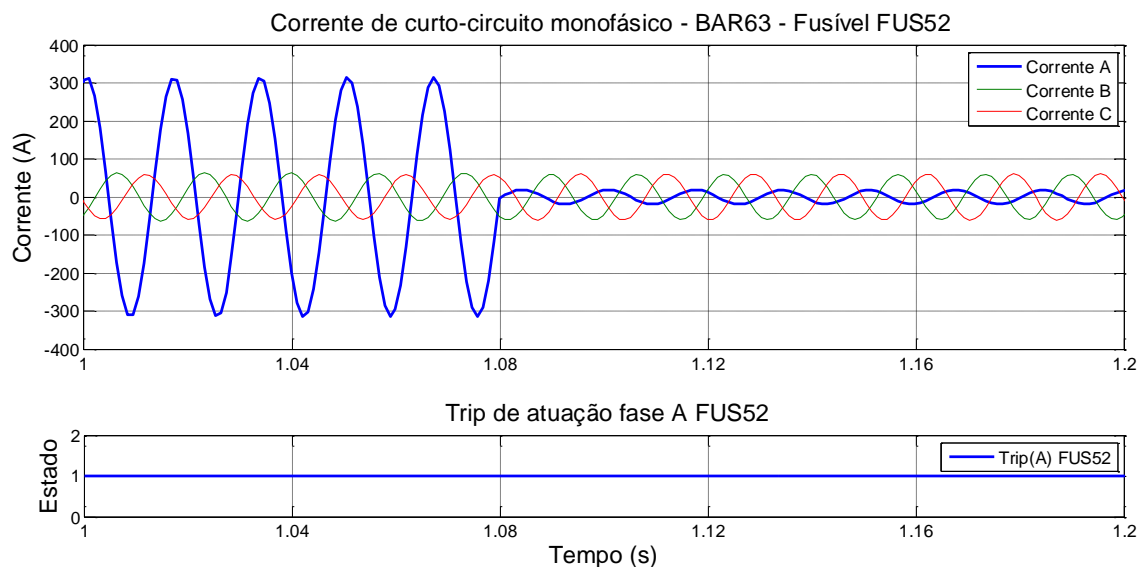
**Figura 6.16** Teste de curto-circuito trifásico para coordenação entre os fusíveis FUS52 e FUS60.

A **Figura 6.17** apresenta um gráfico para um curto-circuito monofásico no barramento 63. Observa-se a atuação do FUS60 coordenado com o fusível 52. A corrente de curto-circuito eficaz é de 221,44A, e a coordenação entre os fusíveis é possível. O fusível FUS60 detectou uma falta no sistema em 0,044117s e depois de um tempo efetuou o *Trip(A)* e interrompeu o curto-circuito em 1,0714s quando mudou seu estado de 1 para -1 realizando a abertura monofásica da fase A. Seu tempo de atuação foi de 1,02728s. Não ocorreu nenhuma abertura do fusível nas fases B e C, ficando ambas energizadas.



**Figura 6.17** Teste de curto-circuito monofásico – BAR63 – FUS60, para fins de coordenação com o fusível FUS52.

A **Figura 6.18** mostra que o fusível FUS52, para a mesma simulação, também detectou a falta e não atuou. O gráfico da figura apresenta a simulação a partir de 1s para melhor observação e análise da atuação do fusível.



**Figura 6.18** Teste de curto-circuito monofásico – BAR63 – FUS52, para fins de coordenação com o fusível FUS60.

Se o fusível 52 fosse elemento protetor, para um curto monofásico de 221,44A, o tempo de atuação seria em torno de 3,5s. Como houve a interrupção da falta pelo FUS60 no tempo de 1,0714s, o *Trip(A) FUS52* não muda de estado, a linha azul e contínua na figura permanece inalterada o tempo todo indicando que não houve a atuação do fusível. O fusível FUS52 continua conduzindo uma corrente menor na fase A por causa da saída dos barramentos protegidos pelo FUS60. Nas fases B e C não aconteceram nenhuma anormalidade e continuaram conduzindo. Dessa forma está assegurada a coordenação entre os fusíveis FUS52 e FUS60 para curto-circuito monofásico.

Outro fator que assegura a coordenação é o tempo de atuação do fusível protetor (FUS60) ser bem inferior que 75% do tempo de atuação do fusível protegido (FUS52). O tempo de atuação do fusível FUS52 é de 3,455828s e o tempo de atuação do fusível 60 é de 1,027228s que corresponde a 29% do tempo de atuação do fusível protegido.

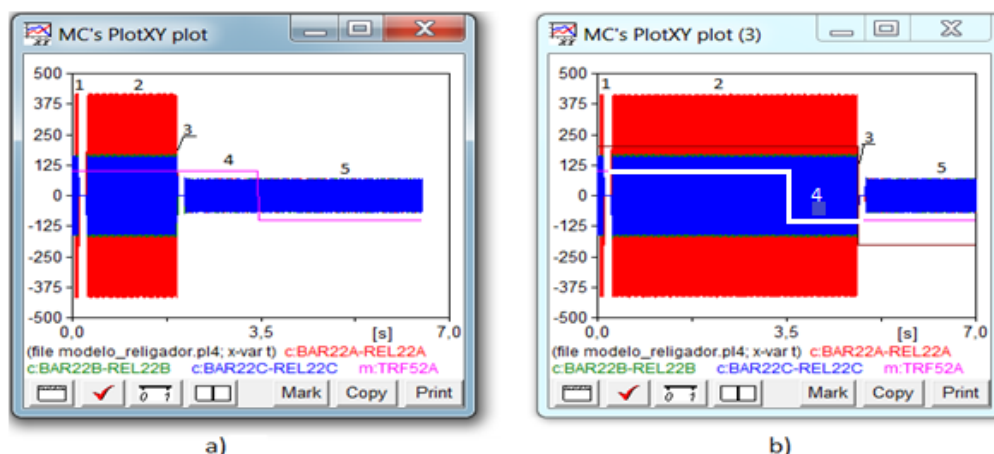
## 6.4.2 RELIGADOR 2 x SECCIONALIZADOR 3 X FUSÍVEL 52

Como os testes com os fusíveis não apresentaram valores possíveis de coordenação para curtos-circuitos trifásicos e bifásicos, optou-se pelas simulações com curtos-circuitos monofásicos quando envolverem os fusíveis no processo.

A **Figura 6.19** mostra dois oscilogramas de testes iniciais para ajuste da coordenação entre o religador 2, seccionizador 3 e o fusível FUS52. Os testes foram no barramento 60 simulando um curto-circuito monofásico. O primeiro teste, **Figura 6.19** (a), ilustra um oscilograma em que o tempo de atuação do religador 2 é menor que o tempo de atuação do fusível.

Dessa forma, o religador 2 efetua o primeiro disparo em 0,11554s (ponto (1) da figura) e o segundo disparo em 1,9s (2) junto com o seccionizador 3 (3), que foi programado para abrir no segundo disparo. A linha contínua (4) mostra onde o fusível iria atuar, em torno de 3,544s. Este teste não apresentou coordenação, pois, o fusível não irá atuar em momento algum. Quem abre o circuito é o seccionizador 3 em 1,9s e não o fusível.

O segundo teste, **Figura 6.19** (b), mostra que o tempo de atuação do religador 2 (2) é maior que o tempo de atuação fusível (4). O religador 2 e o seccionizador 3 atuariam em 4,76s para abrir o circuito. A linha contínua (4) mostra que o fusível atuaria em 3,544s antes do religador 2 e seccionizador 3. Dessa forma a coordenação está assegurada.



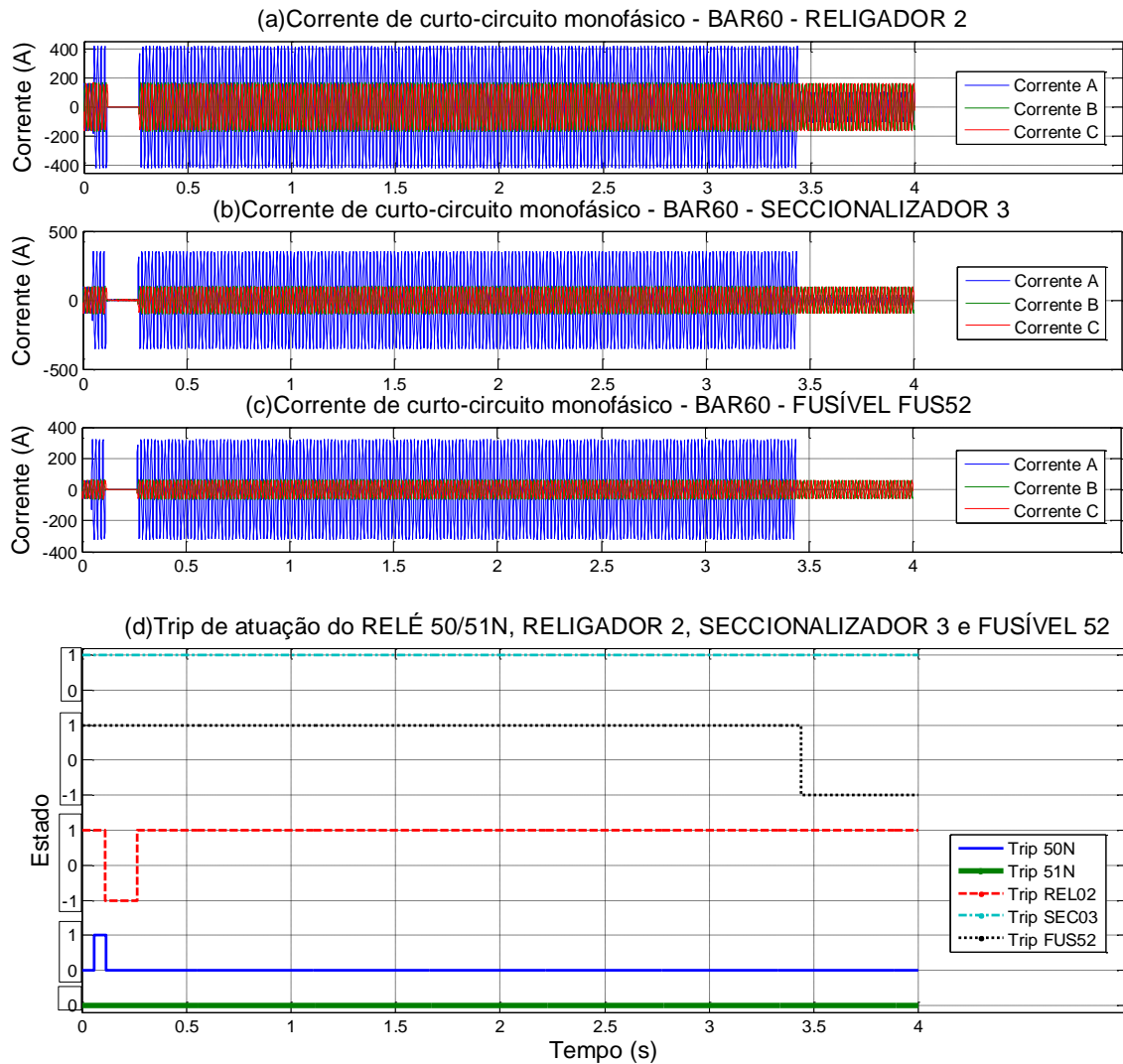
**Figura 6.19** Testes para ajustes da coordenação entre o religador 2, seccionizador 3 e o fusível FUS52.

De acordo com o que estabelece no item 3.6.2.2, para a coordenação entre o religador 2, o seccionizador 3 e o fusível FUS52, foram implementados os seguintes pontos:

- a) Ajuste de operação do religador 2 – Foi ajustado para duas operações rápidas, sendo a primeira, uma operação instantânea do relé 50N, e a segunda, uma operação rápida do relé temporizado 51N. A terceira operação foi lenta e temporizada. O tempo de religamento foi ajustado em 0,15s.
- b) Ajuste do tempo de atuação do relé 50N – Se o tempo mínimo de fusão do elo é de 3,5ms, considerando fator  $K_f = 1,8$  (**Tabela 3.7**), para que o elo fusível não se rompa na primeira operação rápida, o relé instantâneo (50N) deve atuar num tempo menor ou igual a 1,94s ( $1,94=3,5/1,8$ ). O primeiro disparo do relé instantâneo ocorreu no tempo de 0,117s, menor que 1,94s. Confirma-se que o fusível não irá se romper, assegurando a continuidade do circuito se o defeito for transitório.
- c) Ajuste do tempo de atuação do relé 51N – Neste estudo, optou-se pela fusão do elo na primeira operação rápida do relé temporizado 51N. Assim, o tempo de atuação do relé deve ser superior ao tempo de fusão do elo, mais um tempo de segurança de 0,3s, de modo que a temporização mínima é de  $3,544+0,3=3,844$ s. O tempo de atuação do relé 51N, sem a presença do fusível, é de 4,76s tempo suficiente para assegurar a ruptura do elo fusível.

Depois de feito os ajustes necessários efetuou-se o teste definitivo conforme apresenta a **Figura 6.20**, a, b, c e d. Em (a) apresenta o oscilograma de funcionamento do religador 2. Em (b) o oscilograma de funcionamento do seccionizador 3, em (c) o oscilograma de funcionamento do fusível 52 e em (d) todos os *Trips* de atuação dos elementos de proteção envolvidos na simulação.

Verifica-se em (a) que o religador 2 efetuou o primeiro disparo, sentido pelo seccionizador 3 e fusível 52. O religador 2 dispara pela primeira vez e religa o sistema após o tempo morto de 0,15s. Quando chega a 3,544s do início da simulação, o fusível 52 abre o circuito em (c) desaparecendo com o curto-circuito. Como ainda não chegou o tempo de disparo do relé 51N, o religador 2 e o seccionizador 3 permanecem fechados mantendo a circulação da corrente normal em outros barramentos que não são protegidos pelo fusível 52.



**Figura 6.20** Teste de coordenação entre o religador 2, seccionizador 3 e o fusível FUS52.

Em (b) o seccionizador sente a presença do curto, começa a contagem do tempo de religamento no primeiro disparo do religador 2. Como não haverá o segundo disparo, o seccionizador mantém o circuito fechado e a circulação da corrente. Observe que em (a) e (b) a corrente que permanece circulando tem um valor menor por causa da saída do circuito protegido pelo FUS52.

Em (d) verifica-se que o *trip50N* do religador 2 atuou detectando a anormalidade e disparando a sua abertura. O relé de religamento através do *tripREL02* fecha o religador 2. Na sequência o relé 51N se prepara para disparar só que isso não acontece como indica o *trip51N* que permanece no estado zero. Em seguida quem atua é o fusível 52 dado pelo *tripFUS52* que muda do estado 1 para -1 abrindo o circuito antes da ação do relé 51N e do

seccionalizador 3. Dessa forma o sistema permanece energizado como indicam o *tripREL02* e *tripSEC03*.

Se o curto-circuito acontecer nos barramentos de proteção do fusível 60 (FUS60), a coordenação também está assegurada porque ambos, FUS52 e FUS60, estão coordenados entre si (item 6.4.1.). Portanto estão coordenados com o religador 2 e seccionalizador 3.

### 6.4.3 RELIGADOR 1 x RELIGADOR 2

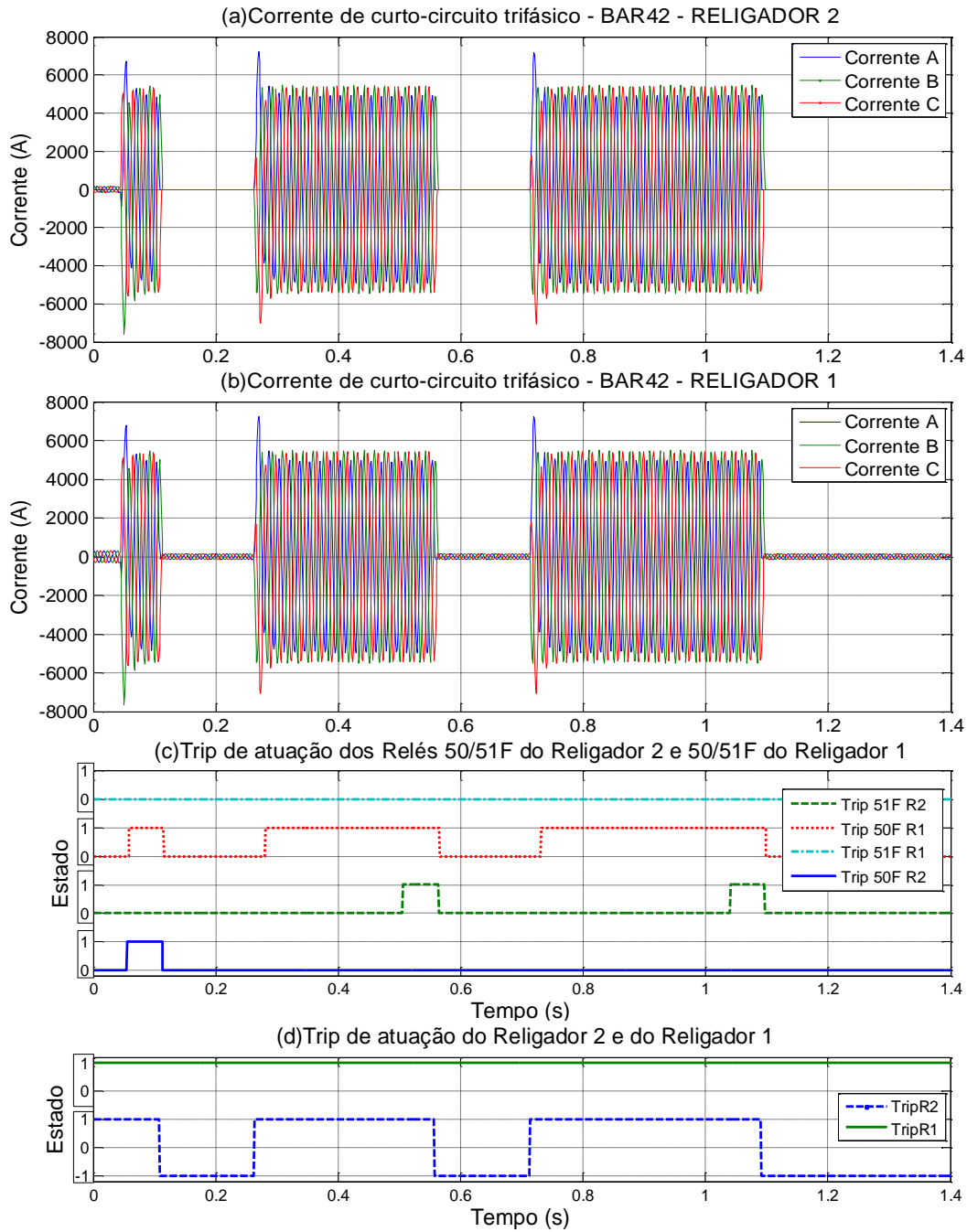
A **Figura 6.21** (a), (b), (c) e (d) mostra a simulação da coordenação entre os religadores. Sendo o religador 1 protegido do religador 2, para simular o teste de coordenação, o curto-circuito foi aplicado no barramento 42 cuja corrente de curto trifásica é de 3835,14 A, eficaz.

O comportamento do religador 2 está ilustrado na **Figura 6.21** (a). Quando o curto-circuito é aplicado em 0,044117s o religador 2 atua através do relé 50F que dispara a abertura em 0,11344s. Religa o circuito após o tempo morto de 0,15s e volta a disparar pela segunda vez em 0,56301A. Religa novamente o circuito após o segundo tempo morto de 0,15s dispara a abertura pela terceira vez em 1,0956s. Como está programado para três disparos, em seguida, efetua o bloqueio. Verifica-se no gráfico que não há corrente circulando no alimentador após o barramento onde está instalado o religador 2.

Na **Figura 6.21** (b), o religador 1 detecta a falta e se prepara para dar o primeiro disparo, mas antes de fazê-lo, o religador 2 abre o circuito e o religador 1 aborta sua operação como se tudo voltasse ao normal. Percebe-se então a circulação da corrente normal no trecho considerado tempo morto para o religador 2. Essa corrente tem um valor menor por causa da saída do trecho protegido pelo religador 2.

Em seguida há o religamento com o curto-circuito presente, novamente é percebido pelo religador 1 através do *Trip50FR1* que não dispara por causa da nova atuação do religador 2. Uma nova condução de corrente normal se mantém até o segundo religamento. Persistindo o curto-circuito, mais uma vez a mesma ação entre os religadores 1 e 2 se repete até o bloqueio do religador 2, no terceiro disparo. A partir desse ponto a corrente circula normalmente na zona de proteção do religador 1.





**Figura 6.21** Teste de coordenação entre o religador 2 e religador 1.

A **Figura 6.21** (c) mostra através do *trip50FR2* (linha azul contínua) que o relé 50F do religador 2 detectou a falta e atuou, e que, o relé 51F efetuou o segundo e o terceiro disparo pelo *trip51FR2* (linha verde tracejada). Quanto ao religador 1, o *trip50FR1* (linha vermelha pontilhada) mostra que o relé 50F detectou a anormalidade no início da falta, no primeiro e no segundo religamento, e não disparou. O fato de voltar ao estado zero é em

função do disparo do religador 2. Isso se confirma pelo *trip51FR1* (linha ciano traço-ponto) que não atuou em tempo algum.

A **Figura 6.21** (d) ilustra a atuação do religador 2. Verifica-se pelo *TripR2* (linha azul tracejada) que o religador 2 efetuou três disparos e dois religamentos, após o segundo religamento efetuou o bloqueio mantendo o circuito aberto. O *TripR1* (linha verde contínua) mostra que o religador 1 não atuou em nenhum momento permanecendo com o seu circuito energizado.

A coordenação entre os religadores está assegurada por causa dos seguintes fatores:

- a) Os relés de sobrecorrente foram ajustados para existir a coordenação entre eles, **Figura 6.21** (c);
- b) A sequência de operação foi ajustada para duas operações rápidas e uma lenta para o religador 2 e duas operações rápidas e duas lentas para o religador 1;
- c) O religador 2 foi ajustado para três disparos e dois religamentos e o religador 1 para quatro disparos e três religamentos;
- d) A curva do religador 2 foi ajustado em 0,11 para operação rápida e 0,15 para operação lenta para coordenar com os fusíveis à jusante. E a curva do religador 1 foi em 0,172 para operação rápida e 0,2 para operação lenta;
- e) O religador 1 da subestação, ficou sempre com seus contatos fechados no momento do religamento para que o religador 2 percebesse a permanência do defeito.

Os ajustes para coordenação entre religadores nos curtos-circuitos monofásicos apresentam muita dificuldade quando o religador mais a jusante está coordenado com algum fusível. Pelo fato dos fusíveis terem uma curva tempo×corrente que não são ajustáveis, proporcionam um desajuste com o religador a montante. Como a corrente de curto-circuito monofásico é muito baixa em comparação ao curto-circuito trifásico e bifásico, os fusíveis operam com tempos maiores levando o religador a atuar num tempo ainda maior que a do fusível. Por sua vez, os religadores a montante devem atuar num tempo superior que os religadores a jusante, chegando a um tempo de atuação muito elevado que desconfigura toda a filosofia da proteção.

#### 6.4.4 RELIGADOR 1 x SECCIONALIZADOR 1

Os testes feitos com o seccionizador 1 no item 6.3.3 ilustrado na **Figura 6.14** e **Figura 6.15** mostram a coordenação que há entre o religador 1 e o seccionizador 1. Houve a detecção da falta pelo religador 1 que efetuou três disparos e quatro religamentos. No terceiro disparo o seccionizador abriu interrompendo o curto-circuito e em seguida o religador 1 efetuou o quarto religamento. Como não havia mais o curto-circuito o religador 1 manteve o circuito fechado e energizado.

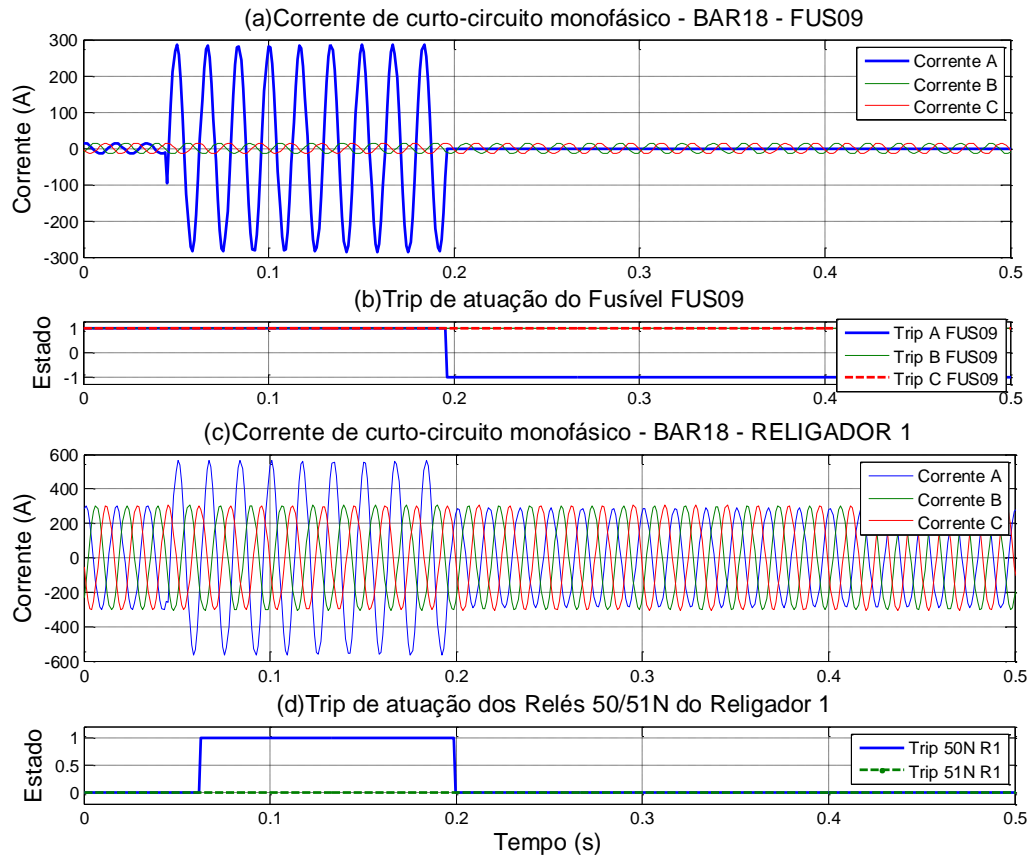
#### 6.4.5 RELIGADOR 1 x FUSÍVEL 09

O fusível 09 (FUS09) está instalado no barramento 09 próximo da saída do alimentador, cuja corrente nominal que circula pelo ramal é de 10,30A eficaz (**Tabela 6.2**). A corrente de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico, nesse ponto é respectivamente de 5563,36A, 4751,48A e 400,17A (**Tabela 6.4**).

Pelo fato do fusível 09 ser instalado próximo da SE tem muita influência na coordenação. Por isso, não foi possível a coordenação do religador 1 com o fusível 09 para curto-circuito trifásico e bifásico. Optou-se pela simulação do teste de curto-circuito monofásico, por questões já descritas que apontam a dificuldade de coordenação envolvendo fusíveis em pontos onde a corrente de curto-circuito trifásico e bifásico são elevadas em relação ao curto monofásico.

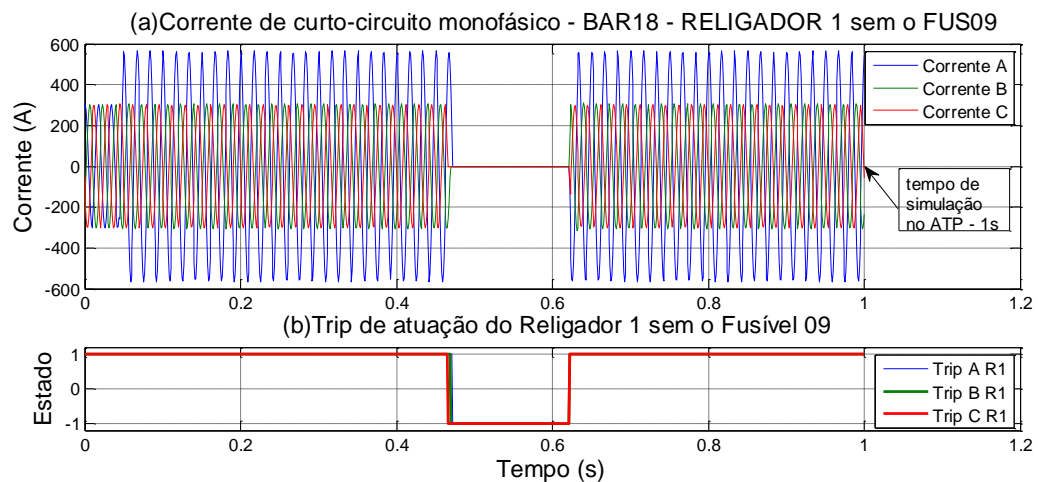
O curto-circuito monofásico foi aplicado no barramento 18 cuja corrente de falta é de 202,14A eficaz. Por ser um fusível de 15K o tempo de atuação é bem rápido próximo de 0,2s, conforme a **Figura 6.22** (a) e (b) e de acordo com a curva de atuação na **Figura 3.3**. O religador 1 detecta a falta e se prepara para atuar, mas não o faz por causa da interrupção do elo fusível, ver a **Figura 6.22** (c) e (d). Dessa forma continua conduzindo normalmente a corrente no alimentador.

Em parte supõe-se que houve a coordenação, mas pelas regras descritas no item 3.6.2.2, que refere ao tempo mínimo de fusão ser maior que o primeiro tempo de disparo do religador, não foi atendido.



**Figura 6.22** Teste de coordenação entre o religador 1 e o fusível FUS09.

No teste feito sem a presença do FUS09, **Figura 6.23** (a) e (b), observa-se que o religador 1 atuaria em 0,46953s, tempo muito maior que o tempo de atuação do fusível 09 de 0,19642s. Poderia ajustar o tempo do religador 1 para coordenar com o fusível 09, mas afetaria toda a coordenação praticada com o religador 2 à jusante.



**Figura 6.23** Teste de atuação do religador 1 sem a presença do fusível 09 no alimentador.

## CAPÍTULO 7

### 7. CONCLUSÃO E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho teve como meta um estudo voltado para a proteção de redes de distribuição. Embora a maioria dos trabalhos destaque a proteção em linhas de transmissão, a rede de distribuição ou alimentador, também requer estudos que possam contribuir para sua funcionalidade pelo qual é destinada. Dessa forma as propostas oferecidas nos objetivos foram trabalhadas de modo a conseguir resultados satisfatórios nesse estudo.

Como base que sustentou todo experimento, além das teorias, o ponto fundamental foi a modelagem dos dispositivos de proteção mais utilizados em redes de distribuição. Tendo como plataforma a ferramenta computacional o ATP/MODELS, ofereceu toda estrutura de cálculos e simulações necessários no desenvolvimento deste estudo. Em conjunto com o ambiente MODELS pode dar mais flexibilidade e consistência nos experimentos e nos resultados obtidos.

Pode-se concluir que os objetivos propostos foram alcançados, pois, oferecem uma visão ampla do comportamento da proteção na rede de distribuição, no que se refere à utilização de religadores, seccionlizadores e fusíveis como dispositivos de proteção. Como conclusões pode-se destacar:

- ATP – É uma ferramenta poderosa que forneceu os cálculos de curto-circuito para todas as possíveis simulações de faltas, envolvendo curto-circuito trifásico, bifásico, monofásico, com ligação ou não à terra.
- MODELS – Uma linguagem de programação simples com uma estrutura dinâmica de viabilizar a modelagem dos dispositivos de proteção. Junto com o ATP formaram a base fundamental deste trabalho. Com ela pôde-se modelar o relé digital, o religador, o seccionlizador e o fusível de uma forma básica, mas a MODELS possui toda facilidade de construir um modelo com detalhes mais profundos em conformidade à necessidade de cada caso. Dessa forma, os dispositivos de proteção podem ser melhorados, aperfeiçoados e até criados funcionalidades que não existem nos modelos comerciais existentes.

- Desempenho da RD – As simulações que foram idealizadas neste trabalho, quer no momento da criação do modelo, bem como nos testes efetuados para análises, mostraram-se eficientes e funcionais. Pois, em cada curto-circuito aplicado em um barramento qualquer, escolhido ao acaso ou não, os dispositivos atuaram de maneira correta. Isso oferece uma consistência em afirmar que o desempenho da proteção nesta rede de distribuição está contemplado em parte, pois este estudo não é considerado o final. Propostas de trabalhos futuros serão apresentadas aqui.

- Coordenação e ajustes – Embora, em situação real, o alimentador seja pequeno para abrigar todos os dispositivos de proteção aqui propostos, para efeito de estudo isso foi possível conseguir. Mas tornou a coordenação e ajuste difícil para determinados casos. Por exemplo:

Fusíveis – é um dispositivo sem ajuste, o que determina sua ação é a curva tempo×corrente. De modo que nos curtos-circuitos trifásicos e bifásicos, neste estudo, atuaram instantaneamente sem dar condições favoráveis a qualquer coordenação com outro fusível e com o religador devido ao nível da corrente de curto-circuito. Muito menos se o fusível estiver próximo da subestação.

Já para curtos monofásicos isso foi possível. Neste trabalho, as experiências mostraram que os fusíveis instalados em série é bastante ineficaz quanto ao dimensionamento e coordenação. No dimensionamento pode-se ter um valor de um fusível a montante muito superior que o da jusante em face da corrente de coordenação, e isso não oferecem facilidades na coordenação que pode ser prejudicada e não funcionar.

Religadores – Individualmente funcionaram de forma correta para todos os casos simulados. Mas a coordenação teve que ser modificada para adequar as condições de corrente de curto e cargas.

A dificuldade maior foi coordenar o religador a montante com a jusante, no curto-circuito aplicado em barramentos da zona de proteção do religador a jusante, cuja corrente era sentida pelo religador a montante. A delimitação da zona de proteção não é fácil de conseguir na rede de distribuição como na LT. Existe na RD uma zona de proteção em que ambos os religadores sentem a corrente de curto, isso obriga o religador a montante, duas ações para haver a coordenação:

- a) Bloquear seu elemento instantâneo e deixá-lo funcionar somente com elemento temporizado para conseguir um atraso nos disparos;

b) Deixar que ambos atuem no primeiro disparo e coordenar para os disparos seguintes aplicando curvas de atuação diferentes, ou até mesmo modificar o tempo morto entre eles.

- Resultados – Para o estudo proposto, todos os resultados obtidos com o experimento, deixaram transparecer que muitas ações puderam ser observadas. Mostraram que se pode analisar a atuação individualizada de cada dispositivo de proteção, para cada nível e tipo de curto-circuito. Que oferece uma visão completa e com detalhes da proteção da rede de distribuição. Que se pode simular estudos de casos específicos de cada dispositivo. Que se pode desenvolver outros modelos específicos ou equivalentes de dispositivo de proteção.

Por fim, como trabalhos futuros propõe-se:

- Fazer ajustes e coordenação dos dispositivos de proteção para uma rede de distribuição configurada em anel;
- Utilizar a mesma rede deste trabalho e fazer um estudo comparativo da atuação dos dispositivos de proteção para carga baixa média e alta;
- Analisar o comportamento da atuação de um fusível no regime transitório, já que ele não pode atuar nesse tempo, os fusíveis retardados seriam a solução?
- Melhorar o modelo do fusível a fim de considerar o seu comportamento não linear antes da abertura.
- Avaliar a suportabilidade de equipamentos quanto às sobretensões transitórias em decorrência da atuação do sistema de proteção.
- Avaliar o impacto da inserção da geração distribuída na coordenação e seletividade do sistema de proteção de alimentadores radiais.
- Reconfiguração do sistema com implementação de religadores com diferentes grupos de ajustes.
- Estudos de faltas evolutivas no sistema de distribuição.
- Estudo do comportamento da rede de distribuição com variação de carga por partida de motores elétricos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro – *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* -- Rio de Janeiro : LTC, 2011.
- [2] MAMEDE FILHO, João – *Manual de Equipamentos Elétricos*. 3ª ed. -- Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- [3] ALMEIDA, Wilson Gonçalves de; FREITAS, Francisco Damasceno – *Circuitos Polifásicos: Teoria e Ensaio* -- Brasília: Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos, 1995.
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, 2008.
- [5] LEITÃO, Elisa de Mendonça Passini – *Religador Automático para Redes de Baixa Tensão*. (Dissertação de Mestrado) -- Belo Horizonte : UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.
- [6] KAGAN, Nelson; ROBBA, Ernesto João; SHIMIDT, Hernán Prieto – *Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica* -- São Paulo : Blucher, 2009.
- [7] KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos Cesar Barioni de; ROBBA, Ernesto João – *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2ª ed. -- São Paulo: Blucher, 2010.
- [8] ELETROBRÁS/PROCEL – *Conservação de Energia – Eficiência de Energia Elétrica de Equipamentos e Instalações*. 3ª ed. -- Itajubá : Universidade Federal de Itajubá, FUPAI , 2006.
- [9] MILLER, Robert H. – *Operação de Sistemas de Potência* – tradução e revisão técnica. Eletrobrás. -- São Paulo : McGraw-Hill; Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1987.
- [10] GIGUER, Sergio – *Proteção de Sistemas de Distribuição*. 1ª ed. -- Porto Alegre: SAGRA, 1988.
- [11] ELETROBRÁS/ELETRONORTE – *Corrente Contínua* – revista da Centrais Elétricas Brasileiras e da Centrais Elétricas do Norte do Brasil, nº 235, pg.19, 2010.
- [12] CAMINHA, A.C. – *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos* -- São Paulo: Edgard Blücher, 1977.
- [13] COURY, Denis Vinicius; OLESKOVICZ, Mario; GIOVANINI, Renan – *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes* -- São Carlos: EESC-USP, 2007.
- [14] SINGH, Ravindra P. – *Digital Power System Protection* -- Prentice-Hall of India, New Delhi, 2007.



- [15] DOMMEL, H.W. – *Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book*, Bonneville Power Administration, Portland, OR, (1986).
- [16] CHAN, T.W.; CHUA, K.M.; LIM, K.T. – Relay models for Electromagnetic Transients Program. -- *Stockholm Power Tech International Symposium on Electric Power Engineering*, IEEE, New York, USA, 1995, pp. 534-9.
- [17] WALL, R.W.; JOHNSON, B.K. – *Using TACS functions within EMTP to teach protective relaying fundamentals*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, 1997, February, No 1, pp. 3-8.
- [18] KIM, C.H.; JUNG, W.G.; KIM, I.D.; LEE, M.H.; LEE, G.W. – An implementation of distance relaying algorithm based block pulse functions using EMTP-MODELS. – In: *ICEE '96, Proc. of the International Conference on Electrical Engineering*, Int. Acad. Publishers, Beijing, China, 1996, pp. 1132-7.
- [19] KIM, C.H.; LEE, M.H.; AGGARWAL, R.K.; JOHNS, A.T. – *Educational use of EMTP MODELS for the study of a distance relaying algorithm for protecting transmission lines*. -- IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, Febr. 2000, pp. 9-15.
- [20] CANADIAN/AMERICAN EMTP USER GROUP – *MODELS in ATP* – rule book – Portland, Oregon. August 1995.
- [21] ESPINOZA, Renzo G. Fabian; MANTOVANI, Suely C. A.; MANTOVANI, José R. S. – Implementação e Simulação de Relé de Distância no EMTP/ATP Utilizando Models Externos Programados em ANSI C – Em: *XVIII Congresso Brasileiro de Automática* – Bonito/MS, 2010.
- [22] KEZUNOVIC M.; KOJOVIC, Lj.; SKENDZIC, V.; FROMEN, C.W.; SEVCIK, D. R.; NILSSON, S. L. – *Digital models of coupling capacitor voltage transformers for protective relay transient studies*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 4, October 1992, pp. 1927-35.
- [23] MAHSEREDJIAN, J.; BENMOUYAL, G; LOMBARD, X; ZOUITI, M; BRESSAC, B; LAJOIE, L. G. – *A link between EMTP and MATLAB for user-defined modeling* -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 2, April 1998, pp. 667-674.
- [24] LUO, X.; KEZUNOVIC, M. – Interactive Protection System Simulation Using ATP Models and C++ - In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Dallas, Texas, USA, May 2006.
- [25] PEREZ, S.G.A. – *Modeling Relays for Power System Protection Studies* – (Ph.D. dissertation) - University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, Canada, July 2006.
- [26] KEZUNOVIC, M.; CHEN, Q. – *A Novel Approach for Interactive Protective System Simulation* - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997.

- [27] SAENG SUWAN, T.; CROSSLEY, P.A. – Simulation of distance relays for protection performance evaluation. – In: *Stockholm Power Tech International Symposium on Electric Power Engineering*, IEEE, New York, NY, USA, 1995, pp. 491-6 vol.4.
- [28] KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, Lj.; ABUR, A.; FROMEN, C. W. SAVCIK,; D. R.; PHILLIPS, F. – *Experimental evaluation of EMTP-based current transformer models for protective relay transient study*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, January 1994, pp. 405-13.
- [29] KOJOVIC, L.; KEZUNOVIC, M.; FROMEN, C.W. – *A new method for the CCVT performance analysis using field measurements, signal processing and EMTP modeling*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 4, October 1994, pp. 1907-1915.
- [30] MARTINEZ-VELASCO, J.A.; – A new method for EMTP implementation of non-linear components [power system simulation]. – In: *PSCC ,Proceedings of the Twelfth Power Systems Computation Conference*, Power Syst. Comput. Conference, Zurich, Switzerland, 1996, pp.1115-21 vol.2.
- [31] CHAUDHARY, A.K.S.; TAM, K.S., PHADKE, A.G. – *Protection system representation in the electromagnetic transients program*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994, pp. 700-708.
- [32] KEZUNOVIC, M.; GUO, Y. – *Modeling and simulation of the power transformer faults and related protective relay behavior*. -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, January 2000, pp. 44-50.
- [33] CAMARENA, J. A. A. (Member IEEE) – *Modelado y Simulación de Transformadores de Corriente con el Programa EMTP/ATP* -- IEEE Latin America Transactions, vol. 2, no. 3, september 2004, pp. 201-205.
- [34] W.S.U. Power Systems Working Group. – *Dynamical models for the protective system*.- Technical Report, School of Electrical Engineering and Computer Science at Washington State University, Pullman, June 1993.
- [35] SILVA, K.M. e; KÜSEL, B.F.; De SORDI, M. A. – *Avaliação do Desempenho da Proteção de Distância Aplicada às Linhas de Transmissão com Pouco mais de Meio Comprimento de Onda*. Em: *SBSE: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* – Goiânia/GO, maio 2012.
- [36] MARTINEZ-VELASCO, J.A.; OJOVICL, J.K. – Modeling of electromechanical distance relays using the ATP. – In: *32nd Universities Power Engineering Conference*, UPEC '97, UMIST, Manchester, UK, 1997, pp. 287-90 vol.1.
- [37] PENG, Z.; LI, M.S.; WU, G.V.; CHENG, T.C; NING, T.S. – *A dynamic state space model of a MHO distance relay*. -- IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No.12, 1985, pp. 3558-3564.

- [38] PETERSON, J.N.; WALL, R.W. – *Interactive relay controlled power system modeling* -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 1, January 1991, pp. 96-102.
- [39] WILSON, R.E.; NORDSTROM, J.M. – *EMTP transient modeling of a distance relay and a comparison with EMTP laboratory testing.* -- IEEE Transactions Power Delivery, Vol. 5, No. 3, July 1993, pp. 984-990.
- [40] SAHA, M.M.; ROSOLOWKI, E.; IZYKOWSKI, J. – ATP-EMTP investigation of a new distance protection principle for series compensated lines. – In: *International Conference on Power Systems Transients* – In: IPST: New Orleans, USA, 2003.
- [41] ROBERT E WILSON, J.M.N. – *EMTP Tansient Modeling of a Distance Relay and a Comparison with EMTP Laboratory Testing* - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, Julho 1993.
- [42] GONÇALVES, D.N. – *Desempenho do Relé de Distância em Linhas de Transmissão Compensadas com TCSC.* (Tese Doutorado) – Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- [43] SILVA, K.M. e; NEVES, W.L.A.; SOUZA, B.A. – EMTP Applied to Evaluate Three-Terminal Line Distance Protection Schemes – In: *IPST: International Conference on Power Systems Transients*, Lyon, France, Junho 2007.
- [44] MOLAS, E.C.; SILVA, K.M. e – Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no ATP – *Em: SBSE: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* – Goiânia/GO, maio 2012
- [45] TAVARES, K. A.; SILVA, K.M. e – Modelagem e simulação da proteção diferencial de transformadores de potência no ATP/ATPDraw – *Em: SBSE: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* – Goiânia/GO, maio 2012.
- [46] PEREZ, S.G.A. – *Modeling relays for power System Protection studies* (Master Thesis) -- University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan: Canadá, 2006.
- [47] MANN, B.J.; MORRISON I.F – *Digital Calculation of Impedance for Transmission Line Protection.* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 90(1):270-279, January/February 1971.
- [48] IEEE C37.110-2007: *Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes.*
- [49] RAMMAMOORTY, M. – *Application of Digital Computers to Power System Protection.* – J Inst. Eng. (India), (52):235-238, 1972.
- [50] McLAREN, P.G.; REDFERN, M.A. – *Fourier Series Techniques Applied to Distance Protection.* IEE,(122):1295-1300,1975.

- [51] GIRGIS, A.A.; HART, D.G. - *Implementation of Kalman and adaptive Kalman filtering algorithm for digital distance protection and vector/signal processor.* -- IEEE Transac. on Power Delivery, Vol. 4, No.1, Jan. 1989, pp. 141-156.
- [52] METELLO, E.; SILVA, K.M. e – *Comparação entre TWD e TWDR aplicadas a localização de faltas por ondas viajantes* – Em: *SBSE: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* – Goiânia/GO, maio 2012.
- [53] FUNMILAYO, H.B.; SILVA, J.A.; BUTLER-PURRY, K. L. – *Overcurrent Protection for the IEEE 34-node Radial Test Feeder* - IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 2, april 2012.
- [54] CHENEY, R.M.; THORNE, J.T. (Alabama Power Co. Greg Hataway) – *Distribution Single-Phase Tripping and Reclosing: Overcoming Obstacles With Programmable Recloser Controls* -- Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.,2008.
- [55] JAMALI, S.; SHATERI H. – *Optimal application of reclosers and sectionalisers to reduce non-distributed energy in distribution networks.* – In: *18<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution*, Turin, 6-9 June 2005.
- [56] KIM, M-H.; LIM, S-H.; KIM, J-C – *Improvement of Recloser-Fuse Operations and Coordination in a Power Distribution System With SFCL* -- IEEE Transactions on Applied Superconductivity, VOL. 21, NO. 3, JUNE 2011, pp. 2209-2212.
- [57] MEDEIROS JUNIOR, W.J.; NERYS, J.W.L. – *Recloser modernization using digital signal processors.* – IEEE, 2004, pp. 1513-1517.
- [58] DUQUE, Carlos A.; OLIVEIRA, C.E.F. de; RAMOS, F.R.; AMARAL, M.B.do; BARBOSA, P.G. – *Automation system for conventional electromechanical reclosers.* – IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America, 2004, pp. 201-205.
- [59] PETIT, A.; St-JEAN, G.; FECTEAU, G. – *Empirical model of a current-limiting fuse using EMTF.* -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989, pp. 335-341.
- [60] KOJOVIC, Lj.; HASSLER, S. – *Application of current limiting fuses in distribution systems for improved power quality and protection* -- IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997, pp. 791- 800.
- [61] IEEE WG C-7 – *Emtp applications to power systems protection.* 2001.
- [62] McLAREN, P.G.; BENMOUYAL, G.; CHANO, S.; GIRGIS, A.; HENVILLE, C.; KEZUNOVIC, M., KOJOVIC, L.; MARTTILA, R.; MEISINGER, M.; MICHEL G.; SACHDEV, M.S.; SKENDZIC, V.; SIDHU, T.S.; TZIOUVARAS, D. – *Software models for relays* - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 238-245.
- [63] IEC 60044-6 Ed. 1.

- [64] IEEE WG B5.17 – *Relay Software Models for Use with Electromagnetic Transient Analysis Programs*. 2006.
- [65] KINDERMANN, Geraldo – *Curto-Circuito*. 5ª ed. -- Florianópolis : UFSC – EEL – LABPLAN, 2010.
- [66] Disponível em: <http://www.delmar.com.br/catalogos.asp> - Elos Fusíveis - pesquisa em 15 de janeiro de 2012 as 13:50h.
- [67] ALMEIDA, Marcos A. Dias de – *Proteção de Sistemas Elétricos* – curso de Graduação em Engenharia Elétrica -- Natal: UFRN, 2000.
- [68] ELETROBRÁS – *Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição* – Coleção Distribuição de Energia Elétrica. v.2 -- Rio de Janeiro: Campus : ELETROBRÁS, 1982.
- [69] GERS, J.M.; HOLMES, E. J. – *Protection of Electricity Distribution Networks*. 2 ed. - - Londres: The Institution of Electrical Engineers, 2004.
- [70] KINDERMANN, Geraldo – *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* – 2 ed. – Santa Catarina: Edição do Autor, 2005.
- [71] PONCELET, R. – *The use of Digital Computers for Network Protection*. CIGRÉ, (32-08), August 1972.
- [72] PHADKE, A.G.; THORP, J.S. – *Computer Relaying for Power Systems*. Research Studies Press LTd., 1988.
- [73] SILVA, Kleber Melo e – *Avaliação da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão a Partir de Simulações de Transitórios Eletromagnéticos*. -- Campina Grande: UFCG, 2006.
- [74] LEONARDI, Fabrizio; MAYA, Paulo Alvaro – *Controle Essencial* -- São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2011.
- [75] OGATA, Katsuhiko – *Engenharia de Controle Moderno*, 5ª Ed. -- São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.
- [76] THEDE, L. – *Practical analog and digital filter design* – Artch House, Inc., 2004
- [77] JOHNS, A.T.; SALMAN, S.K. – *Digital Protection for Power Systems*. Peter Peregrinus Ltd., Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 1995.
- [78] MUNHOZ, C.D. – *Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Software ATP* -- Brasília, Fevereiro 2011.
- [79] HART, R.D.G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R.A. – *Modified Cosine Filters*. 6,154,687, 28, Novembro 2000.

- [80] CORAZZA, Guilherme Albino Pagnussatt – *Uso do Software CAPE na Avaliação da Proteção de Sobrecorrente de Sistemas Elétricos de Potência*. (Trabalho de Graduação) -- Brasília: UnB, 2011.
- [81] Norma Brasileira, NBR 6856 da ABNT – Transformador de Corrente – Especificações – abril/1992.
- [82] HOROWITZ, S. H.; PHADKE, G. A. - *Power System Relaying*. 3<sup>a</sup>. ed. -- Wiley, 2008.
- [83] Norma Nacional Americana ANSI C37.60 - *IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for AC Systems*,1981.
- [84] NTD-RE-002 – Norma Técnica de Distribuição. Centrais Elétricas Matogrossense – Rede Cemat, 2008.
- [85] Norma Nacional Americana ANSI C37.63 - *IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad-Mounted, Dry-Vault, and Submersible Automatic Line Sectionalizes for AC Systems*, 1983.
- [86] NTD-RE-022 – Ajustes, Aplicação e Coordenação de Equipamentos de Proteção de Sobrecorrentes da Distribuição. - Centrais Elétricas Matogrossense – Rede Cemat, 2005.
- [87] CANADIAN/AMERICAN EMTP USER GROUP (2001). *Alternative Transients Program (ATP) Rule Book*, Portland, OR.
- [88] NAKAGOMI, Renato Mikio; SENGGER, Eduardo Sergio; MASSANERO JUNIOR, Giovanni; PELLINNI, Eduardo Lorenzetti; REIS FILHO, Francisco Antonio – *Desenvolvimento e Implementação do Dispositivo de Proteção no ATP. Em: VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle – Rio de Janeiro: EPUSP – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2005.*
- [89] LIMA, Antonio Carlos S.; PEREIRA, Marco Polo; HEVIA, Orlando – *Cálculo de Parâmetros de Linhas de Transmissão – FURNAS Centrais Elétricas/Universidad Tecnológica Nacional/Facultad Regional de Santa Fé -- Rio de Janeiro: FURNAS.*
- [90] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa ANEEL nº 469, de 13 de dezembro de 2011.
- [91] PERES, S.G.A. - *Modeling Relays for Power Systems Studies*. Tese (Doutorado) – University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, 2006.
- [92] Norma Brasileira NBR 8124 da ABNT – Chave Fusível de Distribuição – Padronização.
- [93] PHADKE, A.G.; THORP, J.S. – *Computer Relaying for Power Systems*, 2nd ed.-- Research Studies Press Limited and John Wiley & Sons, Ltd. England, 2009.

[94] ESPINOZA, R.G.F. - *Análise de Proteção de Linhas de Transmissão Através de Relés Numéricos e Uso de Modelos Externos no ATP*. (Tese de Doutorado) – São Paulo: Universidade Estadual Paulista, 2011.