

**Universidade de São Paulo – USP
Escola de Engenharia de São Carlos – EESC
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação**

DANILO LUIZ ALVES NEGRÃO

**METODOLOGIA AUTOMÁTICA PARA
A REALIZAÇÃO DA COORDENAÇÃO
E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE EM SISTEMAS
ELÉTRICOS INDUSTRIAIS**

**São Carlos
2012**

DANILO LUIZ ALVES NEGRÃO

**METODOLOGIA AUTOMÁTICA PARA
A REALIZAÇÃO DA COORDENAÇÃO
E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE EM SISTEMAS
ELÉTRICOS INDUSTRIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

N385m Negrão, Danilo Luiz Alves
 Metodologia Automática para a Realização da
Coordenação e Seletividade da Proteção de Sobrecorrente
em Sistemas Elétricos Industriais / Danilo Luiz Alves
Negrão; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior.
São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2012.

1. Proteção. 2. Coordenação. 3. Automática. 4.
Sobrecorrente. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Danilo Luiz Alves Negrão

Título: “Metodologia Automática para a Realização da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais”

*Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 23/11/2012,*

com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Jr. (Orientador)
SEL/EESC/USP*

*Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada
SEL/EESC/USP*

*M.Sc. Gerson Bessa Gibelli
SEL/EESC/USP*

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel**

RESUMO

Negrão, D. L. A. Metodologia Automática para a Realização da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais. 2012. 126p. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta uma metodologia computacional que propõe o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de obter os ajustes dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instalados em um sistema elétrico industrial radial, de modo que o arranjo de proteção obtido seja coordenado e seletivo. A programação foi feita em C++ orientada a objeto, com blocos de funções otimizados e um ambiente gráfico para a análise de curvas de atuação de dispositivos de proteção e curvas de cargas de equipamentos.

A metodologia se baseia na utilização de três dispositivos de proteção (relés de sobrecorrente, disjuntores de baixa tensão e fusíveis) e contempla os equipamentos mais comuns em sistemas de distribuição industriais, ou seja, motores de indução, transformadores de dois enrolamentos, cabos, cargas estáticas e a subestação. Na categoria de cargas estáticas se encaixam quaisquer outras cargas que não sejam motores.

O programa foi desenvolvido em ambiente C++, através da IDE - *Integrated Development Environment* (Ambiente de Desenvolvimento Integrado) *Code::Blocks* (*Code::Blocks*, 2011). Como a programação foi feita em blocos de funções, obtém-se muita liberdade para uma futura inserção de novas funções.

Palavras-Chave: proteção, coordenação, automática, sobrecorrente.

ABSTRACT

Negrão, D. L. A. *Automated Methodology for the Coordination and Selectivity of Overcurrent Protection in Industrial Electrical Systems*. 2012. 126p. Graduation work - Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2012.

This graduation work presents a computational methodology that proposes the development of a tool that can automatically calculate the settings of overcurrent protection devices installed in an industrial radial electric system, so that the arrangement of protection obtained is coordinated and selective. The programming was written in C++ object-oriented, with optimized blocks of functions and a graphical environment for analyzing the time-overcurrent curves of protective devices and equipment load curves.

The methodology is based on the use of three protection devices (overcurrent relays, low voltage circuit breakers and fuses) and includes the most common equipment in industrial distribution systems, i.e., induction motors, two-winding transformers, cables, static loads and utility substation. Static loads comprise the types of loads other than motors.

The program was developed in C++ environment, through the IDE (Integrated Development Environment) *Code :: Blocks* (*Code::Blocks*, 2011). Since the program was structured in function blocks, the future insertion of new functions becomes an easy task.

Keywords: protection, coordination, automatic, overcurrent.

SUMÁRIO

RESUMO	V
ABSTRACT.....	VII
SUMÁRIO	IX
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABELAS.....	XVII
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	XIX
1 INTRODUÇÃO	21
1.1 COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	21
1.2 CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS	22
1.3 OBJETIVOS	22
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
3 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS.....	29
3.1 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	29
3.1.1 RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE.....	29
3.1.2 DISJUNTORES DE BAIXA TENSÃO	33
3.1.2.1 Proteção de tempo longo.....	33
3.1.2.2 Proteção de tempo curto	34
3.1.2.3 Proteção instantânea	34
3.1.2.4 Proteção de terra	34
3.1.3 FUSÍVEIS	35

3.2 EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS	37
3.2.1 MOTORES DE INDUÇÃO	37
3.2.2 TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS	41
3.2.3 CABOS.....	46
4 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	49
4.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....	49
4.2 CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	50
5 METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE.....	51
5.1 DADOS DE ENTRADA	51
5.1.1 DADOS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	51
5.1.1.1 Fusíveis	52
5.1.1.2 Disjuntores de baixa tensão	52
5.1.1.3 Relé de sobrecorrente	53
5.1.2 DADOS DE EQUIPAMENTOS	54
5.1.2.1 Cabos	54
5.1.2.2 Motores	55
5.1.2.3 Transformadores	55
5.1.2.4 Cargas estáticas	56
5.1.3 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	58
5.2 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE MOTORES.....	59
5.2.1 TRATAMENTO INICIAL DOS DADOS DOS MOTORES.....	59
5.2.2 PROTEÇÃO TEMPORIZADA UTILIZANDO RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE 51.....	59

5.2.3	PROTEÇÃO TEMPORIZADA UTILIZANDO DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO	61
5.2.4	PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE 50	62
5.2.5	PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO	62
5.2.6	PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO FUSÍVEL.....	63
5.2.7	METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE TERRA DE MOTORES.....	64
5.2.7.1	Proteção fase-terra realizada por relé digital.....	64
5.2.7.2	Proteção fase-terra realizada por DBT	64
5.3	METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES.....	64
5.3.1	TRATAMENTO DOS DADOS DO TRANSFORMADOR	65
5.3.2	PROTEÇÃO DO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR	65
5.3.2.1	Obtenção dos pontos de referência da proteção.....	65
5.3.2.2	Proteção utilizando relé digital de sobrecorrente.....	70
5.3.2.3	Proteção utilizando disjuntor de baixa tensão	72
5.3.3	PROTEÇÃO DO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR	75
5.3.3.1	Obtenção dos pontos de referência de proteção	75
5.3.3.2	Proteção utilizando relé digital de sobrecorrente.....	75
5.3.3.3	Proteção utilizando fusível	76
5.4	METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE CABOS E SUBESTAÇÃO	79
5.4.1	PONTOS DE REFERÊNCIA DA PROTEÇÃO.....	79
5.4.2	PROTEÇÃO VIA RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE.....	79
5.4.3	PROTEÇÃO VIA DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO	80
5.4.4	PROTEÇÃO VIA FUSÍVEL	80
5.5	METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO	81

5.5.1	CAMINHOS DE COORDENAÇÃO	82
5.5.2	DINÂMICA DA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DA PROTEÇÃO	85
5.5.2.1	Inicialização do programa.....	85
5.5.2.2	Dados dos equipamentos.....	86
5.5.2.3	Dados dos dispositivos de proteção.....	86
5.5.2.4	Dados das correntes de curto-circuito	86
5.5.2.5	Montagem do sistema.....	86
5.5.2.6	Proteção das cargas.....	87
5.5.2.7	Coordenação automática da proteção.....	87
5.6	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	90
5.6.1	DADOS DOS EQUIPAMENTOS.....	91
5.6.2	DADOS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	92
5.6.3	DADOS DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	94
5.6.4	MONTAGEM DO SISTEMA.....	95
5.6.5	PROTEÇÃO DE CARGAS.....	96
5.6.6	COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DA PROTEÇÃO	105
5.6.7	DESEMPENHO COMPUTACIONAL	122
6	CONCLUSÕES.....	123
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125

Lista de Figuras

Figura 3.1 - Exemplo de curva de atuação de um relé digital de sobrecorrente.....	32
Figura 3.2 - Exemplo de curva de atuação de fase do disjuntor com suas variáveis de ajuste.....	35
Figura 3.3 - Exemplo de curvas de atuação de fusíveis	37
Figura 3.4 - Ajustes da proteção (de fase) do motor utilizando relé de sobrecorrente 50/51.....	40
Figura 3.5 - Exemplo de curva característica de transformador.....	44
Figura 3.6 - Curva característica de limite térmico de um cabo de cobre.	47
Figura 5.1 - Exemplo de barras principais e não-principais.....	66
Figura 5.2 - Exemplo de pontos de referência utilizando motores.....	69
Figura 5.3 - Exemplo de pontos de referência utilizando os dispositivos de proteção.....	69
Figura 5.4 - Fluxograma do funcionamento da proteção de fase do secundário de transformadores. ..	74
Figura 5.5 - Fluxograma do funcionamento da proteção de fase do primário de transformadores.....	78
Figura 5.6 - Exemplo de um diagrama unifilar de um sistema elétrico.....	82
Figura 5.7 - Exemplo de sistema simplificado para aplicação da metodologia.....	88
Figura 5.8 - Fluxograma da metodologia de coordenação automática da proteção.	90
Figura 5.9 - Proteção do motor 1 utilizando DBT 1 (vale também para motor 2 com DBT 2).	97
Figura 5.10 - Proteção do motor 3 utilizando o relé 11 e o fusível de 200A.....	98
Figura 5.11 - Proteção do motor 4 utilizando o relé 12 e o fusível de 100A.....	98
Figura 5.12 - Proteção do motor 5 com o relé 14 e o fusível de 150A.....	99
Figura 5.13 - Proteção do motor 6 com o relé 15 e o fusível de 100A.....	99
Figura 5.14 - Proteção do motor 7 com o DBT 3.....	100
Figura 5.15 - Proteção do motor 8 com o DBT 4.....	100
Figura 5.16 - Ajuste da proteção de terra do Motor 1.	101
Figura 5.17 - Ajuste da proteção de terra do Motor 2.	102

Figura 5.18 - Ajuste da proteção de terra do Motor 3.	102
Figura 5.19 - Ajuste da proteção de terra do Motor 4.	103
Figura 5.20 - Ajuste da proteção de terra do Motor 5.	103
Figura 5.21 - Ajuste da proteção de terra do Motor 6.	104
Figura 5.22 - Ajuste da proteção de terra do Motor 7.	104
Figura 5.23 - Ajuste da proteção de terra do Motor 8.	105
Figura 5.24 - Proteção do transformador 2 coordenada com os dispositivos da barra 4 (motor 1).....	106
Figura 5.25 - Proteção do transformador 3 coordenada com os dispositivos da barra 5 (motor 2).....	107
Figura 5.26 - Proteção do cabo 1 coordenada com os dispositivos da barra 3 (mostrando relé 8).....	108
Figura 5.27 - Proteção do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (motor 3).....	109
Figura 5.28 - Proteção do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mostrando motor 4).	109
Figura 5.29 - Proteção do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (motor 5).....	110
Figura 5.30 - Proteção do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (motor 6).....	111
Figura 5.31 - Proteção do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (motor 7).....	112
Figura 5.32 - Proteção do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (motor 8).....	112
Figura 5.33 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 4).....	113
Figura 5.34 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 5).....	114
Figura 5.35 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 7).....	114
Figura 5.36 - Ajustes do relé da subestação.	115
Figura 5.37 - Proteção de terra do secundário do transformador 2 coordenada com os dispositivos da barra 4 (DBT 1)	117
Figura 5.38 - Proteção de terra do secundário do transformador 3 coordenada com os dispositivos da barra 5 (DBT 2)	118
Figura 5.39 - Proteção de terra do secundário do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mostrando relé 11).....	118

Figura 5.40 - Proteção de terra do secundário do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (mostrando relé 14).....	119
Figura 5.41 - Proteção de terra do secundário do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (mostrando disjuntor 3)	119
Figura 5.42 - Proteção de terra do secundário do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (mostrando disjuntor 4)	120
Figura 5.43 - Proteção de terra do cabo 1 coordenada com os dispositivos da barra 3 (mostrando relé 8).....	120
Figura 5.44 - Proteção de terra do primário do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mesmos ajustes para o primário dos transformadores 5 e 6).....	121
Figura 5.45 - Proteção de terra do secundário do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 4).....	121
Figura 5.46 - Proteção de terra da subestação coordenada com o primário do transformador 1.....	122

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Parâmetros K ₁ , K ₂ e K ₃ para as curvas inversas padrão ANSI	31
Tabela 3.2 - Parâmetros K ₁ , K ₂ e K ₃ para as curvas inversas padrão IEC.....	32
Tabela 3.3 - Categorias dos transformadores de acordo a potência (IEEE Std. C57.12.00, 2006)..	41
Tabela 3.4 - Curva ANSI para transformadores.....	42
Tabela 3.5 - Limite mecânico para transformadores.....	43
Tabela 3.6 - Valores de T1 e T2 para condutores de cobre e alumínio.....	47
Tabela 4.1 - Intervalos de coordenação de acordo com o dispositivo a jusante.....	50
Tabela 5.1 - Matriz de barras do Exemplo da Figura 5.6.....	84
Tabela 5.2 - Matriz de caminhos de coordenação para o sistema elétrico da Figura 5.6.....	84
Tabela 5.3 - Sequência de ajustes realizados para o sistema da Figura 7.9.....	89
Tabela 5.4 - Dados do Motores.....	91
Tabela 5.5 - Dados dos Transformadores.....	91
Tabela 5.6 - Dados do Cabo.....	91
Tabela 5.7 - Dados do Cabo (continuação).....	92
Tabela 5.8 - Correntes nominais e de partida dos motores.....	92
Tabela 5.9 - Correntes nominais e de magnetização dos transformadores.....	92
Tabela 5.10 - Dados de identificação dos fusíveis.....	93
Tabela 5.11 - Pontos de corrente versus tempo para os fusíveis.....	93
Tabela 5.12 - Dados de identificação dos disjuntores de baixa tensão.....	93
Tabela 5.13 - Características dos disjuntores.....	93
Tabela 5.14 - Dados dos relés de sobrecorrentes.....	94
Tabela 5.15 - Dados dos relés de sobrecorrente (continuação).....	94
Tabela 5.16 - Correntes de curto-circuito sobre os equipamentos do sistema em análise.....	95
Tabela 5.17 - Matriz de barras do sistema da Figura 5.7.....	96

Tabela 5.18 - Matriz de caminhos de coordenação do sistema da Figura 5.7.....	96
Tabela 5.19 - Ajustes dos relés dos motores de média tensão.	97
Tabela 5.20 - Ajustes dos disjuntores dos motores de baixa tensão.....	97
Tabela 5.21 - Ajustes dos disjuntores dos transformadores.	115
Tabela 5.22 - Ajustes dos relés de transformadores, cabos e subestação.....	116

Lista de Abreviaturas e Símbolos

50 – Relé de sobrecorrente instantâneo.

51 – Relé de sobrecorrente temporizado.

ANSI – *American National Standards Institute*.

AT – Atraso de tempo na unidade fase-terra do disjuntor.

ATC – Atraso de Tempo Curto do disjuntor.

ATL – Atraso de Tempo Longo do disjuntor.

DBT – Disjuntor de Baixa Tensão.

FS – Fator de Serviço do motor.

IEC – *International Electrotechnical Commission*.

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

I_C – Corrente de ajuste da unidade de tempo curto do disjuntor.

I_{cc} – Corrente de curto-circuito.

ID – Identificação.

I_{inst} – Corrente de ajuste da unidade instantânea do disjuntor.

I_L – Corrente de ajuste da unidade de tempo longo do disjuntor.

I_N – Corrente nominal do equipamento ou dispositivo de proteção.

I_P – Corrente de partida do motor.

I_{SH} – Corrente de magnetização do transformador.

I_{terra} – Corrente de ajuste da unidade de proteção fase-terra do disjuntor.

I_{T_inst} – Corrente de ajuste da unidade instantânea do relé.

I_{T_long} – Corrente de ajuste da unidade de tempo longo do relé.

I_{up} – Corrente de pick-up do relé de sobrecorrente.

K_1, K_2, K_3 – Constantes de declividade da curva.

M – Múltiplo da corrente de ajuste.

M_{inst} – Multiplicador de corrente instantânea do disjuntor.

M_{IP} – Múltiplo da corrente de nominal do motor para o cálculo da corrente de partida.

M_{SH} – Múltiplo da corrente nominal do transformador para a corrente de magnetização.

MT – Multiplicador da corrente de disparo da unidade de proteção fase-terra do disjuntor.

MTC – Multiplicador de tempo curto do disjuntor.

MTL – Multiplicador de tempo longo do disjuntor.

P_N – Potência nominal do equipamento em VA.

$T_{aceleração}$ – Tempo de aceleração do motor.

TC – Transformador de Corrente.

TC_{Prim_fase} – Corrente no primário de fase do TC.

TC_{Prim_terra} – Corrente no primário de terra do TC.

TC_{Sec} – Corrente no secundário do TC.

TDS – Multiplicador do ajuste de tempo do relé.

TL – Tempo mínimo de caracterização da unidade de tempo longo do disjuntor.

T_{op} – Tempo de atuação do relé.

TP – Transformador de Potencial.

$TRAFO$ – Transformador.

T_{rot_bloq} – Tempo de rotor bloqueado.

T_{up} – Tempo de atuação da corrente de pick-up.

V – Tensão de linha nominal do equipamento em Volts.

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica estão sujeitos a perturbações e anomalias devido a erros de manobras, erros técnicos, faltas por deterioramento de equipamentos e também por fatores ambientais, como é o caso de locais com condições de trabalho não favoráveis e os sujeitos a descargas elétricas.

Para otimizar o funcionamento de um sistema de potência, é necessária a elaboração de planos de geração, assim como a apropriada interconexão de sistemas, tendo sempre como suporte a utilização de um conjunto de proteções adequado.

Um sistema de proteção eficaz deve providenciar, da melhor maneira possível, a continuidade da alimentação dos usuários assim como proteger a integridade dos equipamentos do sistema elétrico. Para realizar essa tarefa, a proteção deve tanto alertar o operador da existência de falhas em caso de perigo não imediato, como interromper a operação de determinado equipamento do sistema caso este esteja comprometido ou caso o problema afete toda a rede.

1.1 COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Um sistema elétrico deve ser equipado com dispositivos de proteção devidamente posicionados e dimensionados para uma proteção efetiva contra qualquer situação anormal. A rede elétrica possui vários dispositivos distintos de proteção e estes devem estar relacionados uns com os outros, de modo que uma falha no sistema possa ser isolada sem que as outras partes sejam afetadas, ou seja, os dispositivos de proteção devem ser coordenados para uma operação seletiva. Portanto, a finalidade da coordenação dos dispositivos de proteção é (Caminha, 1977):

- Minimizar a área do sistema afetada pela falha, evitando a propagação das consequências;
- Realizar o isolamento da falha no mais curto tempo possível, visando redução dos danos.

Para iniciar a coordenação, são necessários os dados da operação, de defeito e de condições específicas (corrente de partida dos motores, por exemplo) dos equipamentos do sistema elétrico. Estes são os dados de entrada para métodos de dimensionamento e seleção dos ajustes dos dispositivos de proteção.

Diz-se que dois dispositivos estão coordenados se seus ajustes permitem que o que se situa mais perto da fonte possa eliminar a falta caso o dispositivo que estiver mais próximo da

falta falhe na atuação. É chamado de tempo ou degrau de coordenação o intervalo entre a falha de um dispositivo até a atuação do que está em sua retaguarda.

Deve-se ter em mente que a coordenação deve visar a melhor relação entre fatores de segurança, custo, previsão de expansão do sistema, flexibilidade, dentre outros.

1.2 CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS

O custo do sistema de proteção determina o grau de proteção destinada a ele. Muitos equipamentos podem ser adicionados de modo a tornar o sistema mais confiável, seletivo e preciso, mas aumentam consideravelmente o custo do projeto. Por outro lado, instalando a proteção em seu quesito mínimo pode levar a um funcionamento insatisfatório, o que resultará em altos custos por paralisações. Outro fator importante é que quanto mais a falha se propagar, mais equipamentos serão comprometidos, de modo que uma das filosofias principais, que é a da manutenção da integridade dos equipamentos, será desrespeitada.

Portanto, um projeto que isole a falha com o mínimo de consequências para o sistema elétrico se torna mais confiável, justificando os custos de implantação, tanto localmente quanto em relação ao sistema como um todo.

1.3 OBJETIVOS

Visando uma rápida e precisa determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente instalados em sistemas industriais, este trabalho tem como objetivo principal introduzir uma metodologia computacional capaz de analisar os dados de entrada fornecidos pelo usuário e informar, dentro de certos critérios, os parâmetros para uma correta e ágil coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente.

Como objetivos deste trabalho podem-se citar:

- Coordenação automática dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instalados em sistemas industriais sem geradores;
- Agilidade na análise do sistema para sua coordenação e seletividade, sendo uma ferramenta muito útil para o engenheiro, facilitando seu trabalho;
- Precisão e flexibilidade no estudo do sistema, devido aos métodos utilizados, tanto os gráficos quanto os numéricos. A introdução de curvas interpoladas e soluções gráficas fornecem ao engenheiro um instrumental que permite verificar o estado da proteção de determinado equipamento em diversas situações.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O processo de determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente demanda vários cálculos, sendo uma tarefa complicada de realizar sem o auxílio de ferramentas computacionais. Com isso em mente, existem diversas abordagens na literatura que visam aumentar a agilidade e a precisão nos estudos referentes a coordenação da proteção e seletividade. As abordagens podem ser divididas em dois grupos (Flores e Pereira, 1995). Um deles preza a modelagem computacional das curvas de atuação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, ganhando-se muito em agilidade, já que antigamente este tipo de estudo era feito manualmente em papel. No segundo tipo de abordagem, as metodologias visam o desenvolvimento de algoritmos para automatizar o processo de definição dos ajustes dos dispositivos, ganhando em velocidade e precisão.

Dentro do exposto, procura-se neste capítulo discutir as principais metodologias computacionais encontradas na literatura que tratam o tema “Coordenação dos Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente”.

O primeiro trabalho que se tem destaque está descrito em Albrecht et al. (1964), em que se desenvolveu um programa para a verificação da coordenação e seletividade entre relés direcionais e de sobrecorrente, fusíveis e religadores, com base na proteção contra curtos-circuitos entre fases. O programa analisa um determinado sistema elétrico informado, calcula os ajustes necessários para a coordenação entre os dispositivos e verifica os tempos de atuação entre eles para diferentes valores de corrente de falta. O programa permite também a seleção do relé mais adequado para a proteção de determinado circuito de acordo com sua curva de atuação. O usuário pode fixar o ajuste de determinado dispositivo e solicitar a coordenação com os demais ou ainda deixar que o programa determine os ajustes automaticamente.

Ainda de acordo com Albrecht et al. (1964), a ideia da coordenação proposta é, identificada a proteção retaguarda, analisar quais são os dispositivos de proteção primária por meio da análise do circuito e do sentido da corrente de falta. Para tal, deve-se fornecer o tipo do dispositivo de proteção (relé, fusível ou religador) e a sua localização. Uma vez identificadas as proteções primária e de retaguarda, a metodologia proposta pelos autores determina vários tempos de atuação em função das correntes de curto-circuito. São então adicionados a estes tempos os intervalos de coordenação e o programa identifica o fator multiplicador de tempo para os dispositivos de proteção retaguarda de modo a satisfazer os critérios de coordenação. O ajuste que atender os critérios de proteção no menor tempo é selecionado.

Visando o estudo da coordenação e seletividade de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais, Brown e Parker (1988) desenvolveram bancos de dados que armazenam as

características dos dispositivos de proteção (pontos de suas curvas de atuação) e também desenvolveram rotinas de manipulação desses dados. Com isso em mãos, o usuário pode facilmente selecionar e testar curvas de diversos dispositivos, verificando as que melhor satisfazem as suas necessidades, além de poder manipular ajustes de corrente e tempo de relés. O programa calcula pontos de coordenação e os indica ao usuário. Com estes pontos como referência, o usuário pode selecionar a curva de atuação mais adequada, segundo os critérios de coordenação estabelecidos. Portanto esta metodologia não realiza uma coordenação automática, porém fornece todas as ferramentas necessárias para que o engenheiro a realize de forma rápida e prática.

Em Flores e Pereira (1995), os autores desenvolveram um programa interativo que permite calcular os ajustes instantâneos e temporizados dos relés de sobrecorrente em sistemas elétricos. No trabalho considera-se a modelagem das curvas de atuação de relés não padronizadas, fazendo aproximações por polinômios de terceira ordem. Por meio de menus e janelas, o programa permite que o usuário selecione diversas funções, tais como calcular a relação do transformador de corrente (TC), realizar a modelagem gráfica das curvas de atuação dos relés, calcular os ajustes de corrente e tempo dos relés e realizar a verificação da sensibilidade dos mesmos para os níveis de curto-circuito informados. O programa não realiza a coordenação de todos os dispositivos ao mesmo tempo, sendo necessário que o usuário configure os ajustes de cada relé separadamente.

Em Yinhong et. al. (2001), os autores desenvolveram uma ferramenta capaz da realização da coordenação automática dos dispositivos de proteção de sobrecorrente. O programa é composto por cinco módulos:

- Módulo da coordenação dos relés;
- Módulo de cálculo das correntes de curto-circuito;
- Módulo de gerenciamento de funções gráficas;
- Módulo de gerenciamento de dados;
- Módulo de funções adicionais.

No primeiro módulo encontram-se algoritmos que identificam quais dispositivos devem ser coordenados e funções para realizar automaticamente esta coordenação entre os dispositivos de proteção. No segundo módulo, há funções para o cálculo de correntes para os seguintes tipos de curto-circuito: trifásico, bifásico, bifásico-terra e fase-terra. O terceiro módulo permite a elaboração de um diagrama unifilar do sistema elétrico em estudo e a elaboração de coordenogramas. O quarto módulo é composto de bancos de dados com as informações do

sistema em estudo e dos dispositivos de proteção. O último módulo possui funções auxiliares, como de impressão de resultados e conversão de dados do formato original para o utilizado pelo programa. A forma como foi elaborado, com funções integradas, e a capacidade de realizar a coordenação automática entre dispositivos de proteção de sobrecorrente fazem com que esta metodologia seja de grande contribuição para a área de proteção.

No trabalho de Klock Jr. (2002), é tratada a coordenação da proteção de relés direcionais de sobrecorrente de neutro de linhas de transmissão de energia elétrica. A metodologia propõe a coordenação e seletividade apenas entre um par de relés de proteção primária/retaguarda definidos pelo usuário e não para o sistema inteiro. O programa possui uma rotina interna para o cálculo dos ajustes de corrente e tempo do relé de retaguarda, sendo que o usuário pode alterar os ajustes determinados automaticamente pelo programa, caso julgue necessário. Nesse programa computacional também existe um módulo de funções que calcula as correntes de curto-circuito, e fornece diretamente qual o valor dela que circula por cada relé para diferentes tipos de faltas determinadas pelo usuário. A metodologia prioriza a interação do engenheiro com o programa, sendo uma ferramenta de apoio nos estudos de coordenação da proteção e seletividade.

Em Comassetto et. al. (2008), os autores desenvolveram uma ferramenta denominada Análise de Sistema de Proteção (ASP) para a determinação dos ajustes da proteção coordenada em sistemas de distribuição de energia elétrica. Os autores se basearam no desenvolvimento de um cálculo de fluxo de carga do sistema de distribuição em condições de máximo carregamento, para assim determinar os valores mínimos dos fusíveis e ajustes dos relés e religadores. Uma vez que o programa possui valores tabelados de informações de seletividade entre fusíveis, são selecionados os fusíveis no trecho em análise de modo que eles sejam seletivos e que possuam uma corrente nominal acima do valor máximo calculado pelo programa de fluxo de carga. Neste ponto parte-se para o ajuste dos relés e religadores. Por meio de um processo iterativo, uma vez determinada a mínima corrente de ajuste (valor inicial), varia-se o ajuste de tempo e depois o da corrente até que o intervalo de coordenação seja respeitado e a seletividade seja garantida. O processo se repete para todos os trechos do sistema. A metodologia ainda prevê que, após o processo, pode haver vários fusíveis em série de modo que a seletividade não seja respeitada. Em casos como esse, foi desenvolvido um algoritmo de otimização que se baseia na minimização da potência não suprida devido a atuação do dispositivo de proteção. O algoritmo determina quais dispositivos de proteção devem ser removidos ou realocados de modo a haver coordenação em todos os trechos do sistema.

No trabalho de Soares (2009), propõe-se uma metodologia computacional que realiza a coordenação automática de dispositivos de proteção contra sobrecorrente, realizando um estudo

dos requisitos de proteção de sobrecorrente dos equipamentos empregados em sistemas elétricos industriais, como motor, cabo e transformador, além dos dispositivos de proteção mais utilizados, fusível, disjuntor de baixa tensão e relés digitais de sobrecorrente. A metodologia é utilizada tanto para proteção individual contra sobrecorrente quanto para a coordenação dos dispositivos de proteção do sistema. Não há a proteção de geradores nem o cálculo das correntes de curto-circuito, sendo estas inseridas no programa via arquivo texto. O programa foi desenvolvido em ambiente MATLAB.

Além destes trabalhos, podem-se citar alguns programas comerciais que realizam o estudo da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção de sobrecorrente. São eles:

- DIGSILENT PowerFactory (DIGSILENT, 2010): desenvolvido pela empresa alemã DIGSILENT GmbH, *Digital Simulation and Electrical Network*. É uma ferramenta matemática com interface gráfica que permite a análise de sistemas elétricos de potência através da montagem de diagramas unifilares. É possível realizar cálculos de fluxo de carga, curto-circuito, distorções harmônicas, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, proteção de sobrecorrente e distância e confiabilidade, generalizado para sistemas mono, bi e trifásicos, corrente contínua até corrente alternada 1 kHz. Este programa não possui rotinas para a realização da coordenação automática dos dispositivos de proteção;
- ASPEN One-Liner (ASPEN, 2010): desenvolvido pela empresa americana ASPEN, *Advanced Systems for Power Engineering, Inc.* Este programa possui basicamente as mesmas funções do DIGSILENT PowerFactory, com adição de uma função de verificação automática da coordenação dos dispositivos de proteção;
- EASYPOWER (EASYPOWER, 2010): desenvolvido pela empresa *ESA Inc.*, este programa, além de realizar as funções dos outros programas citados anteriormente, possui uma ferramenta de coordenação automática de dispositivos de proteção, fornecendo ajustes dos relés de fase e neutro, obedecendo aos intervalos de coordenação fornecidos pelo usuário. Caso não haja coordenação entre dois dispositivos, o programa não soluciona o problema, mas informa ao usuário para que este tome alguma providência. Nos casos em que o relé possui várias curvas de atuação o programa não seleciona automaticamente a mais adequada, e sim cabe ao usuário escolher uma na qual será realizada a coordenação.

Analisando todos os trabalhos até então apresentados, observa-se que vários deles apresentam foco em áreas específicas, como Klock Jr. (2002), que trata as linha de transmissão e Comassetto et. al. (2008), que trata sistemas de distribuição. Visando uma análise mais generalizada, que abrange diversos tipos de sistemas elétricos e dispositivos de proteção, tem-se Flores e Pereira, (1995) , Brown e Parker (1988) e Yinhong et. al. (2001).

3 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS

Este projeto prevê a proteção por sobrecorrente em sistemas de distribuição industriais radiais, contemplando motores de indução, transformadores de dois enrolamentos, cabos e cargas estáticas. A proteção de cargas estáticas será tratada apenas durante a coordenação entre as proteções, pois neste trabalho será considerado que estes equipamentos já possuem uma proteção individual realizada por fusíveis.

Os dispositivos de proteção mais utilizados em instalações elétricas industriais e, portanto, os que serão contemplados neste trabalho, são:

- Relés de sobrecorrente;
- Disjuntores de baixa tensão;
- Fusíveis de baixa ou de alta tensão.

Cada dispositivo possui suas próprias características e utilizações, sendo que estas serão tratadas a seguir.

3.1 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Relés, disjuntores e fusíveis possuem características geralmente descritas por curvas de atuação que relacionam o tempo de atuação pela intensidade da corrente observada. O tempo de atuação é menor com o aumento da corrente, sendo mais bem indicados de acordo com o equipamento a ser protegido. As especificidades destes equipamentos serão tratadas a seguir.

3.1.1 RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE

Relés são dispositivos que monitoram certas grandezas relacionadas a determinados equipamentos. Estas grandezas podem ser corrente, tensão, frequência, dentre outras. Caso haja alguma anormalidade observada, o relé envia um sinal para que um disjuntor realize a manobra desejada para aquela situação, que normalmente é a abertura do circuito e isolamento do equipamento protegido. Podem ser utilizados para a proteção de motores, transformadores e cargas em geral até linhas de transmissão e geradores, sendo que esta proteção pode ser primária ou de retaguarda.

Com os avanços na área de eletrônica digital, os relés digitais vêm gradativamente substituindo os eletromecânicos, tendo como principais vantagens o aumento da confiabilidade, funções de autodiagnóstico e o fato de eles concentrarem funções de vários tipos de relés de proteção em um único equipamento. As principais desvantagens dos relés digitais em relação

aos eletromecânicos são a baixa vida útil (de aproximadamente 15 anos) e o fato de estarem sujeitos às interferências eletromagnéticas.

Para o monitoramento de grandezas pelos relés, são utilizados transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs), que têm a função de reduzir valores de tensão e corrente, respectivamente, para adequá-los aos valores suportáveis pelo relé. O sinal analógico é filtrado (com o objetivo de retirar as componentes harmônicas de alta frequência que viriam a interferir nos resultados) e então amostrado, e o sinal digital resultante é processado.

As principais funções de um relé de sobrecorrente são descritas a seguir (Caminha, 1977; IEEE Std. 242, 2001):

- Sobrecorrente de fase: atua de acordo com as correntes medidas diretamente nas fases (A, B e C), sendo que caso alguma destas correntes exceda o valor ajustado no relé, o mesmo irá atuar. A proteção pode ser de atuação instantânea ou temporizada, sendo estas duas independentes entre si. Ambas são codificadas pelos padrões ANSI (*American National Standards Institute*) de modo que a proteção temporizada de corrente de fase seja representada pelo código ANSI 51 ou simplesmente 51, e a sobrecorrente de fase instantânea pelo código ANSI 50, ou simplesmente 50;
- Sobrecorrente de neutro: atua de acordo com a corrente resultante da soma vetorial das correntes das três fases, possuindo unidades temporizadas (51N) e instantâneas (50N);
- Sobrecorrente de terra: atuação por meio da corrente medida por um TC toroidal que enlaça as três fases. Esta proteção possui atuação temporizada (ANSI 51G) e instantânea (ANSI 50G).

As características temporizadas dos relés de proteção de fase, neutro e terra são descritas por meio de curvas de atuação. Estas podem ser dependentes da corrente, sendo chamadas de tempo dependente ou tempo inverso, ou podem ter o tempo de atuação fixado, possuindo então características a tempo definido. Para esta última, o relé dispara para qualquer corrente acima da especificada (I_{up}) desde que permaneça por um determinado tempo acima do especificado (T_{up}). A função de atuação a tempo definido é utilizada para a proteção fase-terra.

Para as curvas de atuação de tempo inverso, o tempo de atuação é inversamente proporcional à corrente, ou seja, quanto maior a corrente, menor o tempo de atuação do relé.

Existem várias famílias de curvas de atuação, sendo que serão utilizadas neste trabalho as curvas padronizadas pelo instituto ANSI (*American National Standards Institute*) e pelo IEC (*International Electrotechnical Commission*) (IEEE Std. C37.112, 1996).

A equação que descreve o tempo de atuação do relé é definida como:

$$T_{op} = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3-1}} \right) \quad (3.1)$$

Em que:

- T_{op} : Tempo de atuação do relé, em segundos;
- TDS : Multiplicador de tempo do relé;
- M : Múltiplo da corrente de ajuste, sendo este definido como a corrente a que se deseja saber o tempo de operação pela corrente de ajuste de tempo longo do relé (I_{T_Long}) do relé $M = \frac{I}{I_{T_Long}}$;
- K_1 , K_2 e K_3 : Constantes que determinam o tipo (grau de declividade) da curva.

As curvas de atuação de tempo inverso de relés de sobrecorrente do padrão ANSI são definidas na IEEE Std. C37.112 (1996). Há cinco tipos de curva inversa: moderadamente inversa, inversa, muito inversa, extremamente inversa e inversa de tempo curto. Para cada uma destas curvas, os valores das constantes K_1 , K_2 e K_3 variam. Estes valores podem ser vistos na Tabela 3.1. O multiplicador de tempo (TDS) desloca verticalmente a curva de atuação, sendo que, normalmente, este parâmetro varia de 0,5 a 15.

Tabela 3.1 - Parâmetros K_1 , K_2 e K_3 para as curvas inversas padrão ANSI

Curva	K1	K2	K3
Moderadamente Inversa (U1)	0,02260	0,01040	0,0200
Inversa (U2)	0,18000	5,95000	2,0000
Muito Inversa (U3)	0,09630	3,88000	2,0000
Extremamente Inversa (U4)	0,03520	5,67000	2,0000
Inversa de Tempo Curto (U5)	0,00262	0,00342	0,0200

Para as curvas de atuação pelo padrão IEC, os valores K_1 , K_2 e K_3 variam de acordo com a Tabela 3.2. No padrão IEC, o multiplicador de ajuste de tempo do relé (TDS) varia de 0,05 a 1 (IEC 60255-3, 1989; Schweitzer Engineering Laboratories, 2011).

Tabela 3.2 - Parâmetros K_1 , K_2 e K_3 para as curvas inversas padrão IEC.

Curva	K1	K2	K3
Inversa (C1)	0	0,14	0,02
Muito Inversa (C2)	0	13,50	1,00
Extremamente Inversa (C3)	0	80,00	2,00
Inversa de Tempo Longo (C4)	0	120,00	1,00
Inversa de Tempo Curto (C5)	0	0,05	0,04

Para exemplificar uma curva de atuação do relé de sobrecorrente, a Figura 3.1 mostra uma curva padrão ANSI muito inversa. Nela verifica-se a atuação dos ajustes. A corrente de tempo longo I_{T_long} move a curva horizontalmente. O multiplicador de tempo do relé TDS move a curva verticalmente. A alteração dos parâmetros K_1 , K_2 e K_3 mudam a declividade da curva. A corrente de ajuste da unidade instantânea I_{T_inst} descreve a função 50 do relé, de sobrecorrente instantânea, sendo que qualquer valor acima de I_{T_inst} fará o relé atuar instantaneamente. Para o exemplo da Figura 3.1, utilizou-se como referência uma curva padrão ANSI muito inversa, com $TDS = 2,1$; $I_{T_long} = 1A$ e $I_{T_inst} = 30A$ (valores de corrente meramente ilustrativos para este caso).

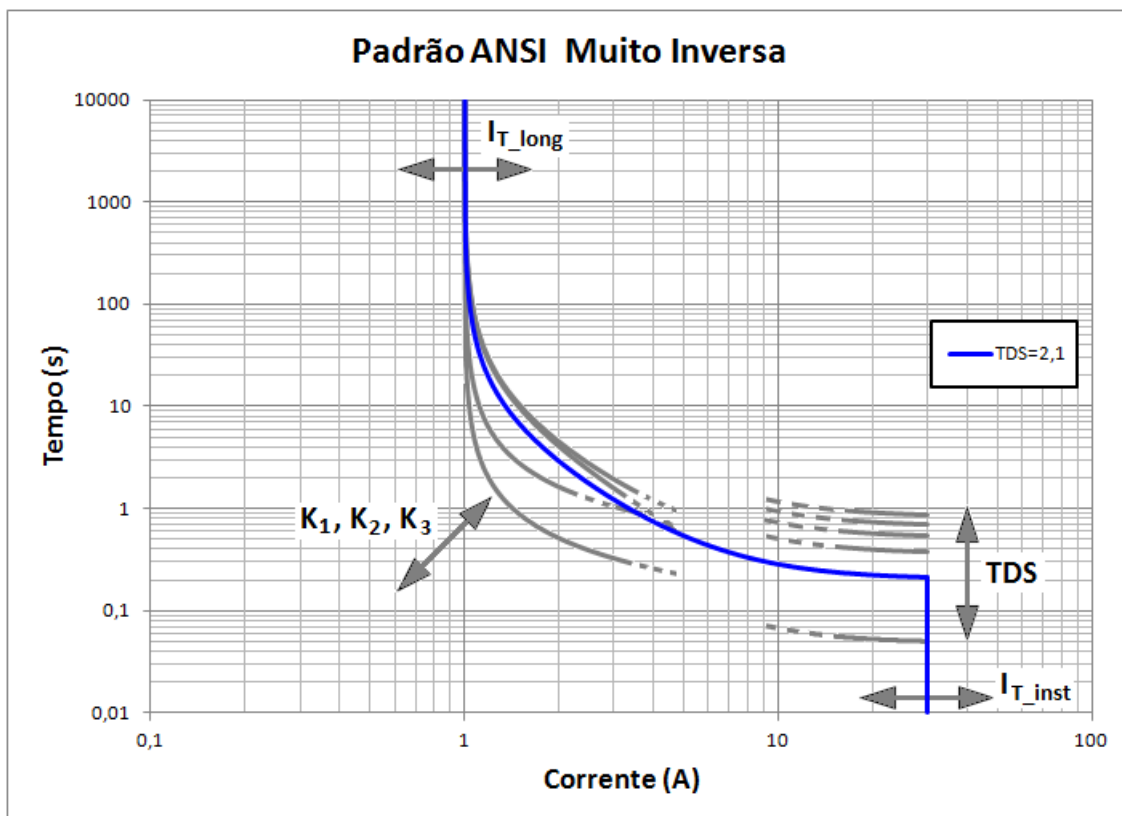


Figura 3.1 - Exemplo de curva de atuação de um relé digital de sobrecorrente

3.1.2 DISJUNTORES DE BAIXA TENSÃO

Disjuntores são dispositivos funcionalmente similares a uma chave, destinados a abrir e fechar circuitos elétricos sob carga. São estes dispositivos que são acionados pelos relés quando estes últimos detectam uma anormalidade no sistema. Uma característica diferenciada dos disjuntores é que eles possuem a capacidade de se rearmar (fechar o circuito para operação normal) após a extinção da falta (IEEE Std. 242, 2001).

Os disjuntores de baixa tensão (DBT) possuem sistemas para atuação automática, ou seja, o sistema de detecção de falta é acoplado ao de abertura/fechamento do circuito. Disjuntores residenciais possuem ajustes fixos, sendo que as curvas de atuação variam apenas com a corrente nominal do dispositivo. Já disjuntores de baixa tensão aplicados a sistemas industriais podem possuir a capacidade de realização de uma série de ajustes que variam suas características de atuação.

Devido a imprecisão inerente ao dispositivo, as curvas de atuação dos disjuntores são representadas por uma faixa de tolerância em torno de um valor médio de corrente. A tolerância admitida para este trabalho foi de $\pm 10\%$, valor este adquirido por observação em catálogos de fabricantes.

Os disjuntores de baixa tensão podem ser divididos entre disjuntores termomagnéticos e disjuntores com disparo eletrônico. Os termomagnéticos são os mais utilizados em redes de baixa tensão, como é o caso da proteção residencial, enquanto os de disparo eletrônico em aplicações industriais. Os disjuntores com disparo eletrônico possuem quatro funções de proteção que podem ser identificadas em sua curva de atuação (IEEE Std. 242, 2001): proteção de tempo longo, de tempo curto, instantânea e proteção de terra.

3.1.2.1 Proteção de tempo longo

Esta é a proteção que trata das sobrecargas, tendo a atuação na ordem de minutos, podendo atingir algumas horas dependendo da intensidade da corrente. Possui uma curva característica do tipo corrente inversa com o tempo de atuação, ou seja, quanto maior a corrente, menor o tempo de atuação. Para o ajuste da unidade de tempo longo do DBT é necessário definir a corrente de tempo longo (I_L) e o atraso de tempo longo (ATL). I_L é descrito como na equação (3.2).

$$I_L = MTL \cdot I_N \quad (3.2)$$

I_L : Corrente de tempo longo, em Ampères.

MTL : Multiplicador de tempo longo.

I_N : Corrente nominal do disjuntor, em Ampères.

Na curva de atuação do disjuntor de baixa tensão, a unidade de tempo longo possui dois traçados distintos como se percebe na Figura 3.2. O primeiro é definido pela corrente de tempo longo em um tempo maior que 1000 segundos até um tempo mínimo estabelecido pelo fabricante, e chamado neste trabalho de TL. O segundo traçado da unidade de tempo longo é indicado por uma reta inclinada, cuja declividade é definida por dois pontos: o primeiro ponto em 1000 segundos com uma corrente de valor igual ao menor ajuste da unidade de tempo longo possível ($Mínimo(MTL) \cdot I_N$); e outro ponto definido pelo atraso de tempo longo (ATL) em uma corrente igual a seis vezes a corrente nominal do disjuntor. Vale lembrar que esta reta inclinada é vinculada a uma escala logarítmica. Este segundo traçado é limitado pela corrente de tempo longo (primeiro traçado) e pela corrente de tempo curto, descrita no tópico seguinte.

3.1.2.2 Proteção de tempo curto

Realiza a proteção para tempos de décimos de segundos até poucos segundos, protegendo o equipamento contra curtos-circuitos. É definida pelo atraso de tempo curto (ATC) e pela corrente de tempo curto, de acordo com a expressão (3.3).

$$I_C = MTC \cdot I_L = MTC \cdot MTL \cdot I_N \quad (3.3)$$

I_C : Corrente de tempo curto

MTC : Multiplicador de tempo curto

O atraso de tempo curto (ATC) é ajustável em um tempo mínimo de até 0,4s.

3.1.2.3 Proteção instantânea

Juntamente com a proteção de tempo curto compõe a proteção de curto-circuito. O ajuste desta unidade é definido pela expressão (3.4).

$$I_{inst} = M_{Inst} \cdot I_N \quad (3.4)$$

I_{inst} : Corrente de tempo instantâneo

M_{Inst} : Multiplicador de corrente instantânea

3.1.2.4 Proteção de terra

É um sistema que identifica e trata faltas fase-terra, extraindo a corrente de sequência zero das fases analisadas e através do valor da mesma, decide sobre a atuação do disjuntor. A corrente de atuação da proteção de terra é definida pela equação (3.5):

$$I_{terra} = MT \cdot I_N \quad (3.5)$$

I_{terra} : Corrente de ajuste de terra

MT : Multiplicador da corrente de disparo da proteção de faltas fase-terra.

A Figura 3.2 mostra a curva de atuação de fase de um disjuntor de 400A. Nela verificam-se as regiões de tempo longo, tempo curto e tempo instantâneo com seus respectivos ajustes: I_L , MTL e ATL na unidade de tempo longo; I_C , MTC e ATC no tempo curto e; I_{inst} no tempo instantâneo. A curva do disjuntor é caracterizada pelos seus limites de imprecisão de $\pm 10\%$ sobre a corrente e sobre o tempo, e são estes limites que são representados na figura.

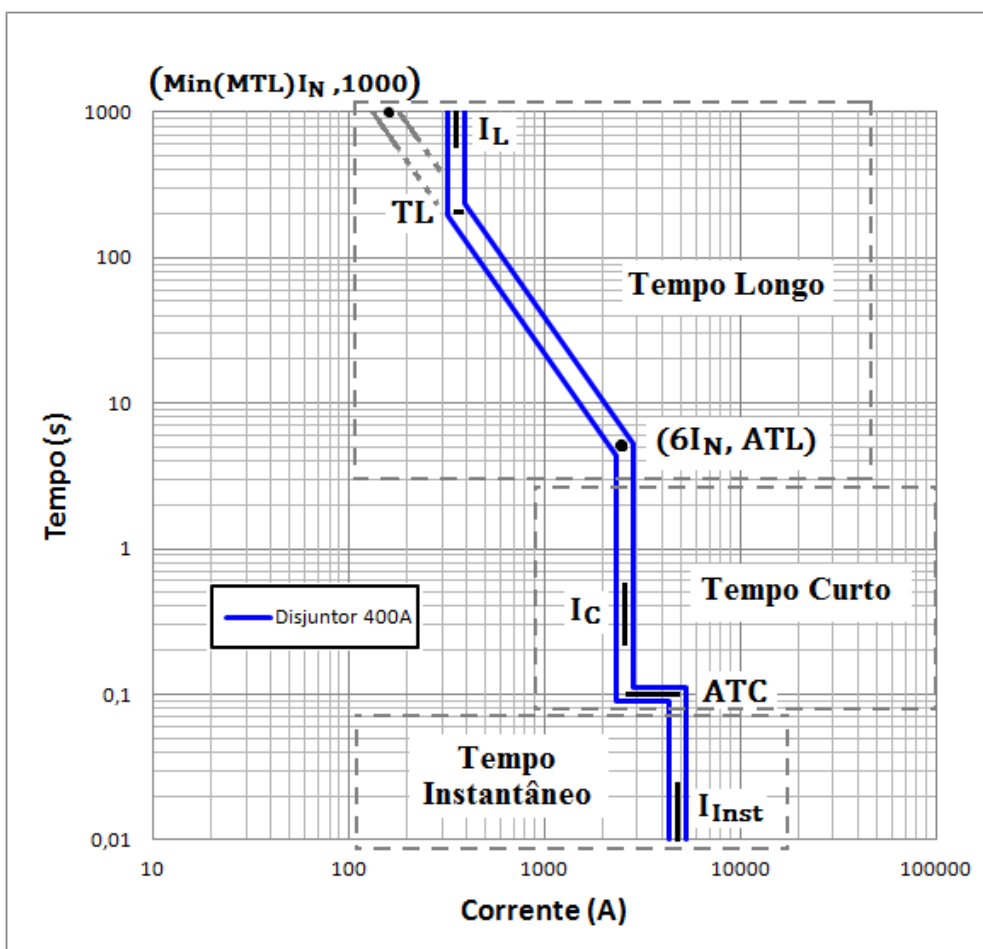


Figura 3.2 - Exemplo de curva de atuação de fase do disjuntor com suas variáveis de ajuste

3.1.3 FUSÍVEIS

O fusível é um dispositivo de proteção contra sobrecorrente que consiste em um filamento metálico que se funde (por ação do efeito Joule) de acordo com uma determinada

corrente, abrindo o circuito e prevenindo danos aos equipamentos por ele protegido. Usos comuns do fusível em sistemas industriais são em motores, transformadores e cargas estáticas em baixa tensão (IEEE Std. 242, 2001).

Como características gerais dos fusíveis podem-se citar:

- Não é configurável, os parâmetros são intrínsecos do próprio dispositivo e variam conforme o fabricante;
- Dispositivo único que realiza a detecção e extinção da falta de acordo com características mecânicas de sua construção;
- Curvas características desses dispositivos possuem o tempo de fusão inversamente proporcional à corrente. Não há equações que descrevem estas curvas, sendo que são geralmente disponibilizadas pelo fabricante;
- Há certo nível de imprecisão em torno de um valor médio de corrente. Para este trabalho foi adotada uma faixa de imprecisão de $\pm 10\%$ em torno de um valor médio de corrente;
- São monofásicos, ou seja, caso a falta afete apenas uma das fases, inicialmente somente o elo fusível referente a esta fase irá atuar.

Após atuar, para o sistema voltar à operação normal, o fusível deve ser descartado e substituído.

As especificações dos fusíveis são normalmente:

- Corrente nominal (A): corrente máxima suportável pelo fusível em condições normais de operação;
- Corrente de curto-circuito (A): corrente máxima que deve circular no circuito e que deve ser interrompida imediatamente;
- Capacidade de ruptura (kA): valor de corrente que o fusível é capaz de interromper com segurança. Independe do nível de tensão da instalação;
- Tensão nominal (V): Tensão para a qual o fusível foi construído;
- Resistência elétrica (Ω): valor da resistência, em ohms, do elo fusível.

A Figura 3.3 ilustra curvas de atuação de fusíveis de 100A e 200A.

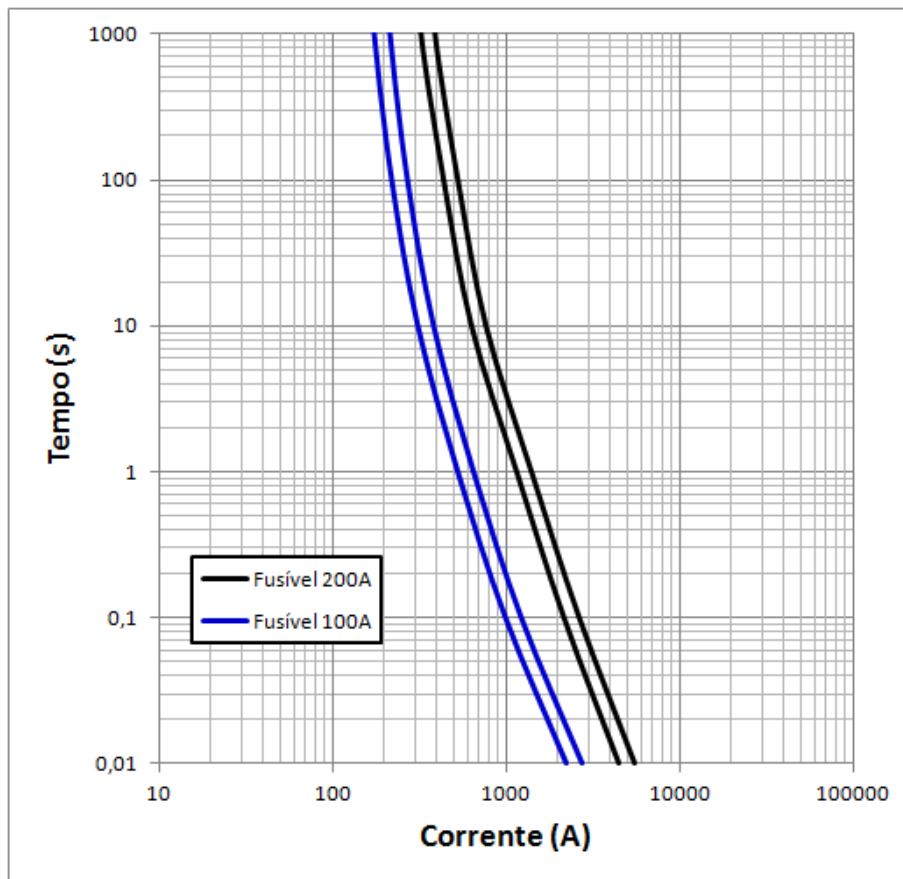


Figura 3.3 - Exemplo de curvas de atuação de fusíveis

3.2 EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS

Dentre os equipamentos diversos encontrados em sistemas industriais, destacam-se motores de indução, transformadores, cabos e cargas estáticas. Este último tipo de carga possui características bem singulares e não é o objetivo tratá-las neste trabalho. Dentre os diversos equipamentos classificados como cargas estáticas os mais comuns são bancos de capacitores, e estes, como na maioria das outras cargas estáticas, no modo como são encontrados comercialmente, já apresentam uma proteção individual (usam-se principalmente fusíveis). Nestes casos, o objetivo da metodologia de proteção proposto neste projeto é realizar uma coordenação da proteção encontrada nestes equipamentos com o restante do sistema. Todos os critérios de proteção foram considerados conforme abordado em (IEEE Std. 242, 2001).

3.2.1 MOTORES DE INDUÇÃO

Motores de indução trifásicos, tipo gaiola de esquilo, são os equipamentos principais tratados deste trabalho. A proteção por sobrecorrente destes equipamentos pode ser dividida entre proteção contra curtos-circuitos e contra sobrecargas.

Em casos de curtos-circuitos, a corrente elétrica no equipamento terá magnitudes elevadas e, portanto, a proteção deve agir rapidamente para interromper a falta no menor tempo possível. Neste caso, será utilizada uma proteção com atuação instantânea.

Em sobrecargas, a corrente no equipamento pode ser somente um pouco mais elevada que a capacidade nominal do equipamento, porém, se permanecer por muito tempo pode provocar danos térmicos ao motor. Para este caso é utilizada a proteção de atuação temporizada.

Para a proteção de motores são consideradas as seguintes características (IEEE Std. 242, 2001):

- Corrente nominal: corrente de operação calculada a partir dos dados nominais do motor, podendo ser corrigida por um fator de serviço, que possibilita uma pequena sobrecorrente (valor considerado neste trabalho como 5%) durante a operação normal. A corrente nominal corrigida pelo fator de serviço é dada por:

$$I_N = FS \cdot \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ [Ampères]} \quad (3.6)$$

FS : Fator de serviço;

P_N : Potência nominal do motor, em VA;

V : Tensão de linha nominal em V;

- Corrente de partida: corrente a qual o motor é submetido no momento em que é energizado, antes de atingir a velocidade nominal. É da ordem de 5 a 10 vezes a corrente nominal, e pode ser obtida por:

$$I_P = M_{IP} \cdot I_N \text{ [Ampères]} \quad (3.7)$$

M_{IP} : Múltiplo da corrente nominal do motor;

I_N : Corrente nominal;

- Tempo de aceleração: tempo gasto pelo rotor para sair da posição de repouso e acelerar até a velocidade de operação normal. Durante grande parte deste tempo, a corrente solicitada pelo motor é a corrente de partida. Neste trabalho será considerado que a corrente durante todo o tempo de aceleração é igual a de partida, consideração conservadora no que diz respeito a coordenação da proteção, já que neste caso se considera uma corrente maior por um período maior de tempo;

- Tempo de rotor bloqueado: tempo máximo que a máquina suporta com o rotor inerte (solicitando a corrente de partida) sem ultrapassar seus limites térmicos. Caso o tempo de aceleração seja maior do que o tempo de rotor bloqueado, o motor pode se danificar. Há o tempo de rotor bloqueado a frio e a quente, sendo que este é menor que aquele e a proteção é feita a partir dele. Quando não se distinguem entre os dois, admite-se que “tempo de rotor bloqueado” se refere ao tempo a quente.

Assim sendo, pode-se representar o motor de indução por meio de uma curva característica de tempo por corrente. Na Figura 3.4 tem-se em vermelho uma curva característica de um motor com $I_N = 94,579A$, $I_P = 567,472A$, $T_{aceleração} = 7s$ e $T_{rot_bloq} = 15s$.

Existem diversos esquemas de proteção de motores que são obtidos de acordo com a escolha da proteção temporizada e da instantânea. Utilizando-se os dispositivos descritos neste trabalho (relé digital, DBT e fusível) os esquemas mais comuns de proteção de motores de baixa e média tensão (e contemplados neste trabalho) são (IEEE Std. 242, 2001):

- Proteção temporizada utilizando relé digital 51 e proteção instantânea utilizando relé 50: Neste esquema, tanto a função de proteção temporizada do relé quanto a instantânea estão ativadas. A curva de sobrecorrente instantânea do relé deve estar a 165% da corrente nominal de partida do motor ($1,65I_P$) e a proteção temporizada deve estar a 105% da corrente nominal do motor ($1,05I_N$), incluso o fator de serviço caso haja. Este fator de 105% foi considerado neste trabalho como margem de segurança;
- Proteção temporizada utilizando relé digital 51 e proteção instantânea utilizando fusível: Neste esquema a proteção instantânea do relé permanece desativada e é suprida pelo fusível, com a diferença que, como este possui margem de imprecisão, os critérios a serem satisfeitos são que a parte inferior da curva do fusível não deve interceptar a curva de partida do motor e que, no joelho, a curva do fusível deve estar acima de 176% da corrente de partida do motor. Apesar deste critério, no tempo de aceleração, a curva do fusível pode estar entre a corrente de partida e os $1,76I_P$, pois se devem considerar as imprecisões ($\pm 10\%$). Para a atuação temporizada, são utilizados os critérios descritos no esquema anterior;
- Proteção utilizando disjuntor de baixa tensão para proteção temporizada e instantânea: O disjuntor possui uma faixa de imprecisão, portanto isto deve ser considerado. Para a proteção temporizada, deve-se ajustar a curva de

modo que a parte inferior da curva fique acima de 105% da corrente nominal do motor. Além disto, a parte superior da curva do DBT não deve ultrapassar o tempo de rotor bloqueado. No joelho, deve-se procurar colocar a curva acima do tempo de aceleração somando-se os 2 segundos de fator de segurança (valor de segurança admitido neste trabalho). A proteção de tempo curto do DBT deve possuir o limite inferior da curva a 176% da corrente de partida. A proteção instantânea deve estar o mais próxima possível de 80% da mínima corrente de curto circuito do motor. Caso os 80% da máxima corrente de curto-circuito sejam menores do que a corrente de partida do motor, a proteção deve ser ajustada igualmente a proteção de tempo curto, ou seja, a 176% da corrente de partida do motor;

- Proteção temporizada utilizando disjuntor de baixa tensão e proteção instantânea utilizando fusível: Neste esquema, a proteção contra curtos-circuitos é realizada por fusíveis, enquanto as unidades de tempo curto e instantâneas do disjuntor permanecem desativadas. Os critérios para este esquema de proteção seguem os esquemas já descritos anteriormente para disjuntor em proteção temporizada e fusível para proteção de curto-circuito.

A Figura 3.4 exemplifica os critérios de proteção de fase de um motor a partir de um esquema utilizando relé de sobrecorrente 50/51.

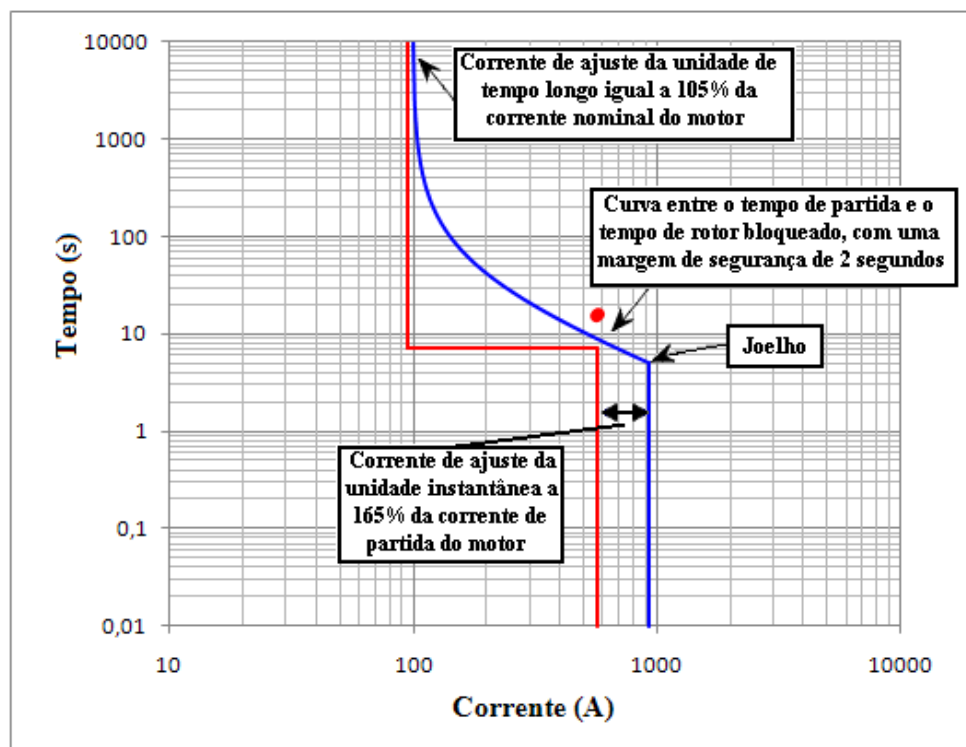


Figura 3.4 - Ajustes da proteção (de fase) do motor utilizando relé de sobrecorrente 50/51.

3.2.2 TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS

Transformadores são equipamentos robustos e eficientes, porém com um preço elevado, sendo de suma importância a definição de uma proteção adequada para os mesmos. Os ajustes devem considerar as características nominais, a corrente de magnetização, os valores das correntes de curto-circuito no primário e secundário e os limites térmicos e mecânicos do equipamento. Diferentes esquemas de proteção são empregados. Quando existir proteção tanto no primário quanto secundário recomenda-se realizar a proteção de sobrecarga no lado de baixa tensão, deixando a proteção do primário como de retaguarda (IEEE Std. 242, 2001). No caso de proteção contra curto-circuito, são utilizados dispositivos de sobrecorrente, que devem ser coordenados com outros dispositivos de proteção instalados no sistema elétrico.

O transformador possui limites mecânicos e térmicos de suportabilidade a curtos-circuitos. Esta suportabilidade depende da robustez do transformador, que varia com a classe de potência que ele se encontra. Os transformadores são agrupados, segundo a classe de potência, conforme a Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Categorias dos transformadores de acordo a potência (IEEE Std. C57.12.00, 2006).

Categoria	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1.667	501 a 5.000
III	1.668 a 10.000	5.001 a 30.000
IV	> 10.000	> 30.000

As características utilizadas para a proteção de transformadores são as seguintes (IEEE Std. 242, 2001; IEEE Std. C57.109, 1993; IEEE Std. C57.12.00, 2006):

- Corrente nominal: calculada em condição nominal de operação do transformador, utilizando a potência nominal do mesmo. O dispositivo de proteção não deve atuar para este valor de corrente. O cálculo é feito por meio da seguinte fórmula:

$$I_N = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ [Ampères]} \quad (3.8)$$

P_N : Potência nominal do transformador, em VA;

V : Tensão de linha nominal em V;

- Corrente de magnetização: corrente durante a energização do transformador. Sua magnitude varia entre 8 e 12 vezes a corrente nominal do transformador durante um período de tempo de até 0,10 segundo (IEEE Std. 242, 2001). A proteção deve ser ajustada de modo a ser superior à corrente de magnetização. Esta corrente pode ser calculada pela fórmula:

$$I_{SH} = M_{SH} \cdot I_N \text{ [Ampères]} \quad (3.9)$$

M_{SH} : Múltiplo da corrente nominal, variando entre 8 e 12;

I_N : Corrente nominal em A;

- Curva ANSI: esta curva representa o limite térmico do transformador, sendo que, portanto, os ajustes da proteção devem prevenir que as correntes circulantes pelo transformador não atinjam tais limites. A curva ANSI pode ser construída segundo a Tabela 3.4 (IEEE Std. C57.12.59, 2001; IEEE Std. C57.12.01, 2005).

Tabela 3.4 - Curva ANSI para transformadores.

Transformadores imersos a óleo.

Múltiplo da Corrente Nominal	Tempo (s)
2	1800
3	300
4,75	60
6,3	30
11,3	10
25	2

Transformadores a seco.

Múltiplo da Corrente Nominal	Tempo (s)
3,5	100
11,2	10
25	2

- Curva ANSI 58%: esta curva é utilizada quando o transformador estiver ligado em delta-estrela com o neutro solidamente aterrado. Neste caso, a ligação faz com que um curto-circuito envolvendo a terra no lado secundário acarrete na circulação de uma corrente nas outras duas fases do lado primário em um fator de 58% da corrente de defeito no secundário referida no primário (IEEE Std. 242, 2001). Portanto, para uma proteção mais eficaz, a curva ANSI terá um novo valor com um fator de 58% sobre a corrente dos valores tabelados já descritos na Tabela 3.4;
- Limite mecânico: para transformadores de baixa potência (categoria I), a curva ANSI já é suficiente para caracterizar o limite térmico e mecânico do equipamento. Para transformadores da categoria II, deverá ser considerada a quantidade de faltas sob as quais o equipamento está sujeito. Caso seja estimado que as faltas no transformador são frequentes (mais de 10 em toda sua vida útil) o limite mecânico é considerado, caso contrário a característica de suportabilidade será descrita apenas pela curva ANSI ou

ANSI58%. Para transformadores da categoria III, caso haja faltas frequentes (mais de 5 em toda sua vida útil), deverá ser considerado o limite mecânico. Para transformadores da categoria IV sempre será considerado o limite mecânico. Recomenda-se considerar ajustes conservadores, admitindo que o transformador estará sujeito a faltas frequentes. A curva de limite mecânico pode ser obtida a partir da Tabela 3.5 (IEEE Std. C57.109, 1993).

Tabela 3.5 - Limite mecânico para transformadores.

Múltiplo da Corrente Nominal	Tempo (s)
$\frac{P_{min}}{\sqrt{3} \cdot Z}$	$2 \cdot ICC_{MAX} \left(\frac{Z}{P_{min}} \right)^2$
$\frac{P_{min}}{\sqrt{3} \cdot Z}$	$2 \cdot \left(\frac{P_{max}}{P_{min}} \right)^2$
$\frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot Z}$	2

P_{min} : Porcentagem mínima da corrente de defeito. Esse valor é de 70% para transformadores da classe II e 50% para transformadores das classes III e IV;

P_{max} : Porcentagem máxima da corrente de defeito. Valor de 100% para transformadores das classes II a IV;

Z : Impedância percentual do transformador;

ICC_{MAX} : Máxima corrente de curto-circuito.

A partir destas informações, pode-se desenvolver uma curva característica do transformador, tal como mostrado no exemplo da Figura 3.5. Neste exemplo, $I_N = 416A$, $Z = 7,28\Omega$, $M_{SH} = 12$ e o transformador é de categoria II.

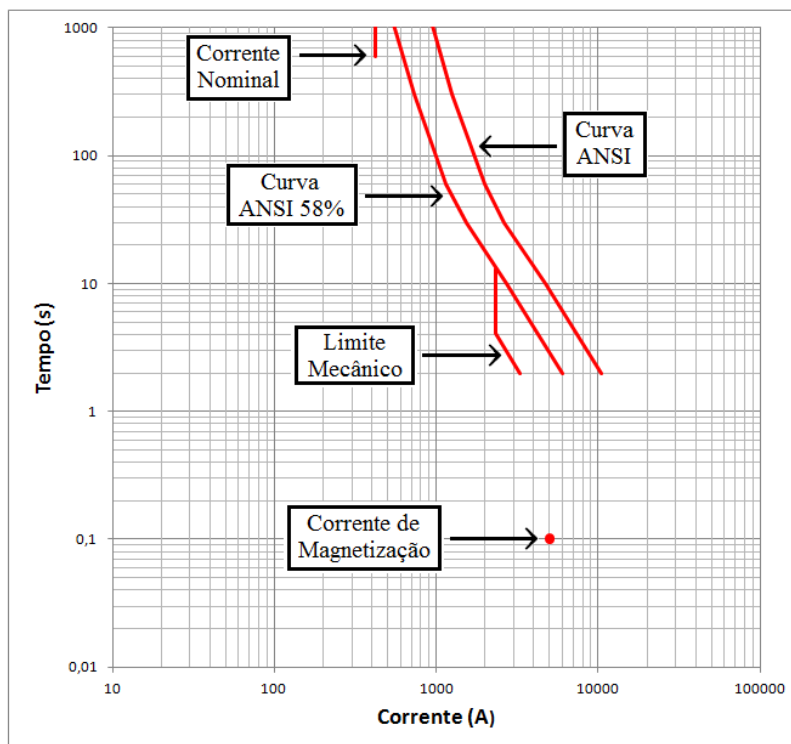


Figura 3.5 - Exemplo de curva característica de transformador.

Os arranjos de proteção de transformadores tratados neste trabalho e seus critérios para parametrização dos dispositivos são descritos a seguir (IEEE Std. 242, 2001; IEEE Std. C57.109, 1993; IEEE Std. C57.12.00, 2006):

- Proteção instalada no secundário e no primário do transformador:
 - No secundário, a proteção pode ser feita por relé de sobrecorrente e disjuntor de baixa tensão e fusível. Para a proteção de sobrecorrente, o dispositivo deve ser ajustado entre 125% e 300%, preferencialmente em 125% (visando um ajuste conservador), da corrente nominal do transformador (no caso do disjuntor, deve-se respeitar o limite inferior da faixa de tolerância). A unidade de atuação instantânea do relé deve ser desabilitada para permitir coordenação com o lado primário. Caso o dispositivo seja DBT, a unidade de atuação instantânea deverá ser parametrizada acima da corrente de magnetização do transformador. Não há um critério específico para determinar o valor desta parametrização, porém, através da análise de diversos casos, utilizou-se o critério de o limite inferior da curva do disjuntor ser ajustado a 120% da corrente de magnetização. A obtenção das curvas aceitáveis do dispositivo de proteção, seja ele relé, DBT ou fusível, segue o critério de garantir a

coordenação com os dispositivos instalados nos equipamentos conectados ao secundário do transformador. Para isso deve-se garantir que a curva esteja acima de certos pontos de decisão. Os três pontos de decisão mais utilizados são: soma da corrente de partida do maior motor com a corrente nominal das outras cargas no tempo de aceleração do maior motor; joelho da proteção do maior equipamento adicionado o intervalo de coordenação (o joelho da curva do dispositivo de proteção pode ser ilustrado pelo exemplo da Figura 3.4); tempo de atuação da proteção do maior equipamento para a máxima corrente transitória de curto-circuito adicionando-se o intervalo de coordenação. A melhor curva é aquela que se situe acima de todos os pontos de decisão e possuir o menor tempo de atuação para a máxima corrente transitória de curto-circuito. A proteção fase-terra só deve ser ativada para transformadores com ligação estrela aterrado (solidamente ou não). Neste caso o ajuste deve ser a 10% da corrente nominal do dispositivo (10% de I_N do TC no caso de relés e 10% de I_N do disjuntor, no caso de DBT) no tempo de 0,1s;

- A proteção do primário pode ser feita por relé de sobrecorrente ou fusível. O critério para a proteção de sobrecorrente é o ajuste a 125% da corrente nominal do transformador. Caso a ligação seja do tipo ΔY , o ajuste deve ter um acréscimo de 16% sobre a corrente (corrente de ajuste a $1,25 \times 1,16$), porém não deve ultrapassar a curva ANSI ou ANSI58% do transformador. A unidade instantânea deve ser ajustada de modo que a curva instantânea do dispositivo de proteção fique acima da máxima corrente de curto-circuito assimétrica no secundário em um fator de 165% para relés e 176% (IEEE Std. 242, 2001; IEEE Std. C57.109, 1993; IEEE Std. C57.12.00, 2006) para fusíveis e que também fique acima da corrente de magnetização em um fator de 120% para relés e 120% para fusíveis. A proteção deve respeitar os intervalos de coordenação da proteção do secundário. Para a proteção contra faltas fase-terra, deve-se ajustar a 10% da corrente nominal do TC do relé em um tempo que respeite o intervalo de coordenação com o primário.
- Proteção instalada no primário somente: Para este esquema de proteção, utilizam-se relés de sobrecorrente e fusíveis. Os critérios de proteção, tanto para a proteção de sobrecorrente quanto para a proteção contra curtos-circuitos e faltas fase-terra, são os mesmos que os citados na proteção do primário no arranjo com proteção

no secundário e primário, com a diferença de que os pontos de referência para a definição das curvas factíveis não são obtidos por um dispositivo instalado no secundário e sim através dos três pontos de decisão já citados: soma da corrente de partida do maior motor com a corrente nominal das outras cargas no tempo de aceleração do maior motor; joelho da proteção do maior equipamento adicionado o intervalo de coordenação; tempo de atuação da proteção do maior equipamento para a máxima corrente transitória de curto-circuito adicionando-se o intervalo de coordenação.

3.2.3 CABOS

Cabos precisam ser protegidos contra surtos de correntes que possam a vir deteriorar os condutores. Este equipamento pode atingir elevadas temperaturas, como consequência do efeito Joule, durante um curto-circuito. Para realizar a proteção de cabos vale-se da energia térmica armazenada no condutor e dos limites de temperatura admitidos pelo material isolante. Como base no projeto de proteção de cabos, têm-se as equações (3.10) e (3.11), que relacionam a corrente aplicada à temperatura atingida pelo condutor (Prysmian Cables and Systems, 2012).

Equação da temperatura em função da corrente aplicada para condutores de cobre:

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 \cdot t = 115,579 \cdot \log_{10} \left(\frac{T_2+234}{T_1+234}\right) \quad (3.10)$$

Equação da temperatura em função da corrente aplicada para condutores de alumínio:

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 \cdot t = 48.686 \cdot \log_{10} \left(\frac{T_2+228}{T_1+228}\right) \quad (3.11)$$

I: corrente de curto-circuito (A);

S: seção transversal do condutor (mm²);

t: tempo de duração do curto-circuito (s);

T₁: temperatura máxima admissível no condutor em operação normal (°C);

T₂: temperatura máxima admitida no condutor durante um curto-circuito (°C).

A temperatura do condutor para operação normal (T₁) é difícil de determinar, pois varia com a carga submetida, condições ambientes e com o nível de deterioração do cabo. Portanto para uma parametrização mais correta (e conservadora) da proteção admite-se T₁ como sendo a máxima temperatura permitida para o cabo em condições normais de operação. A Tabela 3.6

mostra valores típicos de T1 e T2 para condutores de cobre e alumínio (Prysmian Cables and Systems, 2012), considerando o tipo de conexão terminal.

Tabela 3.6 - Valores de T1 e T2 para condutores de cobre e alumínio.

T1 (°C)	T2 (°C)			
	Condutor de Cobre		Condutor de Alumínio	
	Conexão Prensada	Conexão Soldada	Conexão Prensada	Conexão Soldada
90	250	160	250	160
105				

A partir das expressões (3.10) e (3.11) é possível obter a curva de limite térmico do cabo para diferentes valores de corrente de curto-circuito. A Figura 3.6 mostra a curva de limite térmico de um cabo de cobre com conexões prensadas. Esta curva normalmente é definida até o tempo de 10 segundos (IEEE Std. 242, 2001).

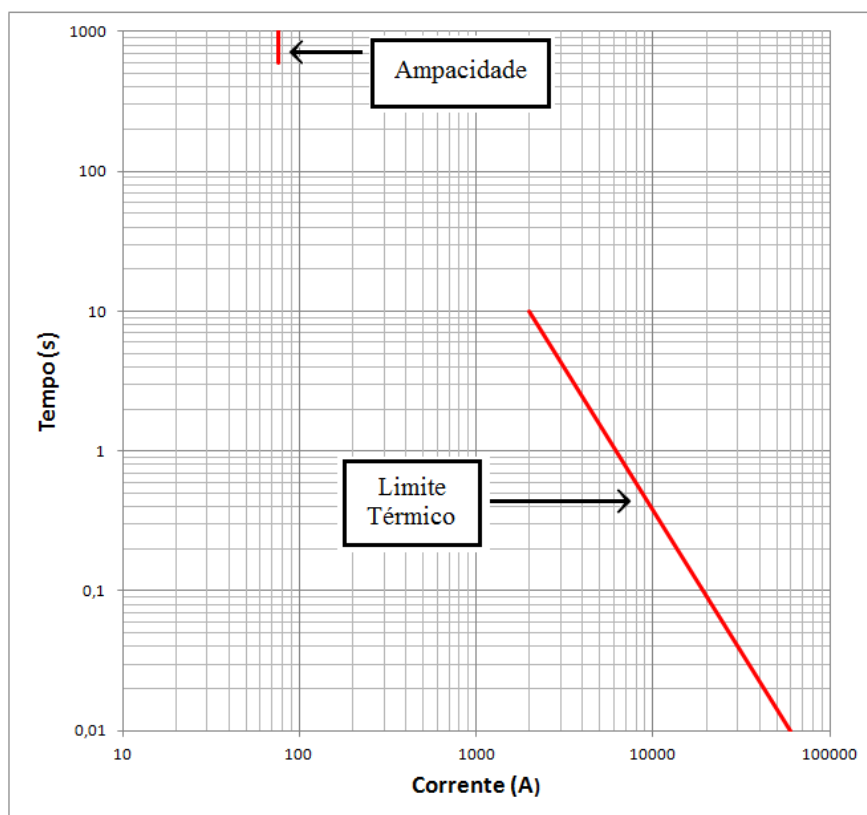


Figura 3.6 - Curva característica de limite térmico de um cabo de cobre.

Outra característica dos cabos e que é mostrada na Figura 3.6 é a ampacidade, que é a capacidade máxima de condução de corrente em regime permanente. Caso a corrente solicitada seja maior que ampacidade, o condutor irá dilatar devido ao efeito Joule, alterando os valores de sua resistência elétrica. Caso o cabo opere em sobrecarga frequentemente, isso causará a sua deterioração e a conseqüente redução de sua vida útil (IEEE Std. 242, 2001).

Desse modo, a proteção de sobrecorrente está ligada à ampacidade do cabo, devendo manter a corrente, sempre que possível, abaixo desse valor. Já a proteção contra curtos-circuitos está ligada ao limite térmico do cabo, devendo impedir que a corrente se eleve a tal ponto que deteriore o cabo.

Para a proteção de cabos, não existem critérios padronizados que definem os ajustes dos dispositivos de proteção, apenas deve-se respeitar que o ajuste da proteção contra sobrecorrente esteja abaixo da ampacidade do cabo e que o ajuste do dispositivo contra curto-circuito seja inferior à máxima corrente de curto-circuito que pode fluir pelo cabo. Os valores exatos dos ajustes dos dispositivos de proteção devem ser definidos em função da coordenação com os outros dispositivos de proteção instalados a jusante.

4 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

Para se realizar uma proteção eficaz, os ajustes devem ser tais que o sistema de proteção seja seletivo e coordenado, ou seja, na ocorrência de uma falta, a área isolada deve ser a menor possível e os dispositivos devem atuar de forma coordenada das cargas para a fonte, de modo que a proteção instalada mais próxima da fonte sirva de retaguarda para a proteção instalada a jusante. Para isso, os dispositivos devem respeitar os intervalos de coordenação e considerar as correntes de curto-circuito.

4.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Para parametrizar corretamente os dispositivos de proteção, é necessário conhecer o maior valor da corrente de curto-circuito no local, seja este trifásico ou entre fase e terra, garantindo assim a coordenação entre dispositivos para uma ampla faixa de correntes de curto-circuito.

A corrente de curto-circuito pode ser dividida em dois intervalos (IEEE Std. 242, 2001):

- Transitório inicial: composto por vários harmônicos e componentes de corrente contínua (DC) que decaem com o tempo. Pode ser separado em duas partes:
 - Corrente subtransitória: caracterizada pelo valor eficaz da corrente no instante inicial do curto-circuito;
 - Corrente transitória: caracterizada pelo valor eficaz da corrente de curto-circuito após alguns ciclos (entre 4 e 10) de ocorrência da falta. Neste trabalho será utilizado o programa DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT, 2010) para cálculo da corrente de curto-circuito. Nele, o cálculo da corrente transitória é feito em 6 ciclos da senoide fundamental (100ms);
- Regime permanente: este é o valor que seria obtido caso a falta não seja extinta. É composto principalmente pela componente de frequência fundamental.

O valor da máxima corrente subtransitória é utilizado para parametrizar dispositivos com atuação instantânea, como fusíveis, disjuntores de baixa tensão e relés equipados com elementos de atuação instantânea.

O valor da máxima corrente de curto-circuito transitória é utilizado para coordenar dispositivos de proteção de atuação temporizada.

4.2 CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Para a coordenação entre proteções utilizam-se intervalos de coordenação, que se caracterizam por um atraso aplicado entre o dispositivo a montante e o a jusante para uma mesma corrente de atuação, garantindo que a proteção mais próxima da fonte somente atue em dois casos: caso a falta esteja eletricamente mais próxima da proteção a montante ou caso a proteção a jusante falhe.

O intervalo de coordenação depende do tipo de dispositivo de proteção instalado a jusante. Isto ocorre devido ao nível de precisão diferente entre os dispositivos. Fusíveis e disjuntores, que possuem faixa de imprecisão, possuem intervalos de coordenação menores que relés, pois estes não descrevem os atrasos referentes a abertura do disjuntor associado nem às faixas de precisão associadas.

Para relés, o intervalo de coordenação varia entre 200ms a 300ms (IEEE Std. 242, 2001), sendo responsáveis por este atraso os seguintes fatores:

- Tempo de abertura do disjuntor associado: entre 5 e 8 ciclos (80 e 133ms);
- Tolerância dos ajustes do relé: 170ms para relés não calibrados e 120ms para relés calibrados em campo.

Neste trabalho foi admitido o valor de 250ms para a coordenação com relés. Para fusíveis e disjuntores, devido às imprecisões destes dispositivos, não é necessário adicionar-se intervalos de coordenação. Porém foi admitido um intervalo de 120ms como fator de segurança. A Tabela 4.1 resume o conceito.

Tabela 4.1 - Intervalos de coordenação de acordo com o dispositivo a jusante.

Dispositivo instalado a jusante	Fusível	Disjuntor de baixa tensão	Relé digital
Intervalo de coordenação para com o dispositivo a montante	120ms	120ms	250ms

5 METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

Nesta seção, a metodologia de coordenação automática será apresentada em detalhe. Inicialmente serão tratados os dados de entrada dos equipamentos, dispositivos de proteção e correntes de curto-circuito. Em seguida, será descrita a metodologia desenvolvida para efetuar a proteção individual de fase e de terra de motores, transformadores, cabos e subestação. Por fim, será explicada a metodologia da coordenação automática da proteção.

5.1 DADOS DE ENTRADA

Os dados de entrada de equipamentos e de dispositivos de proteção estão divididos no programa em dois tipos de entrada:

- Entrada de catálogo: são os dados que serão armazenados no banco de dados do programa. Cada classe de item tem seu próprio banco de dados e ao ser salvo, cada item tem um nome específico fornecido pelo usuário. As classes de itens que podem ser salvos são: cabos, motores, transformadores, banco de capacitores, fusíveis, disjuntores e relés. Por exemplo, dentro da classe *catálogo_fusível* há um elemento de nome *fusível_70A* referente a um determinado fusível de 70 Ampères.
- Entrada de operação: são os dados que serão utilizados no sistema em análise pelo usuário. Nesse caso serão utilizadas informações já catalogadas sobre o dispositivo no banco de dados e completadas as informações adicionais, como em quais barras se encontra instalado determinado equipamento ou o comprimento de determinado cabo.

5.1.1 DADOS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção tratados são fusíveis, disjuntores de baixa e média tensão e relés de sobrecorrente. Como alguns destes dispositivos possuem uma grande quantidade de dados que os descrevem, notou-se aqui a importância de armazená-los em catálogos (arquivos) para o estudo mais objetivo. Em relação aos dados da entrada de operação, são comuns a todos os dispositivos as seguintes entradas:

- Índice numérico para identificação do dispositivo;
- Índice numérico que define a localização dos dispositivos:

- 1 para dispositivo instalado em motores;
 - 2 para dispositivos instalados no primário de transformadores;
 - 3 para dispositivos instalados no secundário de transformadores;
 - 4 para dispositivos instalados no início de cabos;
 - 5 para dispositivos instalados no final de cabos;
 - 6 para dispositivo de proteção de subestação;
 - 7 para dispositivos de cargas estáticas em geral.
- Índice numérico do equipamento protegido;
 - Índice numérico referente a corrente de curto-circuito associada ao dispositivo de proteção;
 - Intervalo de coordenação do dispositivo a montante, em milissegundos.

Além destas, cada dispositivo possui entradas específicas, que serão apresentadas a seguir.

5.1.1.1 Fusíveis

Para os dados de entrada de operação do fusível são especificados os dados descritos na sessão 5.1.1.

Para a entrada de catálogo dos fusíveis será necessário:

- Tipo e nome do fabricante, para a identificação do fusível;
- Corrente nominal em Ampères;
- Pontos (corrente x tempo) fornecidos pelo fabricante do fusível. Geralmente a curva característica do fusível possui uma componente superior e uma inferior, determinando os limites de tolerância. Para este trabalho será considerada a curva média com relação à corrente e imposto um limite de tolerância de $\pm 10\%$, ou seja, os pontos que deverão ser fornecidos são a média da corrente de fusão em determinado tempo, e depois o programa ajustará automaticamente um ajuste de $\pm 10\%$ sobre estes valores.

5.1.1.2 Disjuntores de baixa tensão

Para os dados de catálogo do disjuntor, deverá ser informado:

- Tipo e fabricante, para identificação;
- Corrente nominal em Ampères;
- Faixas de ajuste do disjuntor:
 - Multiplicador de tempo longo (MTL);
 - Atraso de tempo longo (ATL);
 - Multiplicador de tempo curto (MTC);
 - Atraso de tempo curto (ATC);
 - Multiplicador para ajuste instantâneo (M_{inst});
 - Multiplicador de terra (MT);
 - Atraso de terra (AT).

Para os dados de entrada de operação, o disjuntor terá como entrada além das já comentadas, os valores de ajuste de:

- Multiplicador de tempo longo (MTL);
- Atraso de tempo longo (ATL);
- Multiplicador de tempo curto (MTC);
- Atraso de tempo curto (ATC);
- Multiplicador para ajuste instantâneo (M_{inst});
- Multiplicador de terra (MT);
- Atraso de terra (AT).

5.1.1.3 Relé de sobrecorrente

O relé digital de sobrecorrente considerado neste trabalho possui unidades temporizadas e instantâneas para proteção contra curtos-circuitos de fase e de terra. Considera-se que a unidade temporizada do relé possui curvas de atuação em padrões ANSI e IEC. As seguintes informações são dados da entrada de catálogo:

- Tipo e fabricante, para identificação;
- Faixa de ajustes do multiplicador de tempo do relé (TDS) para os padrões ANSI e IEC, sendo necessários os valores dos limites inferior, superior e o passo da variação;

- Faixa de ajustes de corrente da unidade temporizada do relé, compreendendo os limites inferior e superior, e o passo da variação;
- Faixa de ajustes de corrente da unidade instantânea do relé, compreendendo os limites inferior e superior; e o passo da variação;
- Relação de transformação no transformador de corrente (TC) do relé, com os valores da corrente nominal (em Ampères) no primário de fase, no primário de terra e no secundário do TC.

Para os dados de entrada de operação, são considerados:

- Ajuste do multiplicador de tempo do relé (TDS);
- Valores da corrente de ajuste da unidade temporizada do relé (I_{T_long});
- Valores da corrente de ajuste da unidade instantânea do relé (I_{T_inst});
- Valores da corrente e tempo de ajuste da unidade de terra;
- Constantes K_1 , K_2 e K_3 dos relés.

5.1.2 DADOS DE EQUIPAMENTOS

Os equipamentos tratados neste trabalho são cabos, motores de baixa e de média tensão, transformadores de dois enrolamentos e cargas estáticas. Cada um destes possui uma série de dados de entrada no programa que serão detalhados a seguir. Estes são os dados mínimos necessários para realizar a coordenação e seletividade para os equipamentos em questão e estão de acordo com IEEE Std. 242 (2001).

5.1.2.1 Cabos

Para os dados de catálogo do cabo, serão considerados:

- Um nome para identificação;
- Índice numérico para identificação do tipo do cabo: 1 para cobre e 2 para alumínio;
- Número de condutores no cabo;
- Área da seção transversal do cabo em mm^2 ;
- Temperaturas de funcionamento, normal e máxima permitida do cabo em graus Celsius;

- Ampacidade em Ampère;
- Resistência em Ω/km ;
- Reatância em Ω/km .

Para os cabos, os dados de entrada de operação são os seguintes:

- Índice numérico para identificação do cabo;
- Número do barramento conectado ao início do cabo;
- Número do barramento conectado ao final do cabo;
- Tensão nominal sobre o cabo em kV;
- Comprimento do cabo em km.

5.1.2.2 Motores

Para os dados de entrada de catálogo do motor serão considerados:

- Um nome para identificação;
- Potência nominal do motor em kVA;
- Tensão nominal do motor em kV;
- Fator de serviço do motor;
- Fator de potência do motor;
- Múltiplo da corrente nominal para cálculo da corrente de partida;
- Tempo de aceleração do motor em segundos;
- Margem de segurança sobre o tempo de aceleração, em segundos;
- Tempo de rotor bloqueado a quente;
- Tempo de rotor bloqueado a frio.

Para os motores, serão fornecidos os seguintes dados de entrada de operação:

- Índice numérico para identificação do motor;
- Número do barramento ao qual o motor está conectado.

5.1.2.3 Transformadores

Para a entrada de dados de catálogo do transformador são considerados:

- Nome para identificação do transformador;
- Tipo de isolamento do transformador: 1 para líquido imerso e 2 para seco;
- Tipo de enrolamento no primário: 1 para delta, 2 para estrela, 3 para estrela com neutro aterrado por impedância e 4 para estrela com neutro solidamente aterrado;
- Tipo de enrolamento no secundário: mesma classificação do primário;
- Potência nominal do transformador em MVA;
- Relação de transformação $\left(\frac{\text{Tensão no secundário}}{\text{Tensão no primário}}\right)$;
- Impedância nominal do transformador em “por unidade” (p.u.);
- Multiplicador para obter a corrente de magnetização.

Para os dados de entrada de operação, os dados dos transformadores são:

- Índice numérico para identificação do transformador;
- Número do barramento conectado ao lado do primário;
- Número do barramento conectado ao lado do secundário;
- Tensão nominal no primário em kV;
- Frequência de ocorrência de faltas: 0 para faltas casuais e 1 para faltas frequentes.

5.1.2.4 Cargas estáticas

Para cargas estáticas, ou outras cargas em geral, a metodologia necessitará principalmente dos dados do dispositivo de proteção, porém alguns dados básicos também são importantes. Para a entrada de dados catálogo, serão solicitados os seguintes dados:

- Nome de identificação;
- Potência nominal da carga em kVA;
- Corrente nominal da carga A.

Para os dados de entrada de operação, serão considerados:

- Índice numérico para identificação da carga;

- Número do barramento ao qual a carga está conectada.

Vale a pena lembrar que, para cargas estáticas, não será calculada a proteção individual, por dois motivos: devido à grande diversidade de cargas nesta categoria, não sendo possível aplicar critérios gerais e; devido ao fato de que, na maioria das vezes, estas cargas, do modo como são encontradas comercialmente, já possuem dispositivo de proteção apropriado instalado. Porém, para realizar a coordenação automática da proteção, são necessários dados dos parâmetros desta proteção. Caso a proteção seja feita por relé de sobrecorrente digital, os dados de entrada serão:

- Ajuste do multiplicador de tempo do relé (TDS);
- Valores da corrente de ajuste da unidade temporizada do relé (I_{T_long});
- Valores da corrente de ajuste da unidade instantânea do relé (I_{T_inst});
- Valores da corrente e tempo de ajuste da unidade de terra;
- Constantes K_1 , K_2 e K_3 dos relés.

Caso a proteção seja realizada por disjuntor de baixa tensão, os dados de entrada serão:

- Multiplicador de tempo longo (MTL);
- Atraso de tempo longo (ATL);
- Multiplicador de tempo curto (MTC);
- Atraso de tempo curto (ATC);
- Multiplicador para ajuste instantâneo (M_{Inst});
- Multiplicador de terra (MT);
- Atraso de terra (AT).

Caso a proteção seja realizada por fusível, os dados de entrada serão os sete pontos de corrente *versus* tempo, fornecidos pelo fabricante do fusível, que melhor descrevem a curva de atuação do dispositivo. Estes pontos devem caracterizar a curva média do fusível, já que este dispositivo possui uma faixa de imprecisão.

A forma com que são tratadas as cargas estáticas neste trabalho introduz uma grande vantagem, pois permite a inserção de qualquer tipo de carga no sistema em análise, não necessariamente necessitando ser estática. Para isso, a carga que se deseja inserir deve possuir um dispositivo de proteção de sobrecorrente associado, com parâmetros devidamente ajustados de modo a protegê-la. Portanto, a ferramenta computacional desenvolvida não será responsável

pela proteção individual da carga (estas cargas geralmente já vêm com uma proteção individual especificada), porém utilizará das informações desta proteção individual para coordenar os ajustes da proteção do sistema. Outra vantagem é que, como nesta metodologia não há restrição quanto a forma da curva característica de fusíveis, podem-se inserir cargas que possuem dispositivos de proteção diferentes dos tratados neste trabalho. Por exemplo, pode-se inserir uma carga qualquer cuja proteção seja realizada por um disjuntor termomagnético, desde que se tenha informação da curva de atuação deste disjuntor. Neste caso insere-se o disjuntor no programa como se fosse um fusível, passando os pontos mais importantes de sua curva característica. A metodologia então irá utilizar estes pontos para coordenar a proteção a montante da carga inserida. A única exigência para esta forma de inserção de dados é que o primeiro ponto informado deve ser o mais próximo possível de 1000 segundos e o último ponto deve ser o mais próximo possível de 0,01 segundos.

Apesar desta possibilidade, a adição de um dispositivo como carga estática somente deve ser feita caso realmente seja necessário, pois será introduzido um erro referente a uma faixa de tolerância ($\pm 10\%$) sobre a curva do dispositivo, visto que ele estará sendo tratado como fusível. Outro fator que deve se ter em mente é o da escolha dos pontos a serem passados para o programa. Foram definidos 7 pontos e, além do primeiro e último, restariam cinco que devem ser escolhidos pela relevância na curva do dispositivo de proteção, como por exemplo, eventuais joelhos e não linearidades.

5.1.3 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Conforme descrito na seção 4.1, as correntes de curto-circuito são importantes para uma correta parametrização dos dispositivos de proteção. Depois de obtidas por meio do programa DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT, 2010), os dados que deverão ser inseridos no programa são os seguintes:

- Um índice para identificação;
- O tipo de equipamento ao qual a corrente se refere segundo o critério:
 - 1 para dispositivo instalado em motores;
 - 2 para dispositivos instalados no primário de transformadores;
 - 3 para dispositivos instalados no secundário de transformadores;
 - 4 para dispositivos instalados no início de cabos;
 - 5 para dispositivos instalados no final de cabos;
 - 6 para dispositivo de proteção de subestação;

- 7 para dispositivos de cargas estáticas em geral.
- O índice do equipamento ao qual a corrente se refere;
- Os três valores de corrente utilizados pela metodologia:
 - Máxima corrente transitória de curto-circuito trifásico, valor eficaz simétrico em Ampère;
 - Máxima corrente subtransitória de curto-circuito trifásico, valor eficaz em Ampère;
 - Máxima corrente de curto-circuito fase-terra, valor eficaz simétrico em Ampères.

5.2 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE MOTORES

Depois de inseridos os dados de projeto dos motores e dos dispositivos de proteção, estes são salvos em estruturas que podem ser acessadas de qualquer parte do programa. Neste momento, podem ser acessadas as funções que definem os ajustes das proteções dos motores segundo critérios já descritos no tópico 3.2.1. Os tópicos a seguir são divididos funcionalmente e podem ser utilizados para compor os quatro tipos de esquemas de proteção de fase descritos no tópico 3.2.1.

5.2.1 TRATAMENTO INICIAL DOS DADOS DOS MOTORES

Inicialmente percorrem-se as estruturas com os dados de entrada de motores e então segue o tratamento dos dados. Este se caracteriza pela obtenção das condições normais de operação dos motores. Isto é feito obtendo-se dados nominais de potência, tensão e o fator de serviço através dos dados de entrada e, a partir deles, calculam-se as correntes nominais e de partida do motor a partir das fórmulas (5.1) e (5.2), já descritas no tópico 3.2.1.

$$I_N = FS \cdot \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ [Ampères]} \quad (5.1)$$

$$I_P = M_{IP} \cdot I_N \text{ [Ampères]} \quad (5.2)$$

O próximo passo é dar início à definição dos ajustes de proteção dos motores.

5.2.2 PROTEÇÃO TEMPORIZADA UTILIZANDO RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE 51

Após o tratamento inicial dos dados, com a proteção via relé ativada, a metodologia então visa percorrer a estrutura onde se encontram todos os dados dos relés e procura por aquele

que está protegendo o motor em análise. Com os dados deste relé, calcula-se a relação de transformação do TC de fase do relé, a qual será utilizada para relacionar as correntes do primário do TC com as do secundário. Obtém-se então a corrente de ajuste da unidade de tempo longo do relé através da equação (5.3).

$$I_{T_long} = 1,05 \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim_fase}} I_n \quad (5.3)$$

Em que:

I_n : Corrente nominal do motor.

TC_{Sec} : Corrente no secundário do TC.

TC_{Prim_fase} : Corrente no primário de fase do TC.

1,05: Fator sobre a corrente nominal, descrito na seção 3.2.1.

Logo após, é obtida a corrente de ajuste da unidade instantânea do relé pela equação:

$$I_{T_inst} = 1,65 \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim_fase}} I_p \quad (5.4)$$

Em que I_p é a corrente de partida do motor em análise e 1,65 corresponde ao fator já descrito na seção 3.2.1. Estes dois valores são então guardados nos dados de projeto do relé, sendo parte dos dados de saída do programa.

A partir daí, a metodologia passa para a análise das curvas do relé, verificando primeiramente quais as curvas ANSI e IEC aceitáveis segundo critérios já discutidos. Para o padrão ANSI, é analisada a seguinte equação, já descrita na seção 3.1.1:

$$T_{op} = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3-1}} \right) \quad (5.5)$$

Através de um processo iterativo, fixando M e variando K_1 , K_2 e K_3 (analisando os cinco tipos de curvas U1, U2, U3, U4 e U5) e TDS, dentro dos limites inseridos como dados de entrada do relé, verifica-se quais tipos de curva geram um tempo de operação maior que o tempo de aceleração do motor adicionado do fator de segurança e menor que o tempo de rotor bloqueado a quente.

O processo então se repete, mas agora para curvas padrão IEC, cuja única diferença é que são analisados C1, C2, C3, C4 e C5 com seus respectivos K_1 , K_2 e K_3 .

Encontradas as curvas aceitáveis, inicia-se uma busca para identificar qual destas curvas, dos dois padrões, é a melhor para a proteção do motor. O critério utilizado, como já

discutido na seção 3.2.1, é da obtenção dos parâmetros que geram a curva que possui o menor T_{OP} para M . Obtida a curva, os valores de TDS, K1, K2 e K3 são salvos na estrutura referente ao relé correspondente ao motor em análise, sendo estes os dados de saída do programa. Feito isso, a metodologia repete o processo até que todos os motores, cuja proteção é feita por relés, sejam analisados.

5.2.3 *PROTEÇÃO TEMPORIZADA UTILIZANDO DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO*

Inicialmente percorre-se a estrutura que armazena os dados dos disjuntores de projeto e se identifica o que está protegendo o motor em análise. O próximo passo consiste em calcular a corrente de ajuste de tempo longo utilizando o critério de 105% da corrente nominal do motor. Para isso utiliza-se o limite inferior de tolerância da curva do DBT, ou seja, a corrente ideal será:

$$I_L = 1,05 \cdot 0,9 \cdot I_N \quad (5.6)$$

Sendo que o fator 0,9 refere-se ao limite inferior da curva (10% abaixo da curva média). Para obter este valor de I_L , varia-se o Multiplicador de Tempo Longo (MTL) em um processo iterativo. Desta forma obtém-se o valor de MTL que faz com que a parte inferior da curva de tempo longo mais se aproxime dos 105% da corrente nominal do motor.

Em seguida carregam-se nos dados do disjuntor o valor de tempo referente à corrente de tempo longo do DBT (fornecido pelo fabricante), chamado aqui de TL, e do valor do atraso de tempo longo (ATL). Inicia-se a partir daí um processo iterativo que monta uma reta logarítmica (reta em um gráfico em escala logarítmica). Esta reta possui um ponto em I_L e TL e outro ponto em ATL e uma corrente seis vezes a nominal do disjuntor, de acordo com o já descrito na seção 3.1.2 e na Figura 3.2. Então se varia ATL entre seus limites e busca-se uma curva que satisfaça os critérios de proteção, que neste caso são:

- Limite superior da curva do DBT abaixo do tempo de rotor bloqueado;
- Limite inferior da curva do DBT acima do joelho do motor, adicionando-se 2 segundos de segurança. Caso não seja possível satisfazer esta condição, os 2 segundos de fator de segurança deverão ser desprezados e a curva deverá ser ajustada de modo que a parte superior seja inferior ao tempo de rotor bloqueado. Caso, ainda assim, o limite inferior da curva do disjuntor seja menor que o tempo de aceleração do motor, o ajuste ainda será considerado correto, pois a curva como considerada neste trabalho é conservadora. Na realidade a corrente decai de acordo com o aumento de

velocidade do motor, mas mesmo assim, o programa enviaria uma mensagem de alerta para o usuário.

Seguindo este processo iterativo e valendo-se de "tentativas e erros", os ajustes finais de ATL e MTL são obtidos, sendo estes valores a saída do programa.

5.2.4 PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE 50

Para a proteção utilizando relé digital com o elemento instantâneo ativado, a saída do programa é o valor da corrente da unidade instantânea I_{T_inst} , que pode ser obtida através da equação (5.4).

Como este valor já é calculado e salvo nos dados do programa na proteção via relé 51, a diferença seria unicamente a saída na interface do usuário, que mostrará o valor de I_{T_inst} .

5.2.5 PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO

O disjuntor possui duas unidades que tratam a proteção de curto-circuito: a unidade de proteção de tempo curto e a unidade de proteção instantânea. Inicialmente a unidade de tempo curto é configurada.

O valor de referência para a configuração do parâmetro de tempo curto é a corrente de tempo curto (IC), configurável pelo Multiplicador de Tempo Curto (MTC). Varia-se MTC entre seus limites e ajusta-se IC de acordo com o critério de que a parte inferior da curva do DBT deve estar a 176% da corrente de partida do motor. Algebricamente tem-se:

$$MTC \cdot IL \cdot 0,9 = IC_{inf} = 1,76I_p \quad (5.7)$$

Em que IL é o ajuste de tempo longo do disjuntor, IC_{inf} é a parte inferior do ajuste de tempo curto da curva do disjuntor e o fator 0,9 refere-se ao limite inferior da curva (10% abaixo da curva média).

As variações em MTC ocorrem através de um processo iterativo, somando-se o passo permitido pela unidade de tempo curto do disjuntor em cada iteração até a obtenção do valor desejado.

Neste momento percebe-se que IC é dependente de IL. Algumas vezes quando se ajusta IL com valores muito baixos (a fim de deixá-lo o mais próximo de 105% da corrente nominal do motor) não é possível ajustar IC a fim de satisfazer o critério de 176% I_p devido aos limites de ajuste de MTC. Nestes casos, MTC é ajustado com o seu maior valor possível e IL é recalculado para satisfazer $IC_{inf} = 1,76I_p$. Com este novo valor de IL, é necessário repetir o

cálculo de MTL realizado no ajuste de tempo longo, refazendo a reta logarítmica e seguindo os critérios já mencionados. Neste caso, serão satisfeitos o critério de permitir a partida do motor impedindo-o de chegar ao tempo máximo de rotor bloqueado e também o critério do ajuste de tempo longo ser maior que 105% da corrente nominal do motor.

O próximo passo é o ajuste da unidade de proteção instantânea do DBT. Para isto segue-se o critério de que a corrente da unidade instantânea (I_{inst}) deve estar a 80% da mínima corrente de curto-circuito (I_{cc}) no local e ajusta-se o Múltiplo de Tempo instantâneo (M_{inst}) de modo que o limite superior da curva do disjuntor tenha um valor de $0,8I_{cc}$. A partir daí, verifica-se se a corrente da unidade instantânea é menor do que 176% da corrente de partida do motor. Caso isto seja confirmado, M_{inst} será ajustado de modo que a corrente da unidade instantânea seja ajustada com o mesmo valor da unidade de tempo curto, ou seja, o limite inferior da curva do DBT a $1,76I_p$.

Terminados estes processos, armazenam-se os dados de projeto e os valores de MTC, M_{inst} e MTL são fornecidos.

5.2.6 PROTEÇÃO DE CURTO-CIRCUITO UTILIZANDO FUSÍVEL

A proteção contra curto-circuito em motores realizada por fusível substitui as funções de proteção instantâneas no relé e as de tempo curto e instantânea no DBT. As maiores vantagens do fusível neste tipo de proteção são o baixo custo e a simplicidade da proteção, mas geralmente perde-se em confiabilidade devido às características de imprecisão e não linearidade do fusível. Como não há parâmetros configuráveis para o fusível, a metodologia apenas testa se os critérios de proteção individual do motor são satisfeitos e avisa ao usuário do resultado deste teste. Apesar da simplicidade, esta operação é muito importante, não só para a proteção do motor como também para a coordenação da proteção com os equipamentos a montante no sistema elétrico.

Após o tratamento de dados do motor, são verificados se todos os pontos do fusível estão na região de proteção.

O segundo teste é referente ao joelho da curva do motor. Neste ponto, o limite inferior da curva do fusível deve estar acima de 176% da corrente de partida. Caso esta condição não seja satisfeita, ainda é verificado se o limite superior da curva do fusível está acima dos 176%, indicando que, considerando as imprecisões do dispositivo, a proteção ainda estaria correta. A saída neste último caso seria um alerta para o usuário de que a proteção está correta, porém não ideal. Em um último caso, o limite superior da curva do fusível também não satisfaria os

critérios da proteção de curto-circuito do motor. Assim sendo, a saída do programa seria uma mensagem de erro demonstrando que o fusível não é indicado para a proteção daquele motor.

Por fim, caso todos os testes não acusem nenhum problema, o fusível estaria corretamente empregado, e esta seria a saída para o usuário.

5.2.7 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE TERRA DE MOTORES

A proteção de terra em motores é realizada considerando o ajuste a 10% da corrente nominal do TC (no caso de relés de sobrecorrente) ou do disjuntor em um tempo de 0,1 segundos. Disjuntores e relés possuem funções específicas para a proteção contra faltas envolvendo fases e terra.

5.2.7.1 Proteção fase-terra realizada por relé digital

Para o relé, o ajuste é feito considerando a imprecisão do TC. Para tal, a corrente da unidade de tempo definido (I_{up}) é ajustada a 10% da corrente nominal do primário do TC de terra e o ajuste do tempo correspondente (T_{up}) é feito igual a 0,1 segundo.

5.2.7.2 Proteção fase-terra realizada por DBT

O critério para a proteção fase-terra utilizando disjuntores é de ajustar a corrente de terra (IT) a 10% da corrente nominal do DBT e o atraso de terra (AT) a 0,1 segundo. Ajusta-se então o múltiplo de terra (MT) de modo que o limite inferior da curva de terra do DBT satisfaça $IT = 0,1I_N$, em que I_N é a corrente nominal do disjuntor.

5.3 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

Apesar de o fluxo de informações ser coordenado no programa, a estrutura foi feita de modo que a definição das proteções individuais dos equipamentos sejam independentes entre si. No caso dos transformadores isto se torna bastante útil, pois ao se desejar realizar a proteção do mesmo, o programa obtém apenas as informações do sistema relevantes para aquele transformador em análise, ou seja, todos os equipamentos conectados ao secundário do transformador até o próximo nível de proteção.

De acordo com as filosofias de proteção vistas, têm-se dois arranjos para a proteção do transformador:

- Proteção instalada no secundário e proteção no primário como retaguarda;

- Proteção instalada no primário apenas.

A definição do tipo de arranjo é de cargo do usuário/engenheiro. Independentemente do tipo de arranjo, a proteção do transformador pode ser dividida em proteção do primário e proteção do secundário. Porém, antes de iniciar a descrição destas duas proteções, deve-se definir o tratamento dos dados do transformador, conforme discutido a seguir.

5.3.1 TRATAMENTO DOS DADOS DO TRANSFORMADOR

Após identificar o transformador em análise na base de dados, é realizado o tratamento inicial de dados. Nesta etapa são calculadas a corrente nominal do transformador (I_N), corrente de magnetização (I_{SH}), o limite térmico e o limite mecânico.

As correntes são calculadas pelas seguintes fórmulas:

$$I_N = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ [Ampères]} \quad (5.8)$$

$$I_{SH} = M_{SH} \cdot I_N \text{ [Ampères]} \quad (5.9)$$

A partir do tipo de ligação do transformador, define-se a curva de limite térmico (ANSI ou ANSI58%) a partir dos dados da Tabela 3.4. É então identificada a classe do transformador segundo a Tabela 3.3, e então definido o limite mecânico através dos pontos de corrente e tempo descritos na Tabela 3.5. A definição dos limites térmicos e mecânicos é importante para garantir que a proteção seja corretamente definida.

5.3.2 PROTEÇÃO DO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR

Caso o arranjo escolhido seja o que em ambos os lados do transformador sejam colocados dispositivos de proteção, primeiramente deve-se realizar os ajustes para o secundário, depois para o primário.

Para realizar os ajustes da proteção, definem-se primeiramente pontos de coordenação. Estes pontos vão depender de vários fatores, tais como o tipo de carga conectada ao secundário do transformador, o tipo de proteção destas cargas e a quantidade de caminhos de coordenação.

5.3.2.1 Obtenção dos pontos de referência da proteção

Primeiramente é necessário identificar se a barra ao qual o secundário do transformador está conectado é barramento principal ou não. Caso não, só haverá um único dispositivo conectado ao secundário do transformador, simplificando as operações.

Um barramento principal é aquele a partir do qual se podem obter dois ou mais caminhos de coordenação. Na prática, são as barras nas quais existem dois ou mais

equipamentos conectados, sejam eles cabos, transformadores ou cargas. Como exemplo, a Figura 5.1 mostra um sistema composto apenas por barramentos. As barras B1 e B2 são barramentos não-principais. As barras B3 e B4 são barramentos principais. As barras B5, B6, B7, B8 e B9 são barras de cargas, portanto, caso haja mais de uma carga conectada a um destes barramentos, este será considerado barramento principal, caso contrário será um barramento não-principal.

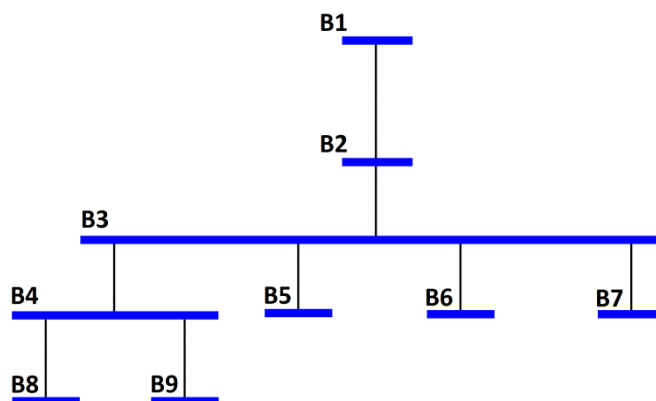


Figura 5.1 - Exemplo de barras principais e não-principais.

5.3.2.1.1 Secundário do transformador conectado a uma barra não- principal

Classificado o barramento no secundário como não-principal, identifica-se a carga conectada. Dependendo do tipo de carga, o tipo e a quantidade de pontos de referência para a coordenação serão diferentes.

Caso a carga seja um motor, os pontos de referência serão três, definidos como:

- Corrente de partida do motor, no tempo de aceleração do motor. Para tal, deve-se identificar o motor e realizar um tratamento dos dados do mesmo;
- Joelho da curva de proteção do motor. Deve-se identificar qual o dispositivo que protege o motor.
 - Caso relé 50/51 ou relé 51 e fusível: valor de tempo na curva inversa do relé para a corrente de atuação instantânea ($1,65 \cdot I_p$), sendo que ao tempo deve ser adicionado o intervalo de coordenação correspondente ao relé (250ms) ou ao fusível (120ms);
 - Caso disjuntor de baixa tensão: limite superior da curva do DBT na intersecção da curva de tempo longo com a curva de tempo curto, sendo que ao tempo deve ser adicionado o intervalo de coordenação correspondente ao disjuntor (120ms).

- Máxima corrente de curto-circuito transitória no tempo mínimo de operação da proteção para esta corrente. Este tempo foi considerado fixo, independentemente do dispositivo, em um valor de 25ms.

Caso a carga não seja motor, a proteção será realizada a partir da curva do dispositivo de proteção do equipamento. Para isto, primeiramente identifica-se qual equipamento está conectado (transformador, cabo ou carga estática), e depois qual tipo de dispositivo o protege. Neste caso são identificados não mais três, e sim sete pontos de coordenação, que dependem do tipo do dispositivo de proteção.

- Caso relé: identificados os parâmetros do relé, obtêm-se os seguintes pontos:
 - Corrente para o tempo de 1000s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (250ms);
 - Corrente para o tempo de 100s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (250ms);
 - Corrente para o tempo de 10s. Caso o tempo de atuação de 10s seja referente à curva de atuação instantânea do relé, o ponto tomado como referência deverá ser o da intersecção das curvas temporizada e instantânea (joelho da curva de proteção). Sobre a unidade de tempo, deve-se adicionar o intervalo de coordenação (250ms);
 - Corrente para o tempo de 1s. Caso o tempo de atuação de 1s seja referente à curva de atuação instantânea do relé, o ponto tomado como referência deverá ser o da intersecção das curvas temporizada e instantânea (joelho da curva de proteção). Sobre a unidade de tempo, deve-se adicionar o intervalo de coordenação (250ms);
 - Ponto que descreve a intersecção das curvas temporizada e instantânea (joelho da curva de proteção). Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (250ms);
 - Corrente para o tempo de 0,1s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (250ms);
 - Corrente para o tempo de 0,01s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (250ms).
- Caso disjuntor: através dos parâmetros do disjuntor, a referência compreenderá os seguintes pontos:

- Corrente de tempo longo e o tempo de 3000s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Início da curva de tempo longo. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Corrente seis vezes a nominal do disjuntor no tempo do atraso de tempo longo (ATL), ou o Joelho da curva de tempo curto. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Joelho da curva de tempo curto. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Final da curva de tempo curto (corrente de tempo curto no tempo do início da curva de atuação instantânea). Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Joelho da curva de tempo instantâneo. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms);
 - Corrente para o tempo de 0,01s. Sobre o tempo adiciona-se o intervalo de coordenação (120ms).
- Caso fusível: serão os próprios sete pontos corrente *versus* tempo catalogados para o fusível, sendo que se deve adicionar o intervalo de coordenação.

A Figura 5.2 mostra os pontos para a referência utilizando motor e a Figura 5.3 para a referência utilizando dispositivos de proteção. Os pontos são os destacados em vermelho. Observa-se que em dispositivos com faixa de imprecisão é utilizado o limite superior. Não se deve esquecer que, aos pontos destacados, deve-se adicionar o intervalo de coordenação respectivo ao tipo de proteção.

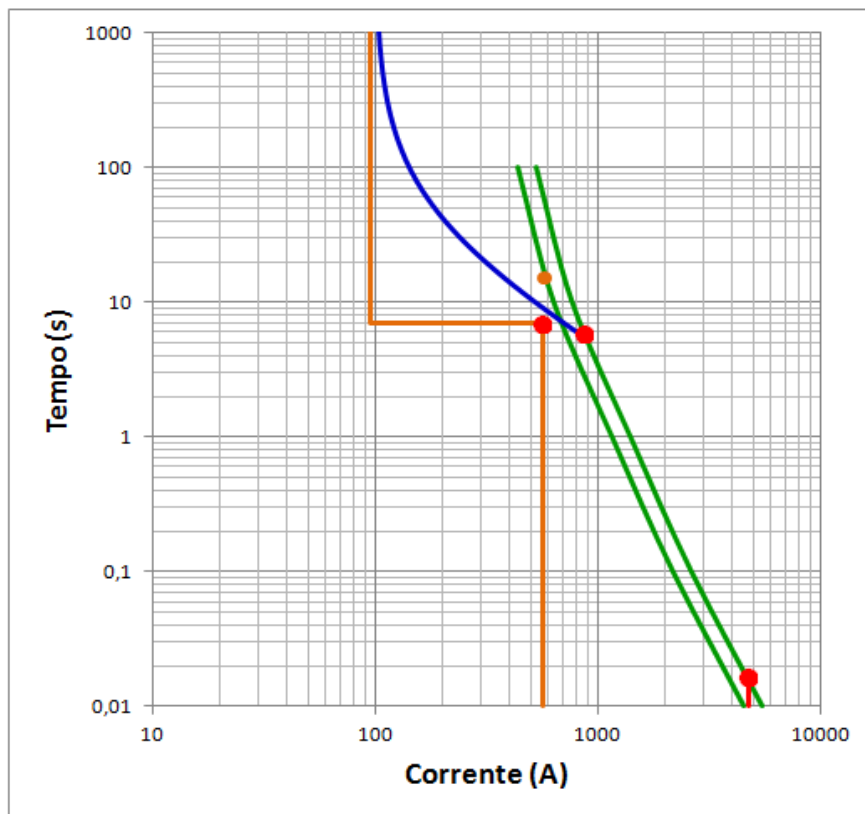


Figura 5.2 - Exemplo de pontos de referência utilizando motores.

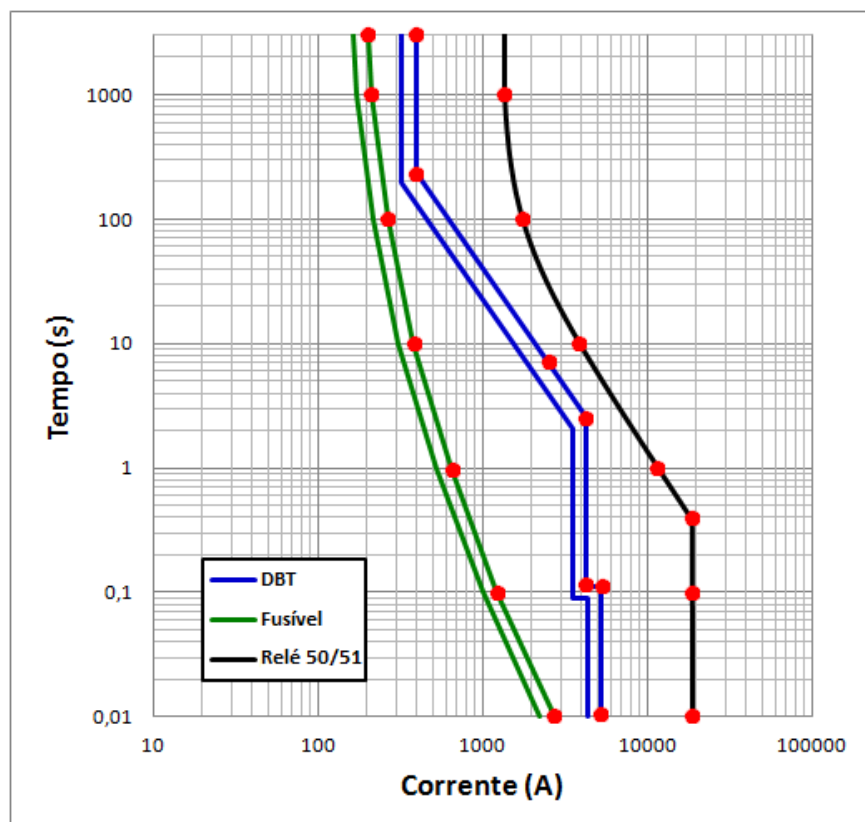


Figura 5.3 - Exemplo de pontos de referência utilizando os dispositivos de proteção.

5.3.2.1.2 Secundário do transformador conectado a uma barra principal

Caso a barra ao qual o secundário do transformador está conectado seja principal, haverá mais de um dispositivo conectado à barra do secundário do transformador. Neste caso, os pontos de referência para a coordenação serão diferentes.

Para esta situação são encontrados todos os equipamentos conectados no secundário do transformador (motores, transformadores, cabos e cargas estáticas). Durante este processo, obtém-se a corrente nominal do maior equipamento (chamada de I_{N_EQ0}) e a soma das correntes nominais de todos os equipamentos restantes (chamada de I_{N_CARGA}). O maior equipamento é definido em função de sua potência nominal. No caso de cabos, a corrente nominal é obtida através do ajuste de corrente de tempo longo do dispositivo de proteção associado multiplicado por um fator de $\frac{1}{1,05}$, pois geralmente se ajusta a unidade de sobrecorrente da proteção a 105% da corrente nominal do equipamento (5% é o fator de segurança admitido neste trabalho).

Portanto, ao final do processo obtém-se qual o maior equipamento instalado no secundário do transformador, a sua corrente nominal I_{N_EQ0} e a soma da corrente nominal dos outros equipamentos (I_{N_CARGA}). Com estas informações definem-se os pontos de referência através da curva do dispositivo de proteção do maior equipamento conectado ao secundário do transformador.

Assim como citado na seção 5.3.2.1.1 e mostrado na Figura 5.3, serão obtidos sete pontos de referência, que variam de acordo com o dispositivo de proteção, com a diferença de que além de ser adicionado o intervalo de coordenação (120ms para disjuntores e fusíveis e 250ms para relés) ao tempo, será adicionado I_{N_CARGA} à corrente.

Depois de identificados os pontos de referência para a coordenação da proteção, é verificado o tipo de proteção selecionado para o transformador em questão e inicia-se a realização dos ajustes. Como já descrito, a proteção do secundário pode ser realizada por relé digital ou disjuntor de baixa tensão.

5.3.2.2 Proteção utilizando relé digital de sobrecorrente

Para a proteção com relé, após ser identificado qual o relé será utilizado, calcula-se, utilizando as fórmulas (5.10) e (5.11), os valores das correntes nominal e de magnetização referenciadas no secundário do TC do relé, respectivamente.

$$I_{N_sec} = I_N \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim.fase}} \quad (5.10)$$

$$I_{SH_sec} = I_{SH} \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim.fase}} \quad (5.11)$$

Em que:

I_{N_Sec} : Corrente nominal referenciada no secundário do relé.

I_{SH_Sec} : Corrente de magnetização referenciada no secundário do relé.

I_N : Corrente nominal do transformador.

TC_{Sec} : Corrente no secundário do TC.

TC_{Prim} : Corrente no primário de fase do TC.

Em seguida é determinada a corrente de ajuste da unidade de tempo longo, utilizando o fator de 125% sobre o valor de I_{N_SEC} . Para isso, realiza-se uma varredura entre os limites da faixa de ajuste do relé e encontra-se o valor de ajuste mais apropriado. O próximo passo é calcular o valor da corrente de ajuste da unidade instantânea do relé. Deve-se lembrar que este valor é calculado apenas como referência, já que a unidade instantânea do relé deve ser desativada afim de possibilitar a coordenação entre os dispositivos do secundário e primário. A corrente da unidade instantânea é calculada tendo como referência a máxima corrente de curto-circuito transitória no secundário do transformador e a corrente do ponto de referência (seção 5.3.2.1) referente ao tempo de 0,01 segundos, que indica a corrente de magnetização (caso transformador) ou de partida (caso motor) do maior equipamento conectado ao secundário do transformador e somando-se as correntes nominais dos outros equipamentos. A unidade instantânea será calculada sobre o maior valor dentre os dois citados (ponto de referência ou máxima corrente de curto-circuito transitória).

O próximo passo é a determinação da curva do relé. Para isto, tem-se como referência os pontos citados na seção 5.3.2.1. Identifica-se qual a melhor curva, seja ela ANSI ou IEC, fixando-se M e variando K_1 , K_2 e K_3 (analisando os cinco tipos de curvas para cada padrão) e TDS da fórmula (5.12).

$$T_{op} = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3-1}} \right) \quad (5.12)$$

A curva que fique à direita, porém o mais próxima possível de todos os pontos de referência (sejam eles os três de quando a barra é não-principal ou sete de quando a barra é principal) e que ainda não viole os limites térmicos e mecânicos do transformador, será a melhor curva de proteção do secundário do transformador.

Após alguns testes de consistência de dados, que consistem em verificar se a curva encontrada é factível, são retornados os valores de I_{T_long} , TDS, K_1 , K_2 e K_3 , terminando a definição dos ajustes da proteção de fase do secundário.

O ajuste da proteção de terra é realizado segundo o critério de que a unidade deve estar coordenada com o dispositivo a jusante. Portanto, será ajustada com um valor de corrente igual ao ajuste de terra do dispositivo de proteção do maior equipamento a jusante, em um tempo igual ao do dispositivo a jusante somado o intervalo de coordenação de 250ms.

5.3.2.3 Proteção utilizando disjuntor de baixa tensão

No caso de disjuntores, ajusta-se a unidade de tempo longo a 125% da corrente nominal do transformador. Para isto, utiliza-se o limite inferior de tolerância da curva do DBT, ou seja:

$$I_L = 1,25 \cdot 0,9 \cdot I_N \quad (5.13)$$

Sendo que o fator 0,9 refere-se ao limite inferior da curva (10% abaixo da curva média).

Para se obter I_L , varia-se MTL entre os limites do disjuntor em um processo iterativo. O próximo passo é ajustar as outras unidades do DBT, utilizando para isso os pontos de referência definidos na seção 5.3.2.1.

Para a curva de tempo longo, caso a referência sejam os três pontos do motor (Figura 5.2), serão utilizados os dois primeiros pontos. Caso a referência sejam os sete pontos do dispositivo de proteção, serão utilizados os quatro primeiros pontos. Juntamente com os pontos descritos, serão utilizados os pontos das curvas de limite térmico e mecânico do transformador, concluindo a referência para a definição do ajuste de ATL. A melhor curva será aquela que se situe acima, porém o mais próximo possível, dos pontos de referência, sem violar os limites do transformador.

Para a unidade de tempo curto, caso a referência sejam os três pontos do motor (Figura 5.2), o segundo ponto (joelho da proteção do motor) será utilizado para coordenar o ajuste de tempo curto. Caso a referência compreenda os sete pontos do dispositivo de proteção, será utilizado o quarto ponto (segundo a ordem de apresentação dos pontos de referência na seção 5.3.2.1.1) para coordenar o ajuste da unidade de tempo curto. Foi considerado um acréscimo de 10% sobre o valor da corrente do ponto de referência para se ajustar o limite inferior da curva do disjuntor. Desse modo, toleram-se eventuais transitórios na carga.

O ajuste da unidade instantânea do disjuntor será feito de modo que este se situe acima da corrente de magnetização em um fator de 120%, como já descrito na seção 3.2.2.

Por fim, o ajuste da unidade de terra do disjuntor é feito segundo o critério de que a unidade deve estar coordenada com o dispositivo a jusante. Portanto, será ajustada com um valor de corrente igual ao ajuste de terra do dispositivo de proteção do maior equipamento a jusante, em um tempo igual ao dispositivo a jusante somado o intervalo de coordenação de

250ms. Tanto para o ajuste de tempo quanto de corrente, foram utilizados os limites inferiores da curva do disjuntor.

O fluxograma da Figura 5.4 resume como é feita a proteção de fase do secundário de transformadores. Nele, ao iniciar, verifica-se se o barramento "B" em que o secundário do transformador está ligado é principal. Caso não seja, varre-se a estrutura de dados em busca do equipamento ligado ao barramento B e depois se obtém os pontos de referência do dispositivo de proteção, sendo estes 3 pontos caso a referência seja um motor (Figura 5.2), ou então 7 pontos caso não seja um motor (Figura 5.3).

Por outro lado, caso o barramento "B" seja principal, varre-se a estrutura de dados em busca de todos os equipamentos conectados à barra "B", obtendo qual o equipamento de maior potência. Deste, obtém-se 7 pontos de referência através de seu dispositivo de proteção (Figura 5.2), sendo que à corrente destes pontos deve ser somada a corrente nominal de todos os outros equipamentos conectados ao barramento "B".

De posse dos pontos de referência, serão realizados os ajustes do dispositivo de proteção do secundário do transformador com base nos critérios citados na seção 3.2.2 e de modo que o dispositivo de proteção seja coordenado com os pontos tomados como referência.

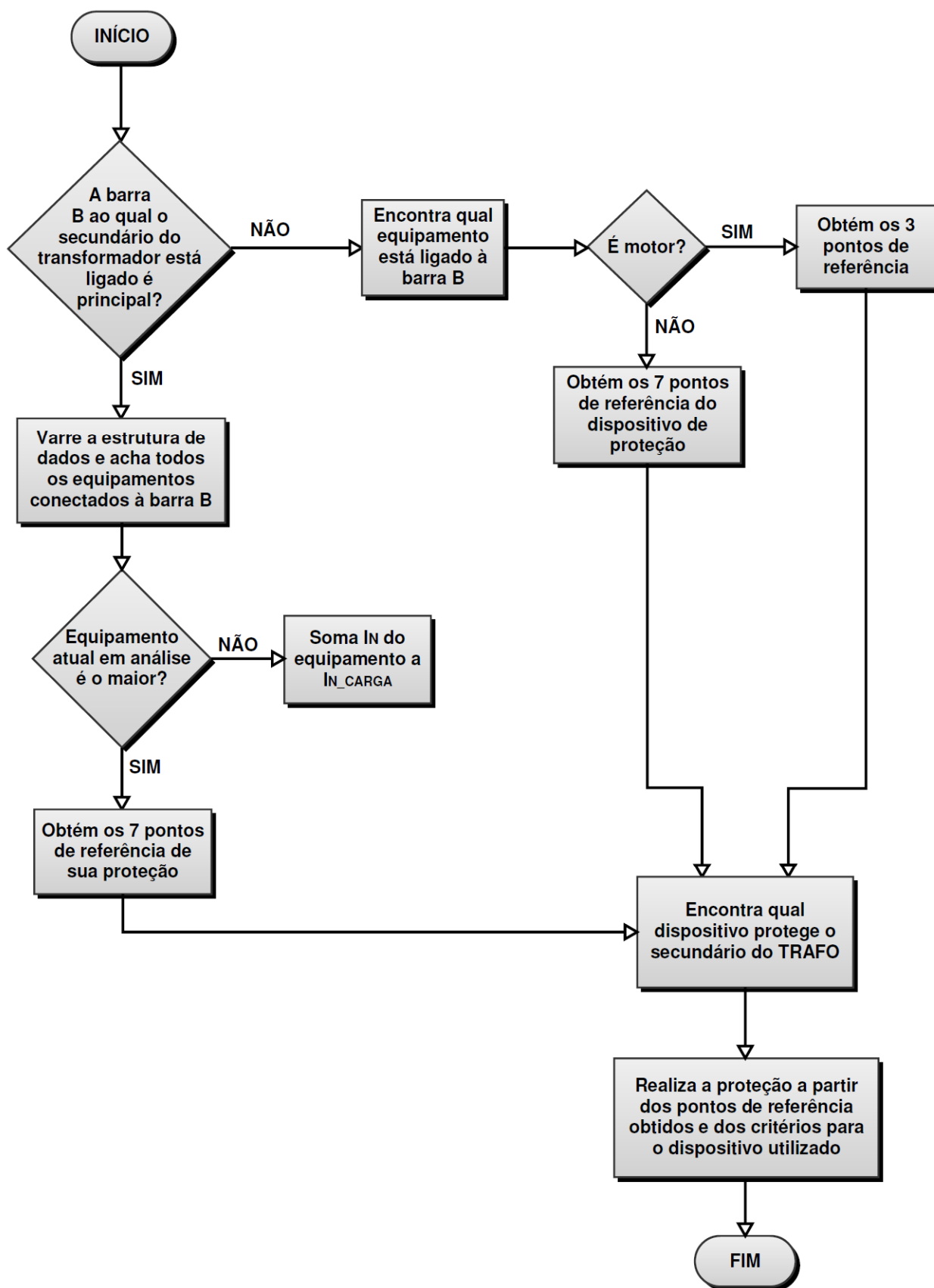


Figura 5.4 - Fluxograma do funcionamento da proteção de fase do secundário de transformadores.

5.3.3 PROTEÇÃO DO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR

Após a identificação e tratamento inicial dos dados do transformador, como descrito na seção 5.3.1, verifica-se qual o tipo de arranjo da proteção, ou seja, se há ou não dispositivo de proteção instalado no secundário do transformador, para obter os pontos de referência da coordenação da proteção.

5.3.3.1 Obtenção dos pontos de referência de proteção

Os pontos de referência serão tomados de acordo com a filosofia de proteção adotada. Caso não exista proteção instalada no secundário do transformador, os pontos de referência tomados serão exatamente iguais aos descritos na seção 5.3.2.1. Por outro lado, caso exista proteção no secundário, os pontos tomados serão os sete já descritos em 5.3.2.1 e na Figura 5.3, mas desta vez de acordo com o dispositivo de proteção instalado no secundário.

5.3.3.2 Proteção utilizando relé digital de sobrecorrente

Obtidos os pontos para referência da proteção, a proteção do primário é similar a do secundário, porém alguns critérios mudam. Para a proteção com relé, após ser identificado qual o relé será utilizado, calcula-se da mesma forma que em 5.3.2.2, os valores das correntes nominal e de magnetização referenciadas ao secundário do TC do relé.

$$I_{N_sec} = I_N \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim_fase}} \quad (5.14)$$

$$I_{SH_sec} = I_{SH} \frac{TC_{Sec}}{TC_{Prim_fase}} \quad (5.15)$$

Em seguida é determinada a corrente de ajuste da unidade temporizada. Para isto, verifica-se o tipo de ligação do transformador. Caso a ligação não seja do tipo ΔY o ajuste permanece igual ao feito no secundário, a 125%. Caso seja ΔY , na ocorrência de uma falta, a corrente no primário terá um acréscimo de 16% com relação a outros tipos de enrolamentos (seção 3.2.2). Portanto neste caso o ajuste será feito usando a fórmula (5.16):

$$I_L = 1,25 \cdot 1,16 \cdot I_{N_sec} \quad (5.16)$$

A curva não deve interceptar o limite térmico do transformador e, portanto deve estar abaixo da curva ANSI (ou ANSI58% caso a ligação seja delta-estrela com o neutro solidamente aterrado).

Desse modo, realiza-se uma varredura entre os limites da faixa de ajuste do relé e encontra-se o valor de I_L mais apropriado. Como próximo passo, calcula-se o valor da corrente de ajuste da unidade instantânea do relé, que desta vez será ativada, diferentemente do ajuste do secundário. A corrente da unidade instantânea é calculada tendo como referência a máxima

corrente de curto-circuito transitória no secundário do transformador, sua corrente de magnetização e a corrente do ponto de referência (seção 5.3.2.1) referente ao tempo de 0,01 segundos. Portanto, como foi descrito na seção 3.2.2, a unidade instantânea será calculada sobre o maior valor dentre: 120% da corrente de magnetização; 165% da máxima corrente de curto-circuito transitória no secundário do transformador referenciada no primário e; corrente do ponto de referência correspondente ao tempo de 0,01s (seção 5.3.2.1).

Para a determinação da curva do relé, têm-se como referência os pontos citados na seção 5.3.3.1. A curva mais adequada é determinada, seja ela ANSI ou IEC, fixando-se M e variando K_1 , K_2 e K_3 (analisando os cinco tipos de curvas para cada padrão) e TDS da fórmula (5.17).

$$T_{op} = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3-1}} \right) \quad (5.17)$$

A curva que ficar a direita, porém o mais próximo possível de todos os pontos de referência e que ainda não viole os limites térmicos e mecânicos do transformador, será a melhor curva de proteção do primário do transformador.

O ajuste da proteção de terra é realizado simplesmente segundo o critério de ajuste a 10% da corrente do primário do TC de terra a 0,1s.

5.3.3.3 Proteção utilizando fusível

Para a proteção do primário do transformador utilizando fusível, deve-se verificar se a curva do mesmo segue os critérios descritos em 3.2.2. Inicialmente, verificam-se as condições nominais de operação do transformador. Para isso utiliza-se o ponto correspondente ao tempo de 3000s do limite inferior da curva do fusível. Este ponto deve estar a 125% da corrente nominal do transformador. Depois se verifica se o limite inferior da curva do fusível em 0,1s está 176% acima da máxima corrente de curto-circuito transitória, 120% acima da corrente de magnetização do transformador e se é maior que a corrente do ponto de referência (seção 5.3.2.1) correspondente o tempo de 0,01s.

Verificadas as condições anteriores, o próximo passo é a verificação do limite inferior da curva do fusível perante aos pontos de referência descritos em 5.3.3.1. Caso a curva esteja acima de todos os pontos e abaixo da curva do limite térmico e mecânico do transformador, o fusível é aprovado para uso, sendo informado ao usuário. Caso o fusível viole qualquer condição, ele será recusado e as informações do erro passadas ao usuário.

O fluxograma da Figura 5.5 resume como é feita a proteção de fase do primário de transformadores. Pode-se notar que o modo como são calculados os ajustes da proteção do primário é bem parecido com o que é feito no secundário. A diferença é que, caso haja dispositivo de proteção instalado no secundário do transformador, os pontos tomados como referência serão 7 (Figura 5.3) obtidos através da curva característica da proteção do secundário. Caso não haja dispositivo no secundário, o processo para obtenção dos pontos de referência será o mesmo realizado para a proteção do secundário. De posse dos pontos de referência, serão realizados os ajustes do dispositivo de proteção do primário do transformador com base nos critérios citados na seção 3.2.2 e de modo que o dispositivo de proteção seja coordenado com os pontos tomados como referência.

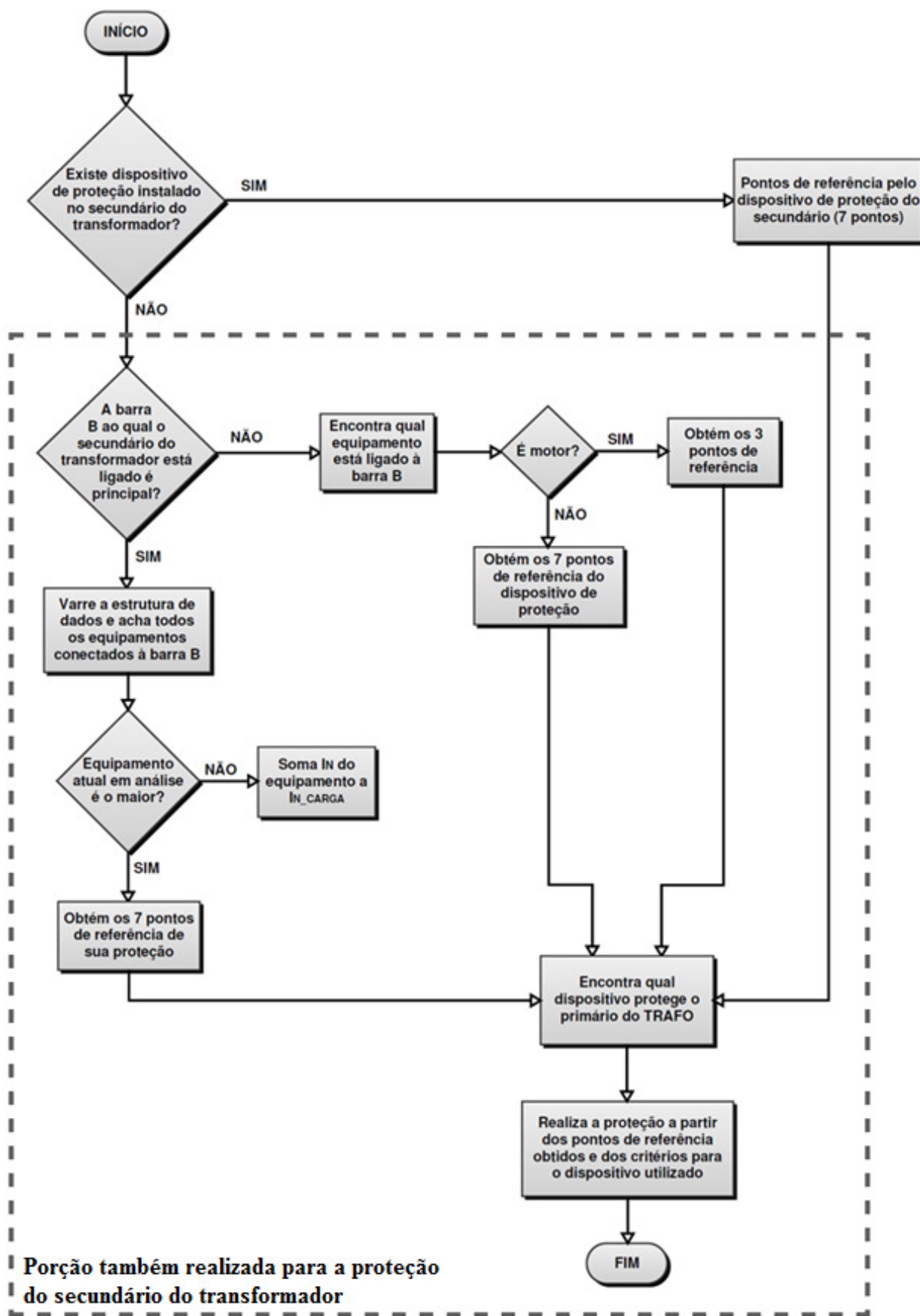


Figura 5.5 - Fluxograma do funcionamento da proteção de fase do primário de transformadores.

5.4 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE CABOS E SUBESTAÇÃO

Neste trabalho foi considerado que a definição dos ajustes dos dispositivos de proteção instalados em cabos e na saída da subestação ocorre da mesma forma, seguindo como referência os dispositivos instalados a jusante, de forma coordenada. A metodologia é a mesma para os dois tipos de proteção, com uma única diferença de que para o caso de cabos verifica-se se não foi violada a região de dano (limite térmico). Em subestações o dispositivo de proteção instalado é relé de sobrecorrente, sendo que a unidade de proteção instantânea geralmente é desativada. Para cabos, o dispositivo utilizado depende da classe de tensão, não havendo um critério específico para a escolha, sendo geralmente fatores financeiros e de disponibilidade que definem entre relé digital, disjuntores ou fusíveis.

5.4.1 PONTOS DE REFERÊNCIA DA PROTEÇÃO

Os pontos de referência são obtidos da mesma forma como foi feito para o secundário do transformador e para o primário quando não há proteção no secundário, descrito no item 5.3.2.1. Verifica-se se a barra ao qual o final do cabo está conectado é principal ou não, se há motor ou não, e por fim obtêm-se três pontos ou sete pontos, a depender do tipo de equipamento conectado. No caso de subestações, verifica-se o próximo barramento em que existem equipamentos (os quais possuam dispositivo de proteção) conectados. Os pontos tomados, como já descrito, são como os das figuras 5.2 e 5.3, adicionando-se o intervalo de coordenação adequado ao tipo de equipamento de proteção.

5.4.2 PROTEÇÃO VIA RELÉ DIGITAL DE SOBRECORRENTE

O ajuste da unidade temporizada do relé é feito sobre o ponto correspondente ao tempo de 3000 segundos sob a curva do dispositivo de proteção do maior equipamento ou do motor conectado ao final do cabo ou no barramento da subestação. Obtido então I_{T_long} , realiza-se o ajuste da unidade instantânea do relé sob o último ponto (a 0,01 segundos) na curva do dispositivo de proteção tomado como referência. O próximo passo é a obtenção da melhor curva, processo que ocorre observando os pontos de referência. A melhor curva obtida será aquela que ficar a direita, porém o mais próximo possível, dos (três ou sete) pontos de referência obtidos conforme descrito na seção 5.4.1.

Para o caso da proteção de cabos, ainda se verifica se a proteção não viola o limite térmico do equipamento.

Observa-se que, apesar de calculado o valor de corrente da unidade instantânea do relé, a ativação ou não desta unidade dependerá do julgamento do engenheiro encarregado. Como já

citado, não é comum esta unidade estar ativada para o caso de proteção de subestações. Para a proteção de cabos, dependerá da classe de tensão em que ele se encontra e da filosofia de proteção adotada.

5.4.3 PROTEÇÃO VIA DISJUNTOR DE BAIXA TENSÃO

A proteção utilizando disjuntor segue os moldes já citados para a proteção via relé. O ajuste da unidade temporizada (MTL) é feito seguindo o critério de que o limite inferior da curva do disjuntor deve estar o mais próximo possível do ponto correspondente a 3000 segundos sob a curva do dispositivo de proteção do maior equipamento ou do motor conectado ao final do cabo ou no barramento da subestação. A curva de tempo longo, caracterizada pelo parâmetro ATL, deve apresentar o limite inferior maior, porém o mais próximo possível, dos pontos de referência citados na seção 5.4.1. Para a proteção de cabos, verifica-se também a não violação dos limites térmicos do mesmo.

O ajuste da unidade de tempo curto se faz tomando o joelho do dispositivo de proteção a jusante. Assim como no caso descrito para a proteção do secundário de transformadores, caso a referência sejam os três pontos do motor, o segundo ponto será utilizado para coordenar o ajuste de tempo curto. Caso a referência seja os sete pontos do dispositivo de proteção, será utilizado o quarto ponto para coordenar o ajuste da unidade de tempo curto. Foi considerado um acréscimo de 10% sobre o valor da corrente do ponto de referência para se ajustar o limite inferior da curva do disjuntor, tolerando-se eventuais transitórios na carga.

A unidade instantânea é ajustada segundo o ajuste da proteção instantânea do dispositivo de proteção a jusante. Caso a referência seja um motor (três pontos), o ponto utilizado será o terceiro, referente a máxima corrente de curto-circuito transitória no tempo mínimo de operação da proteção para esta corrente. Caso a referência seja um dispositivo de proteção (sete pontos), o ponto utilizado será o sétimo (corrente de atuação do dispositivo para o tempo de 10ms), sendo que sempre é tomado o limite inferior da curva do disjuntor para realizar o ajuste.

A unidade de terra é parametrizada segundo o critério de 10% da corrente nominal do disjuntor a 0,1 segundos.

5.4.4 PROTEÇÃO VIA FUSÍVEL

A metodologia de definição da proteção utilizando fusíveis simplesmente verifica se o mesmo se encontra acima dos pontos de referência e, no caso da proteção de cabos, verifica se a curva de proteção se situa na região de ajuste da proteção. Para tanto, é confrontado cada ponto de referência citado na seção 5.4.1 com a curva do elo fusível. Ao final do processo obtém-se

uma resposta da aprovação ou não do uso do fusível indicado, sendo as conclusões repassadas ao usuário.

5.5 METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO

Nesta seção são apresentadas as bases para se estabelecer o estudo automático de coordenação da proteção de sobrecorrente. Para o desenvolvimento da coordenação automática, primeiramente precisa-se definir os caminhos de coordenação. Estes são os vários caminhos pelos quais há coordenação seletiva. Observando o diagrama unifilar do sistema industrial de exemplo da Figura 5.6, podem-se encontrar os seguintes caminhos de coordenação (da carga para a fonte):

- Motor 1 → Barra 07 → Barra 06 → Barra 05 → Barra 04 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 2 → Barra 10 → Barra 09 → Barra 08 → Barra 04 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 3 → Barra 13 → Barra 12 → Barra 11 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 4 → Barra 13 → Barra 12 → Barra 11 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 5 → Barra 15 → Barra 14 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 6 → Barra 15 → Barra 14 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 7 → Barra 17 → Barra 16 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação;
- Motor 8 → Barra 17 → Barra 16 → Barra 03 → Barra 02 → Barra 01 → Subestação.

A geração de uma matriz com os caminhos de coordenação é de suma importância para a definição dos ajustes dos dispositivos de proteção, pois define qual a ordem de equipamentos a serem protegidos, garantindo a seletividade da proteção.

5.5.1 CAMINHOS DE COORDENAÇÃO

Antes de apresentar a construção da matriz de caminhos de coordenação, é necessário definir algumas considerações:

- Barras Principais: São aqueles barramentos em que se podem obter 2 ou mais caminhos de coordenação. Na prática, são as barras nas quais existem 2 ou mais equipamentos conectados, sejam eles cabos, transformadores ou cargas. No exemplo da Figura 5.6 são as barras 03, 04, 13, 15 e 17.
- Barras de cargas: São aquelas em que estão conectadas as cargas. No exemplo, são as barras 07, 10, 13, 15 e 17.

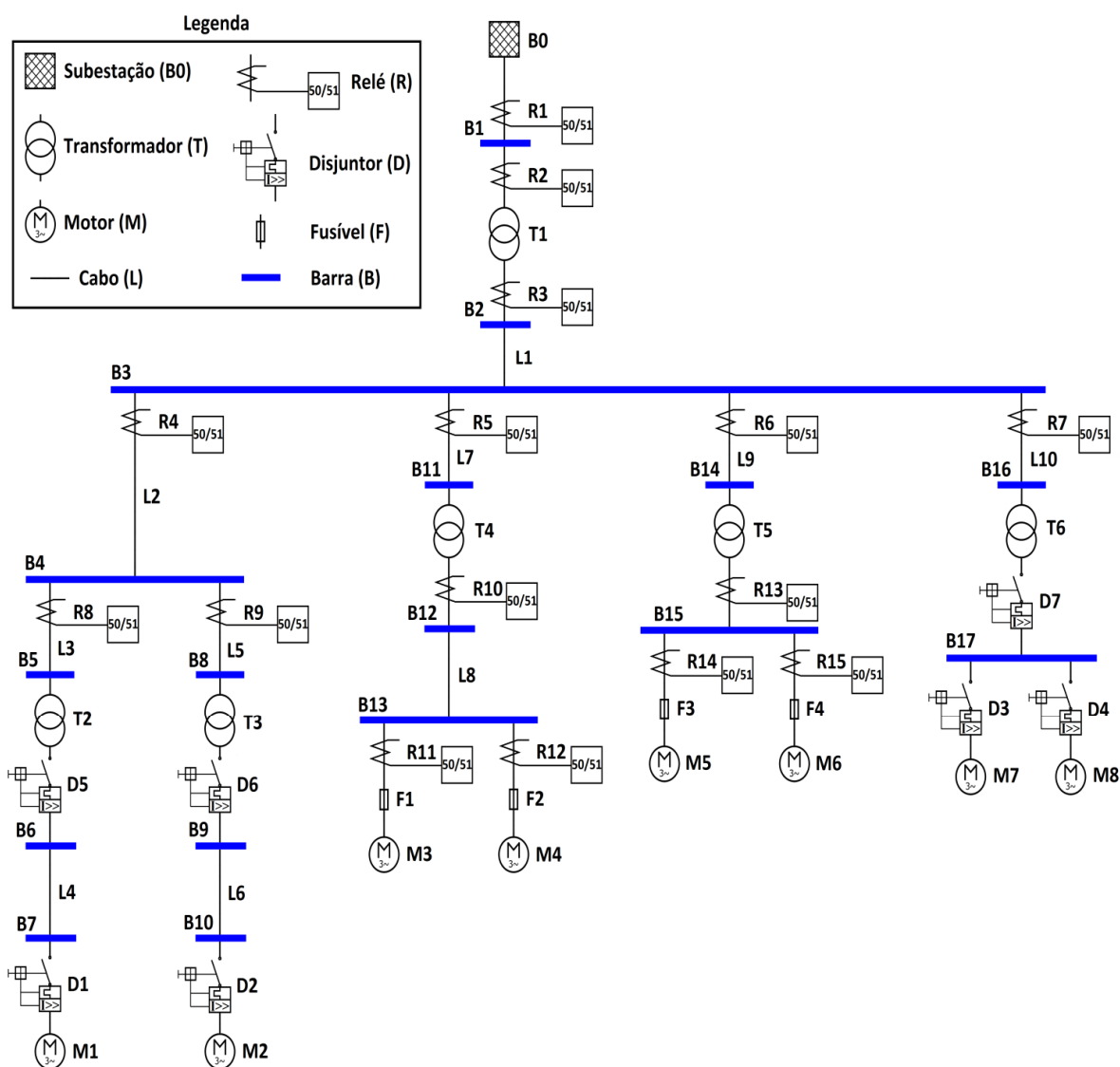


Figura 5.6 - Exemplo de um diagrama unifilar de um sistema elétrico.

Para a coordenação, são realizados os seguintes passos:

- Procura-se a primeira carga, como exemplo, o motor M3. Realiza-se a proteção da mesma, respeitando os critérios. Caso haja outras cargas no mesmo barramento (como o motor M4 no exemplo), é realizada a proteção das mesmas e logo após é salvo o valor da maior proteção. O passo seguinte é procurar o próximo equipamento protegido seguindo a linha, no caso, o transformador T4, cujo secundário está protegido por um relé. A proteção deste novo dispositivo deverá estar coordenada com a maior proteção dos dispositivos protegidos anteriormente a fim de garantir a seletividade. A metodologia segue até que seja encontrada a subestação.

Nota-se que a proteção segue um caminho de coordenação e que, logo após um barramento principal (lembrando que está sendo analisado no sentido carga-subestação) deve-se coordenar o dispositivo de acordo com a proteção do maior equipamento conectado à barra.

Para a definição dos caminhos de coordenação, primeiramente foi criada uma matriz de barras como a da Tabela 5.1. Nela são colocadas todas as barras do sistema em análise. Caso haja algum equipamento entre a barra A e a barra B, as posições [A,B] e [B,A] da matriz são preenchidas com o número **1**. Caso o equipamento seja uma carga, $A=B$ (indica que o equipamento tem uma mesma barra como sendo a barra inicial e final na qual ele está conectado) e a posição na matriz será preenchida com o número **2**. Caso haja mais de uma carga sob a mesma barra, a posição será acrescida de **2** para cada carga. Deste modo obtém-se uma matriz simétrica, em que sua diagonal principal indica se a barra é de carga (o elemento correspondente a barra na diagonal principal da matriz está preenchido) ou não (o elemento correspondente a barra na diagonal principal da matriz está nulo) e quantas cargas há na barra (metade do valor do elemento da diagonal principal). Se não há elementos na diagonal principal, significa que não há cargas no sistema.

Tabela 5.1 - Matriz de barras do Exemplo da Figura 5.6.

Barras	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1		1															
2	1		1														
3		1		1							1			1		1	
4			1		1			1									
5				1		1											
6					1		1										
7						1	2										
8				1					1								
9								1		1							
10									1	2							
11			1									1					
12											1		1				
13												1	4				
14			1												1		
15														1	4		
16			1														1
17																1	4

Percorrendo a matriz de barras das cargas para a subestação, com um controle de laço que não permite que uma mesma carga seja analisada duas vezes, obtém-se uma matriz de caminhos de coordenação como a da Tabela 5.2, em que cada linha representa o caminho de coordenação de uma carga.

Tabela 5.2 - Matriz de caminhos de coordenação para o sistema elétrico da Figura 5.6.

Carga	Primeira Barra	Segunda Barra	Terceira Barra	Quarta Barra	Quinta Barra	Sexta Barra	Sétima Barra
M1	B07	B06	B05	B04	B03	B02	B01
M2	B10	B09	B08	B04	B03	B02	B01
M3	B13	B12	B11	B03	B02	B01	-
M4	B13	B12	B11	B03	B02	B01	-
M5	B15	B14	B03	B02	B01	-	-
M6	B15	B14	B03	B02	B01	-	-
M7	B17	B16	B03	B02	B01	-	-
M8	B17	B16	B03	B02	B01	-	-

Além da utilização principal da criação dos caminhos de coordenação, a mesma metodologia pode ser utilizada para a verificação da consistência dos dados de entrada, pois se ao executá-la entra-se em um laço infinito, indica que há ilhas ou equipamentos desconectados. Neste caso, um contador com um valor limite referente a quantidade de barras seria inserido no

laço interno e outro contador com valor limite referente ao número de cargas do sistema seria inserido no laço externo. Caso algum desses contadores seja excedido, algum problema ocorreu no laço relativo ao contador em estouro. Portanto, o programa sairá do laço e informará ao usuário do problema ocorrido.

Portanto, para a definição dos caminhos de coordenação é apenas necessária uma lista que correlaciona os equipamentos (motor, carga estática, transformador ou cabo) aos barramentos que eles estão conectados. O barramento zero será aqui tratado como sendo a subestação. Este barramento define o critério de parada da metodologia, ou seja, o final de cada caminho de coordenação.

5.5.2 DINÂMICA DA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DA PROTEÇÃO

Neste tópico será descrito passo a passo o fluxo de dados na metodologia e como, através do que foi descrito em 5.2, 5.3 e 5.4, se realiza a coordenação automática da proteção.

Para facilitar o entendimento, a metodologia computacional foi dividida em sete partes, as quais são realizadas em sequência. São elas:

1. Inicialização
2. Adição dos dados dos equipamentos;
3. Adição dos dados dos dispositivos de proteção;
4. Adição dos dados das correntes de curto-circuito;
5. Montagem do sistema;
6. Proteção de cargas;
7. Coordenação automática da proteção.

Nos tópicos a seguir serão descritos a implementação e o uso de cada uma destas fases.

5.5.2.1 Inicialização do programa

Nesta etapa são realizadas funções de preparação da estrutura do programa para receber e tratar dados. É uma etapa constituída apenas de procedimentos de programação, como garantia do esvaziamento de *buffers* que serão utilizados pelo programa desenvolvido e preparação das matrizes que receberão os dados de sistema. Apesar de não tratar o problema da proteção de equipamentos diretamente, é essencial para o funcionamento da metodologia, pois evita eventuais falhas no programa.

5.5.2.2 Dados dos equipamentos

Após inicializar, o próximo passo é a inserção de dados, a começar pelos dados dos equipamentos (motores, cargas estáticas, transformadores e cabos). Os dados exigidos para cada tipo de equipamento estão descritos na seção 5.1.2.

5.5.2.3 Dados dos dispositivos de proteção

Os próximos dados a serem inseridos são os dos dispositivos de proteção (relés, disjuntores e fusíveis). Os dados exatos para cada tipo de dispositivo são descritos na seção 5.1.1.

5.5.2.4 Dados das correntes de curto-circuito

Conforme justificado no item 4.1, são necessários dados das correntes de curto-circuito sobre os equipamentos protegidos. Para isto foi utilizado o programa DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT, 2010), que se simula o sistema em análise visualizando as correntes de curto-circuito. A entrada dos dados destas correntes é da forma descrita em 5.1.3, sendo portanto necessários quatro diferentes tipos de corrente de curto-circuito para cada equipamento protegido.

5.5.2.5 Montagem do sistema

O próximo passo é, a partir dos dados de entrada, montar o sistema a ser analisado, construindo a matriz de barras (da forma da Tabela 5.1) e a matriz dos caminhos de coordenação (ver Tabela 5.2). Como já mencionado, é também nesta etapa que se verifica a consistência de dados. Caso algum dado topológico esteja errado, não será possível montar a matriz de caminhos de coordenação. Neste caso um aviso de erro será enviado para o usuário.

Nesta etapa também se realiza um passo muito importante, que é relacionar a cada equipamento ao seu dispositivo de proteção correspondente, sendo salvas nos dados do próprio equipamento, informações como o tipo de dispositivo de proteção que o protege e seu índice. Isto é importante para a automatização do processo de coordenação da proteção, como será visto no tópico seguinte. Durante esta etapa ocorre o segundo tratamento de consistência de dados, verificando se todos os equipamentos possuem dispositivos de proteção, ou se há mais de um dispositivo de proteção associado a um mesmo equipamento (exceto no caso de motores protegidos por relé e fusível).

5.5.2.6 Proteção das cargas

A partir daqui começa a realização da proteção propriamente dita. Inicialmente varre-se toda a estrutura que contém os dados sobre motores e cargas estáticas e realizam-se suas proteções, de acordo com o tipo de dispositivo de proteção. A proteção individual de cargas é desacoplada da metodologia de coordenação automática por questões de simplicidade. A vantagem de realizar o processo desta forma ao invés de seguir estritamente a realização da proteção segundo os caminhos de coordenação é de que não importará a localização da carga no sistema para efetuar os ajustes da proteção individual. Isto simplifica o processo, já que a quantidade de dados tratados é relativamente grande.

5.5.2.7 Coordenação automática da proteção

Com todas as informações inseridas e as proteções individuais de cargas já realizadas, iniciam-se os ajustes coordenados da proteção do sistema em análise. Vale a pena lembrar que a definição da proteção dos transformadores e cabos é desacoplada do sistema, ou seja, apesar de se precisar de dados dos dispositivos instalados a jusante, a metodologia não se preocupa em realizar a proteção de outros dispositivos que não sejam os que estão em análise no momento. Com esta funcionalidade, pode-se deixar a definição da sequência de realização dos ajustes dos dispositivos de proteção para um bloco de funções específico, que então coordenará o fluxo da realização da proteção. É deste último de que se trata esta seção.

A ideia principal é realizar a proteção no sentido carga-fonte. Para exemplificar a sequência de operações, seja como exemplo a Figura 5.7, que é a Figura 5.6 modificada para somente sejam mostrados equipamentos que possuam dispositivos de proteção.

Para a realização dos ajustes do relé R4, por exemplo, é necessário que antes os ajustes de todos os dispositivos a jusante sejam realizados, ou seja, dos disjuntores D1, D2, D5, D6 e dos relés R8 e R9. Esta mesma analogia pode ser feita para os ajustes de R10, R13, D7 e R3. Todos estes dispositivos de proteção são instalados em um equipamento que está conectado em uma barra principal (secundário de transformadores ou final de cabos). Então, a sequência de ajustes deve respeitar os barramentos principais. Além disto, deve-se ter um mecanismo que indique o momento de continuar a realização do caminho de coordenação. Por exemplo, o programa deve identificar quando terminou de executar os ajustes de todos os dispositivos associados aos equipamentos conectados na barra B3 (transformadores T2 e T3).

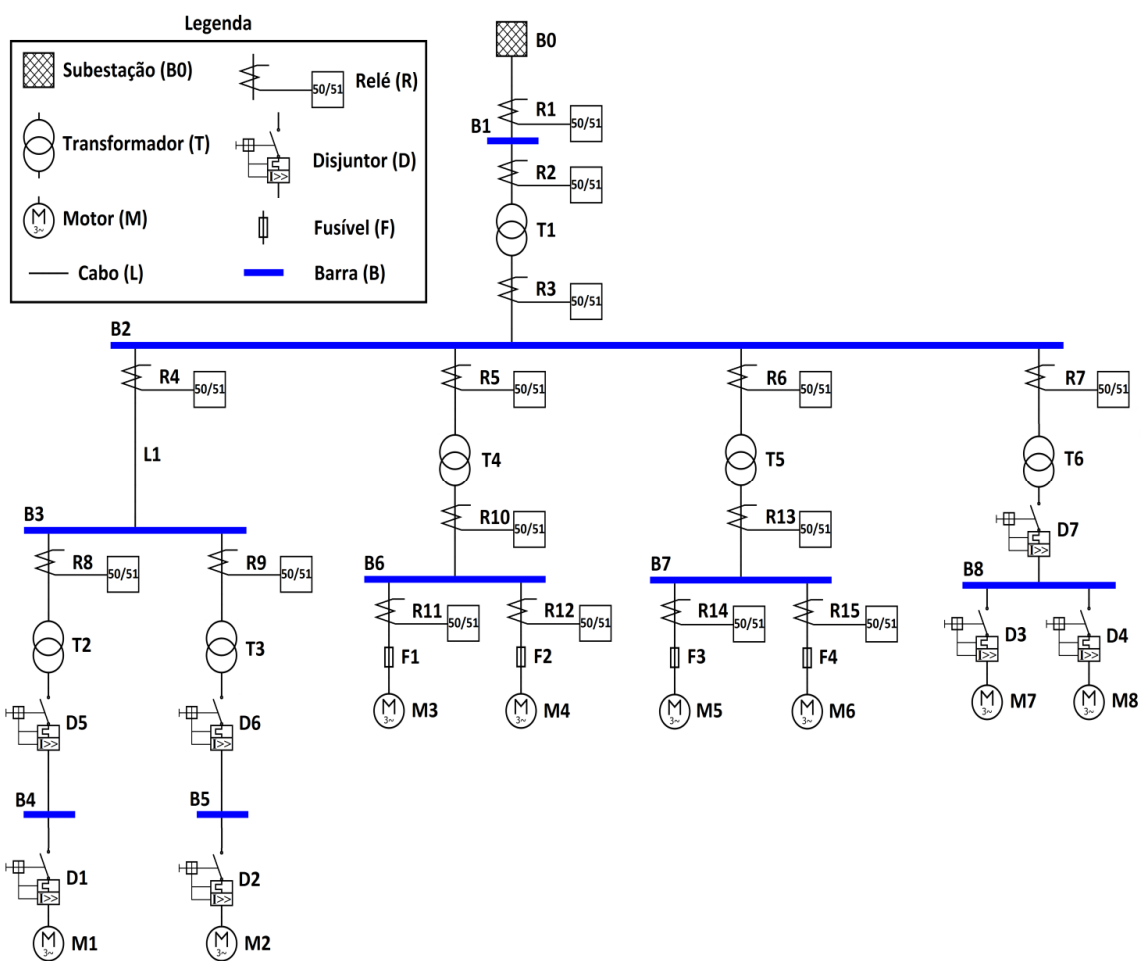


Figura 5.7 - Exemplo de sistema simplificado para aplicação da metodologia.

Portanto, para o sistema da Figura 5.7, respeitando-se a premissa de que só se pode realizar o ajuste de um dispositivo quando todos os outros instalados a jusante já tenham sido ajustados, a sequência de ajustes pode ser descrita na Tabela 5.3. Note que nela não estão presentes os ajustes dos dispositivos relacionados às cargas, que, como já justificado, foram realizados previamente.

Tabela 5.3 - Sequência de ajustes realizados para o sistema da Figura 7.9.

Passo	Dispositivo	Local instalado
1	D5	Secundário do TRAFO T2
2	R8	Primário do TRAFO T2
3	D6	Secundário do TRAFO T3
4	R9	Primário do TRAFO T3
5	R4	Início do cabo L1
6	R10	Secundário do TRAFO T4
7	R5	Primário do TRAFO T4
8	R13	Secundário do TRAFO T5
9	R6	Primário do TRAFO T5
10	D7	Secundário do TRAFO T6
11	R7	Primário do TRAFO T6
12	R3	Secundário do TRAFO T1
13	R2	Primário do TRAFO T1
14	R1	Subestação B0

Para que a sequência de ajustes da Tabela 5.3 seja realizada automaticamente são necessárias duas informações: os caminhos de coordenação, e se a barra na qual o equipamento está conectado é principal ou não. A metodologia inicia obtendo, a partir da matriz de caminho de coordenação, o primeiro barramento após a primeira carga, e o equipamento que possui esta barra como barra final (final de cabos ou secundário de transformadores). No caso de transformador, verifica-se se existe proteção instalada no secundário. Se afirmativo, realizam-se os ajustes do secundário e depois do primário. Caso negativo, realizam-se somente os ajustes para o primário. Caso o equipamento encontrado seja cabo, procura-se o dispositivo associado ao mesmo e realizam-se seus ajustes. Terminada a proteção dos equipamentos ligados a este barramento, a metodologia avança um passo no sentido do caminho de coordenação, e esta sequência continua até que se encontre um barramento principal. Neste caso, interrompe-se o caminho de coordenação atual e o processo se reinicia em outro caminho de coordenação. Neste ponto também se verifica quantos são os equipamentos que possuem a barra atual como barra inicial (início de cabos ou primário de transformadores). A quantidade de equipamentos será igual a quantos caminhos de coordenação se dividem a partir da barra atual. Neste momento insere-se um contador, que servirá como mecanismo de controle, indicando quando a metodologia deve dar um passo adiante no caminho de coordenação ao invés de passar para outro. Quando todas as divisões de caminhos de coordenação forem visualizadas significará que todos os dispositivos a jusante do instalado na barra principal foram ajustados, e portanto este último poderá ser ajustado.

O fluxograma da Figura 5.8 mostra resumidamente o conceito da metodologia de coordenação automática da proteção.

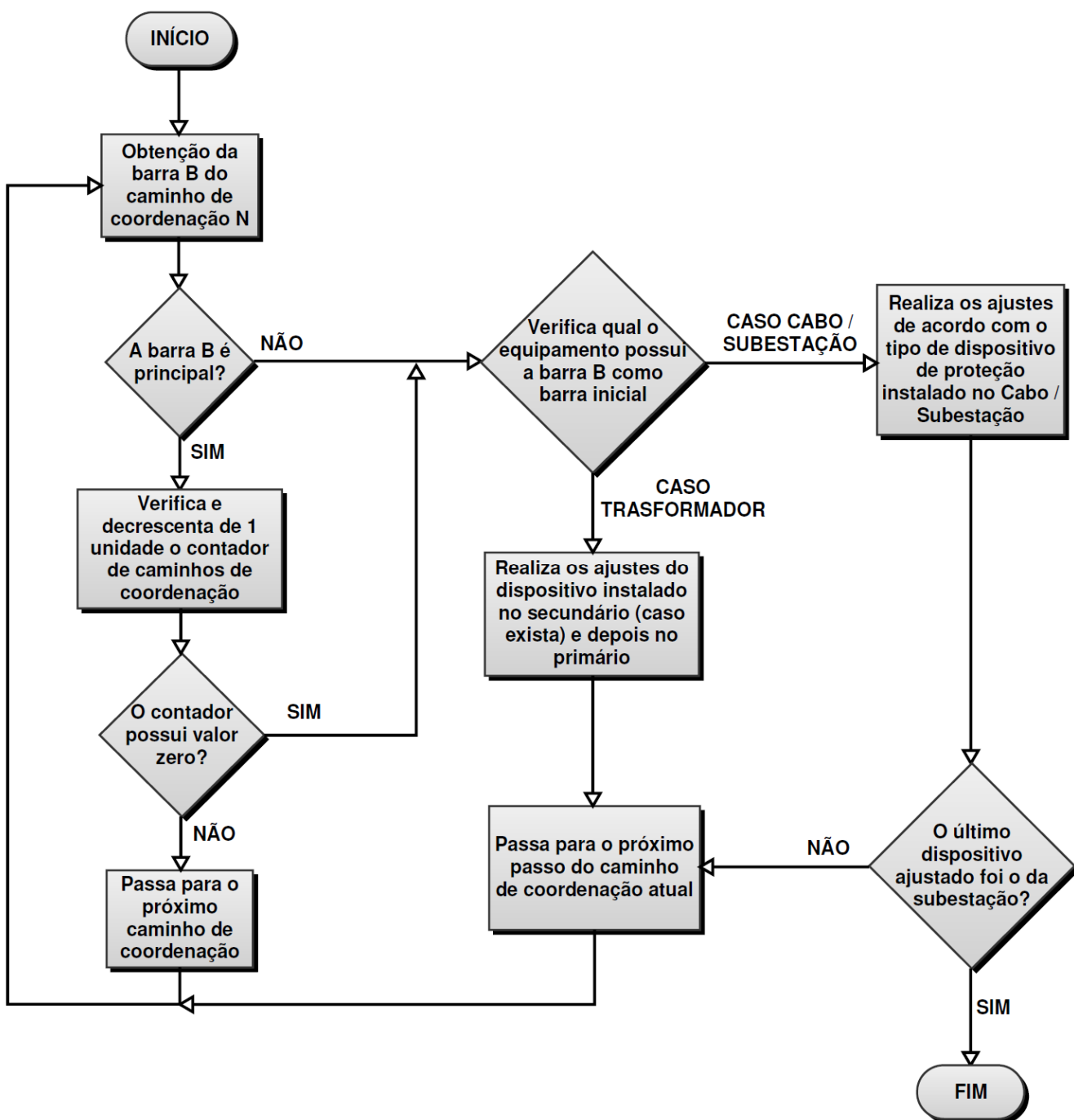


Figura 5.8 - Fluxograma da metodologia de coordenação automática da proteção.

5.6 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Como exemplo da aplicação completa da metodologia, seja o sistema elétrico da Figura 5.6. Previamente deve-se realizar uma simplificação, de modo que entre dois barramentos

consecutivos sempre existam equipamentos com dispositivos de proteção associados. O que se obtém é o sistema da Figura 5.7. Os passos a seguir indicam a sequência realizada pela metodologia e descrita na seção 5.5.2.

5.6.1 DADOS DOS EQUIPAMENTOS

As tabelas 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7 mostram os dados de entrada de motores, transformadores e cabos para o sistema da Figura 5.7.

Tabela 5.4 - Dados do Motores.

ID	Barra	Potência Nominal (kVA)	Tensão (kV)	Fator de serviço	Ip/In	Tempo de Aceleração (s)	Tempo de rotor Bloqueado (s)	Margem de Segurança Sobre o Tempo de Aceleração	Fator de Potência Nominal
1	4	200,80	0,44	1,05	7,2	7	11	2	0,83
2	5	200,80	0,44	1,05	7,2	7	11	2	0,83
3	6	649,02	4,16	1,05	6,0	7	15	2	0,89
4	6	299,79	4,16	1,05	6,0	5	12	2	0,89
5	7	531,73	4,16	1,05	6,0	7	15	2	0,91
6	7	424,13	4,16	1,05	6,0	5	12	2	0,90
7	8	71,02	0,44	1,05	7,4	4	10	2	0,88
8	8	147,14	0,44	1,05	8,0	6	12	2	0,84

Tabela 5.5 - Dados dos Transformadores.

ID	Barra 1	Barra 2	Isolação	Potência (MVA)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)	Impedância percentual	MSH	Enrolamento primário	Enrolamento secundário
1	1	2	1	10,00	138,00	13,80	12,46	12	1	4
2	3	4	1	0,75	13,80	0,44	5,00	12	1	4
3	3	5	1	0,75	13,80	0,44	5,00	12	1	4
4	2	6	1	3,00	13,80	4,16	7,28	12	1	4
5	2	7	1	3,00	13,80	4,16	7,28	12	1	4
6	2	8	1	1,00	13,80	0,44	4,76	12	1	4

Tabela 5.6 - Dados do Cabo.

ID	Barra inicial	Barra Final	Tipo de Cabo	Tensão Nominal (kV)	Condutores por fase	Seção Transversal	T1 (°C)	T2 (°C)	Ampacidade por condutor (A)
1	2	3	1	13,8	1	95	90	250	251

Tabela 5.7 - Dados do Cabo (continuação).

Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
0,85	0,0804	0,0676

A partir dos dados iniciais dos equipamentos, realiza-se o tratamento de dados. A Tabela 5.8 mostra as correntes nominais e de partida dos motores, e a Tabela 5.9 mostra os dados das correntes nominais e de magnetização dos transformadores.

Tabela 5.8 - Correntes nominais e de partida dos motores.

ID	Corrente Nominal (A)	Corrente de Partida (A)
1	276,656	1991,921
2	276,656	1991,921
3	94,579	567,472
4	43,687	262,122
5	77,487	464,920
6	61,807	370,839
7	97,849	724,083
8	202,725	1621,798

Tabela 5.9 - Correntes nominais e de magnetização dos transformadores.

ID	Corrente Nominal (A)	Corrente de Magnetização (A)	Tempo de I_{SH} (s)
1	418,370	5020,440	0,1
2	984,120	11809,440	0,1
3	984,120	11809,440	0,1
4	416,358	4996,296	0,1
5	416,358	4996,296	0,1
6	1312,160	15745,920	0,1

5.6.2 DADOS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

As tabelas 5.10 e 5.11 mostram os dados referentes aos fusíveis. Na Tabela 5.11, os pontos são os valores médios sobre a corrente, sendo que sobre os mesmos será calculada uma faixa de tolerância de $\pm 10\%$.

Tabela 5.10 - Dados de identificação dos fusíveis.

ID	Tipo Equipamento	ID Equipamento	Corrente Nominal (A)
1	1	3	200
2	1	4	100
3	1	5	150
4	1	6	100

Tabela 5.11 - Pontos de corrente versus tempo para os fusíveis.

ID	Corrente (A)						
	I1	I2	I3	I4	I5	I6	I7
1	350,00	357,14	483,00	700,00	1277,77	2400,00	5000,00
2	182,14	192,85	243,75	345,45	587,50	1110,00	2500,00
3	291,66	297,61	402,50	583,33	1064,80	2000,00	4166,66
4	233,33	238,09	322,00	466,66	851,84	1600,00	3333,33
Tempo (s)	3000,00	1000,00	100,00	10,00	1,00	0,10	0,01

As tabelas 5.12 e 5.13 mostram os dados de entrada dos disjuntores. Os dados da Tabela 5.13 são válidos para todos os DBTs do sistema.

Tabela 5.12 - Dados de identificação dos disjuntores de baixa tensão.

ID	Tipo de Equipamento	Índice do Equipamento	Corrente Nominal (A)
1	1	1	400
2	1	2	400
3	1	7	150
4	1	8	350
5	3	2	1400
6	3	3	1400
7	3	6	1800

Tabela 5.13 - Características dos disjuntores.

MTL			ATL			MTC			ATC			Minst			MT			AT		
LI	passo	LS	LI	passo	LS	LI	passo	LS	LI	passo	LS	LI	passo	LS	LI	passo	LS	LI	passo	LS
0,4	0,1	1,1	0,5	0,1	30	0,1	0,1	12	0,1	0,1	0,4	2	0,1	12	0,1	0,1	1	0,1	0,1	0,4

As tabelas 5.14 e 5.15 mostram os dados de entrada dos relés. Os dados da Tabela 5.14 são válidos para todos os relés digitais de sobrecorrente do sistema.

Tabela 5.14 - Dados dos relés de sobrecorrentes.

TDS (ANSI)			TDS (IEC)			Corrente de Ajuste da Unidade Temporizada (A)			Corrente de Ajuste da Unidade Instantânea (A)		
LI	Passo	LS	LI	Passo	LS	LI	Passo	LS	LI	Passo	LS
0,5	0,01	15	0,05	0,01	1	0,25	0,01	16	0,25	0,01	100

Tabela 5.15 - Dados dos relés de sobrecorrente (continuação).

ID	Tipo de Equipamento	Índice do Equipamento	TC		
			Prim. de Fase (A)	Prim. de Terra (A)	Sec. (A)
1	6	1	500	100	5
2	2	1	1000	100	5
3	3	1	800	50	5
4	4	1	200	100	5
5	2	4	500	200	5
6	2	5	500	200	5
7	2	6	1500	100	5
8	2	2	1500	50	5
9	2	3	1500	50	5
10	3	4	500	50	5
11	1	3	100	50	5
12	1	4	50	50	5
13	3	5	500	50	5
14	1	5	100	50	5
15	1	6	100	50	5

5.6.3 DADOS DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A Tabela 5.16 resume os dados das correntes de curto-circuito obtidos pela simulação do sistema no DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT, 2010).

Tabela 5.16 - Correntes de curto-circuito sobre os equipamentos do sistema em análise.

ID	Tipo de Equipamento	ID do Equipamento	Corrente mínima (A)	Máxima corrente transitória (A)	Máxima corrente subtransitória (A)	Máxima corrente Fase-Terra (A)
1	6	1	1180	1375	1375	510
2	2	1	1180	1375	1375	504
3	3	1	3972	4582	4897	220
4	4	1	3895	4980	5334	220
5	2	4	3895	4878	5224	220
6	3	4	3515	4056	4534	440
7	2	5	3895	4876	5223	220
8	3	5	3573	4111	4605	440
9	2	6	3895	5024	5381	220
10	3	6	19451	23923	25168	29620
11	2	2	3558	4634	4936	220
12	3	2	14453	17701	18654	21910
13	2	3	3558	4633	4935	220
14	3	3	14452	17679	18653	21920
15	1	1	12619	15301	16344	19261
16	1	2	13451	16331	17354	20465
17	1	3	3500	4281	4790	440
18	1	4	3500	4568	5110	440
19	1	5	3573	4457	4993	440
20	1	6	3573	4545	5091	440
21	1	7	19451	25376	26696	29620
22	1	8	19451	24522	25798	29620

5.6.4 MONTAGEM DO SISTEMA

Para o sistema da Figura 5.7 serão montadas as matrizes de barras e de caminhos de coordenação. A Tabela 5.17 mostra a matriz de barras.

Tabela 5.17 - Matriz de barras do sistema da Figura 5.7.

Barras	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	1	1							
1	1		1						
2		1		1			1	1	1
3			1		1	1			
4				1	2				
5				1		2			
6			1				4		
7			1					4	
8			1						4

A Tabela 5.18 mostra os caminhos de coordenação formados a partir da matriz de barras da Tabela 5.17.

Tabela 5.18 - Matriz de caminhos de coordenação do sistema da Figura 5.7.

Carga	Primeira Barra	Segunda Barra	Terceira Barra	Quarta Barra	Quinta Barra
M1	B4	B3	B2	B1	B0
M2	B5	B3	B2	B1	B0
M3	B6	B2	B1	B0	-
M4	B6	B2	B1	B0	-
M5	B7	B2	B1	B0	-
M6	B7	B2	B1	B0	-
M7	B8	B2	B1	B0	-
M8	B8	B2	B1	B0	-

5.6.5 PROTEÇÃO DE CARGAS

Após a inserção de todos os dados e da montagem do sistema, inicia-se a realização das proteções individuais das cargas seguindo os critérios já mencionados. As figuras 5.9 a 5.15 mostram os ajustes para os motores. A Figura 5.9 mostra os ajustes para os motores 1 e 2, e como eles são idênticos, suas proteções também são. Os passos realizados pela metodologia são os mesmos descritos na seção 5.2. Nestas figuras, podem ser identificadas a curva característica do motor em vermelho e a curva do dispositivo de proteção associado em azul/roxo.

A Tabela 5.19 resume os ajustes obtidos para as cargas protegidas com relés, e a Tabela 5.20 mostra os ajustes dos disjuntores.

Tabela 5.19 - Ajustes dos relés dos motores de média tensão.

ID relé	ID motor	I_{T_long}	I_{T_inst}	TDS	K1	K2	K3	Padrão	Declividade
11	3	4,970	46,818	0,390	0,000	120,000	1,000	IEC	4
12	4	4,590	43,259	0,300	0,000	120,000	1,000	IEC	4
14	5	4,070	38,360	0,390	0,000	120,000	1,000	IEC	4
15	6	3,250	30,601	0,300	0,000	120,000	1,000	IEC	4

Tabela 5.20 - Ajustes dos disjuntores dos motores de baixa tensão.

ID DBT	ID motor	MTL	ATL	MTC	ATC	Minst	MT	AT
1	1	0,90	5,90	10,90	0,10	12,00	0,10	0,10
2	2	0,90	5,90	10,90	0,10	12,00	0,10	0,10
3	7	0,80	4,90	11,80	0,10	12,00	0,10	0,10
4	8	0,90	5,50	12,00	0,10	12,00	0,10	0,10

Nas figuras 5.9 até 5.15, em que são mostrados os ajustes da proteção de fase dos motores verifica-se na base do gráfico, em laranja, a máxima corrente de curto-circuito transitória e, em vermelho, a máxima corrente de curto-circuito subtransitória no motor em análise.

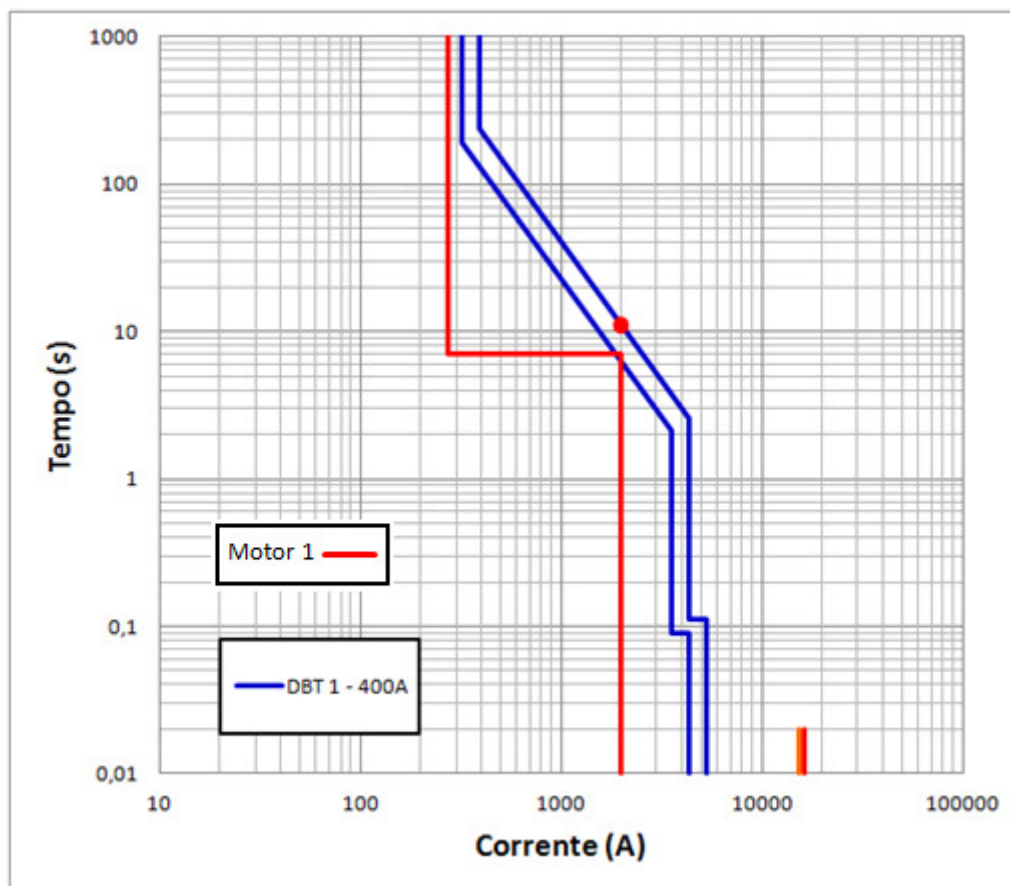


Figura 5.9 - Proteção do motor 1 utilizando DBT 1 (vale também para motor 2 com DBT 2).

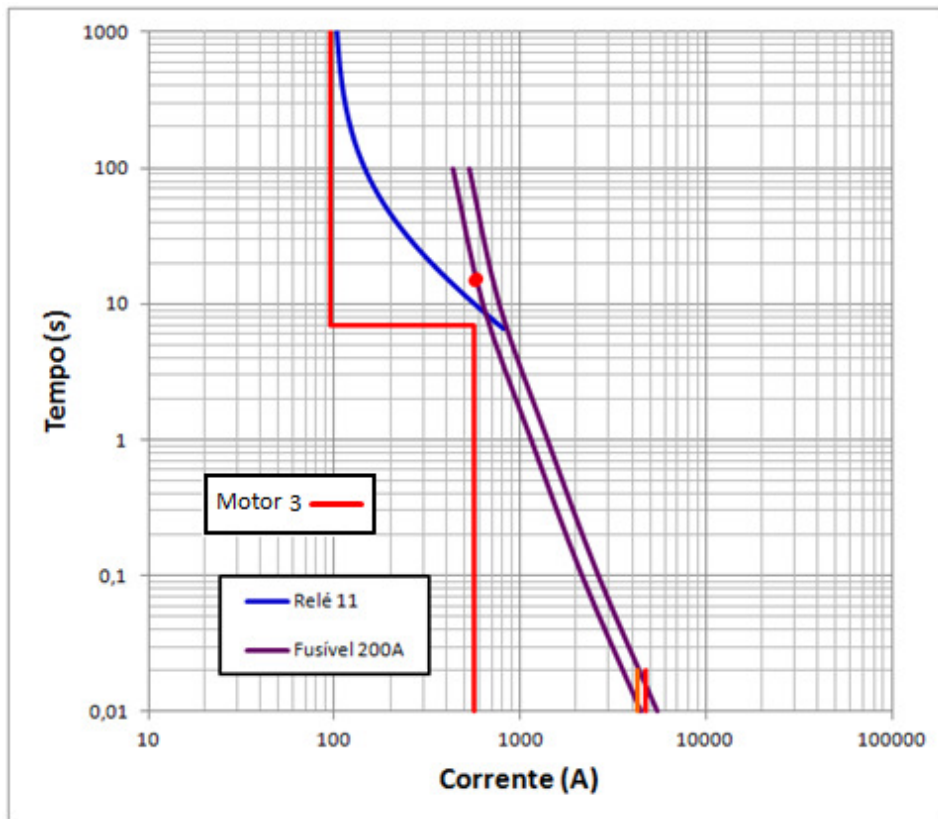


Figura 5.10 - Proteção do motor 3 utilizando o relé 11 e o fusível de 200A.

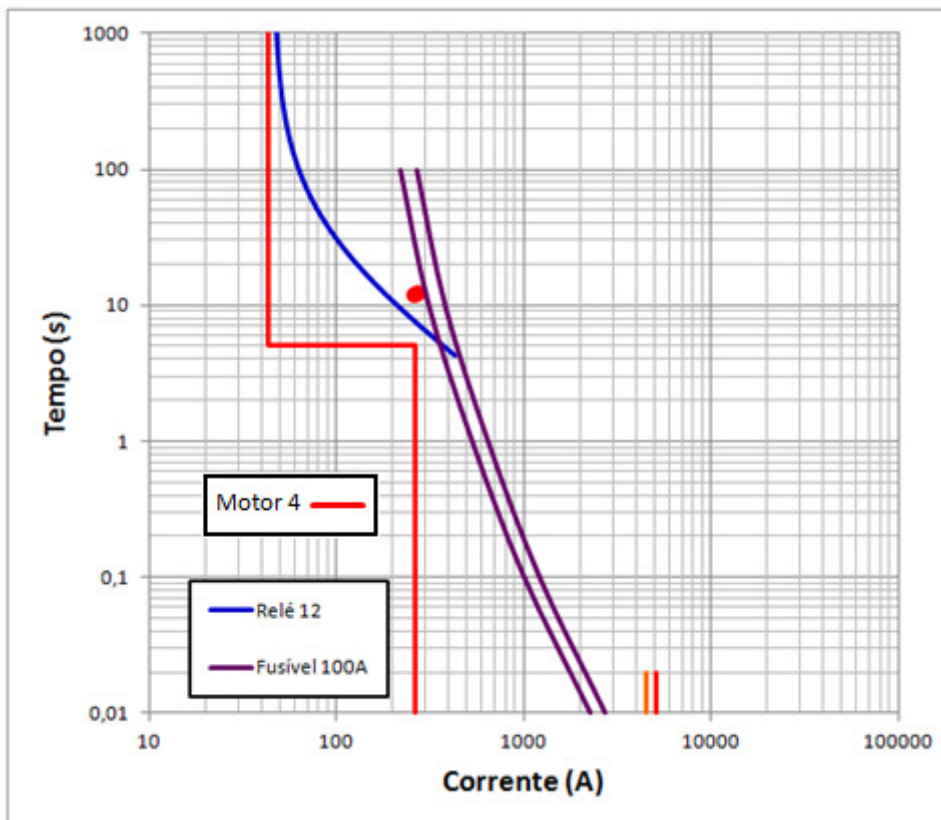


Figura 5.11 - Proteção do motor 4 utilizando o relé 12 e o fusível de 100A.

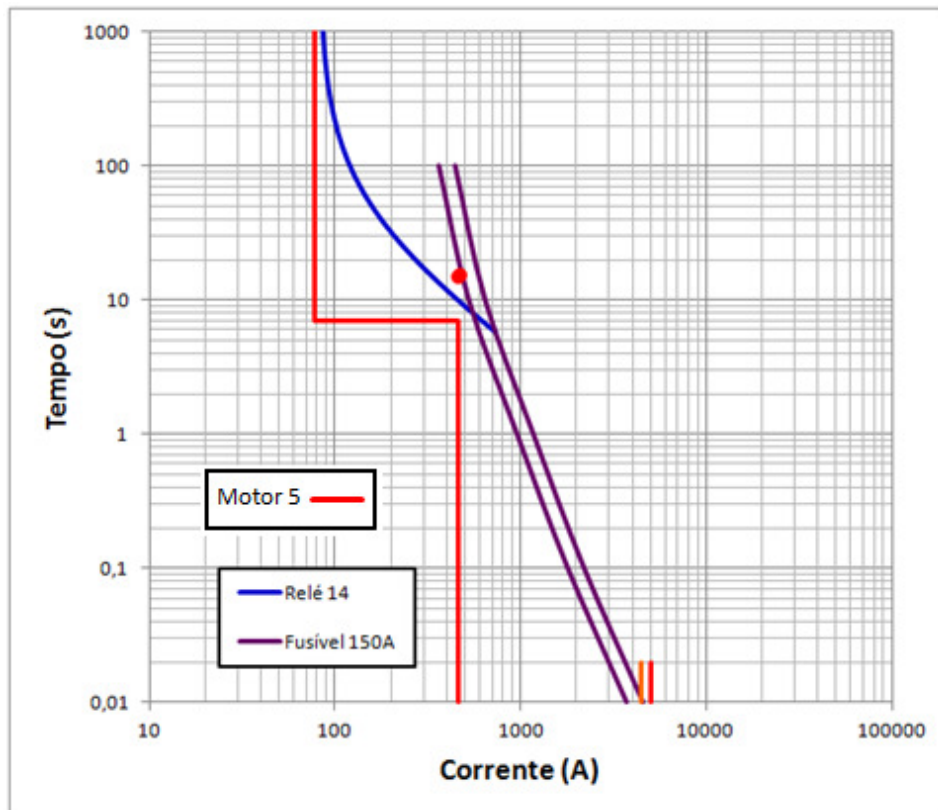


Figura 5.12 - Proteção do motor 5 com o relé 14 e o fusível de 150A.

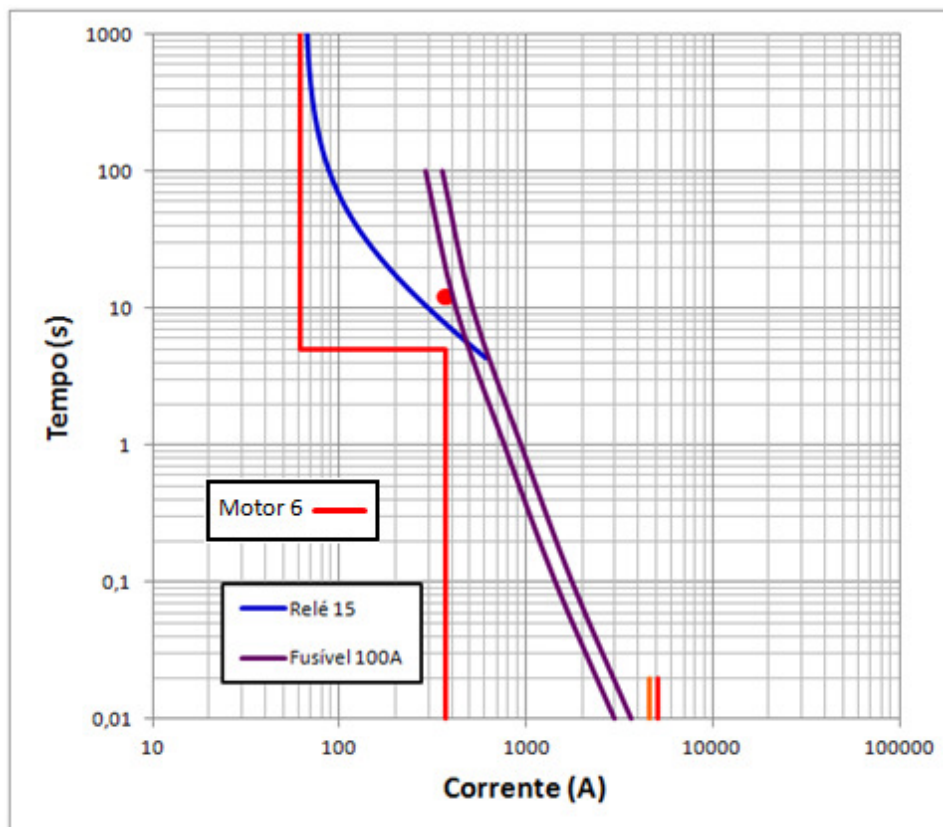


Figura 5.13 - Proteção do motor 6 com o relé 15 e o fusível de 100A.

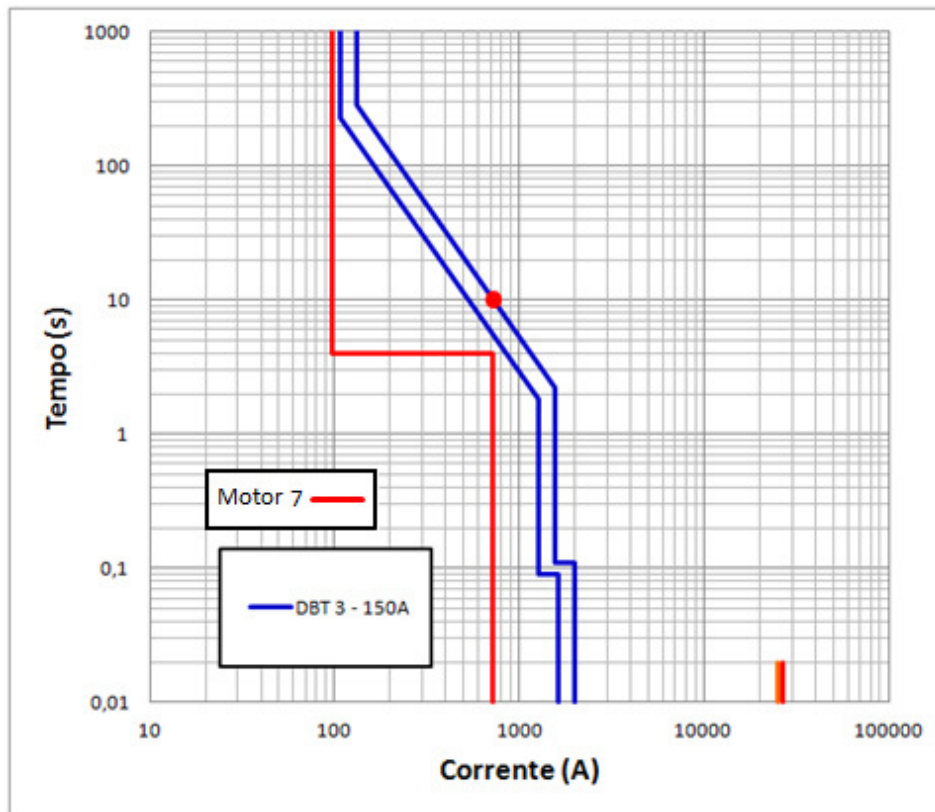


Figura 5.14 - Proteção do motor 7 com o DBT 3.

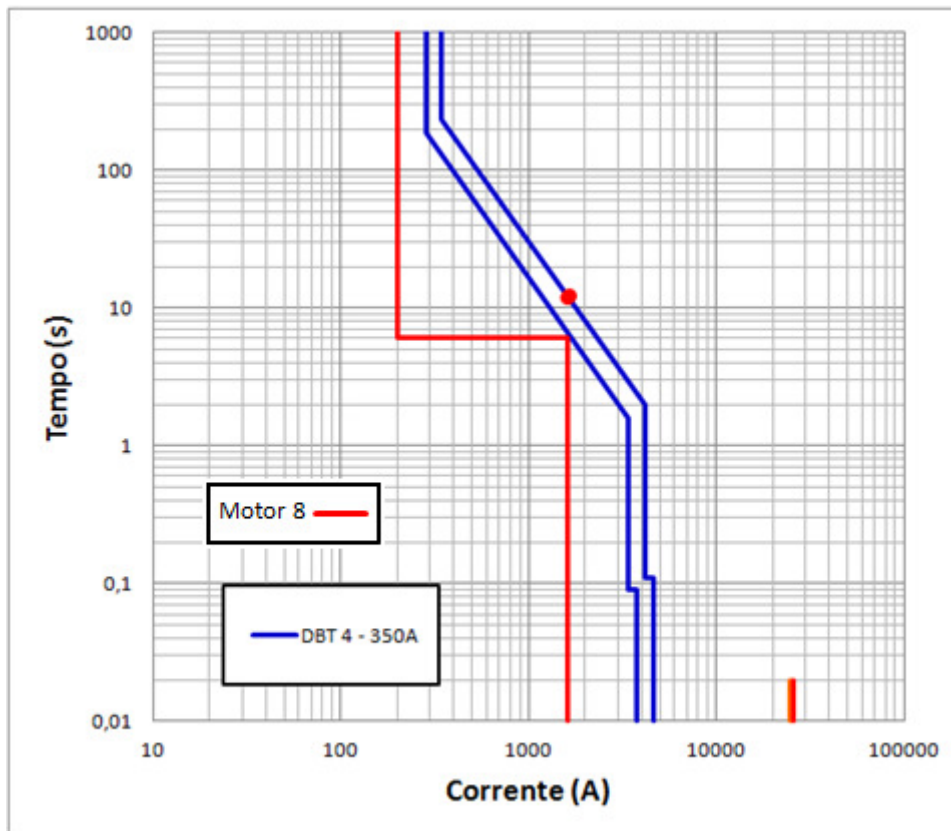


Figura 5.15 - Proteção do motor 8 com o DBT 4.

Para o ajuste da proteção de terra de cargas, os critérios seguidos são:

- Caso relé: ajuste a 10% da corrente nominal do secundário do TC em um tempo de 0,1 segundos;
- Caso DBT: ajuste a 10% da corrente nominal do disjuntor, em um tempo igual a 0,1 segundos. Ajustes feitos segundo o limite inferior da curva do disjuntor.

As figuras 5.16 a 5.23 resumem os ajustes de terra de motores. Nelas também são mostradas na base do gráfico, em vermelho, a máxima corrente de curto-circuito entre fase e terra no motor em análise.

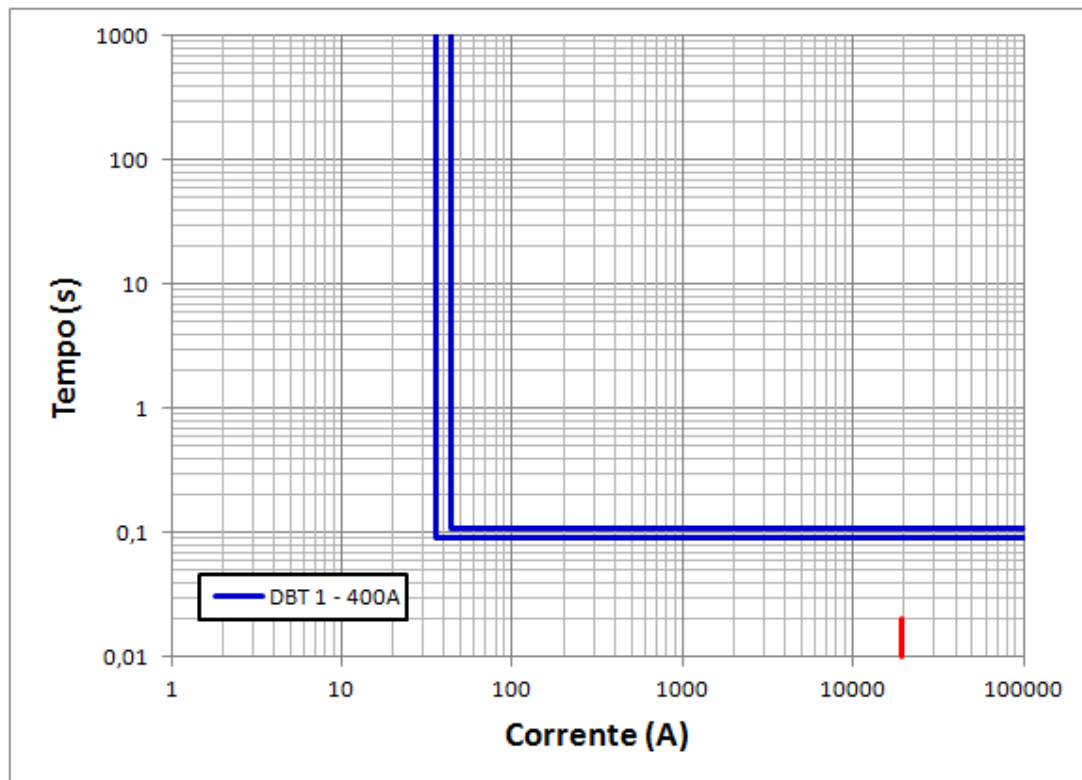


Figura 5.16 - Ajuste da proteção de terra do Motor 1.

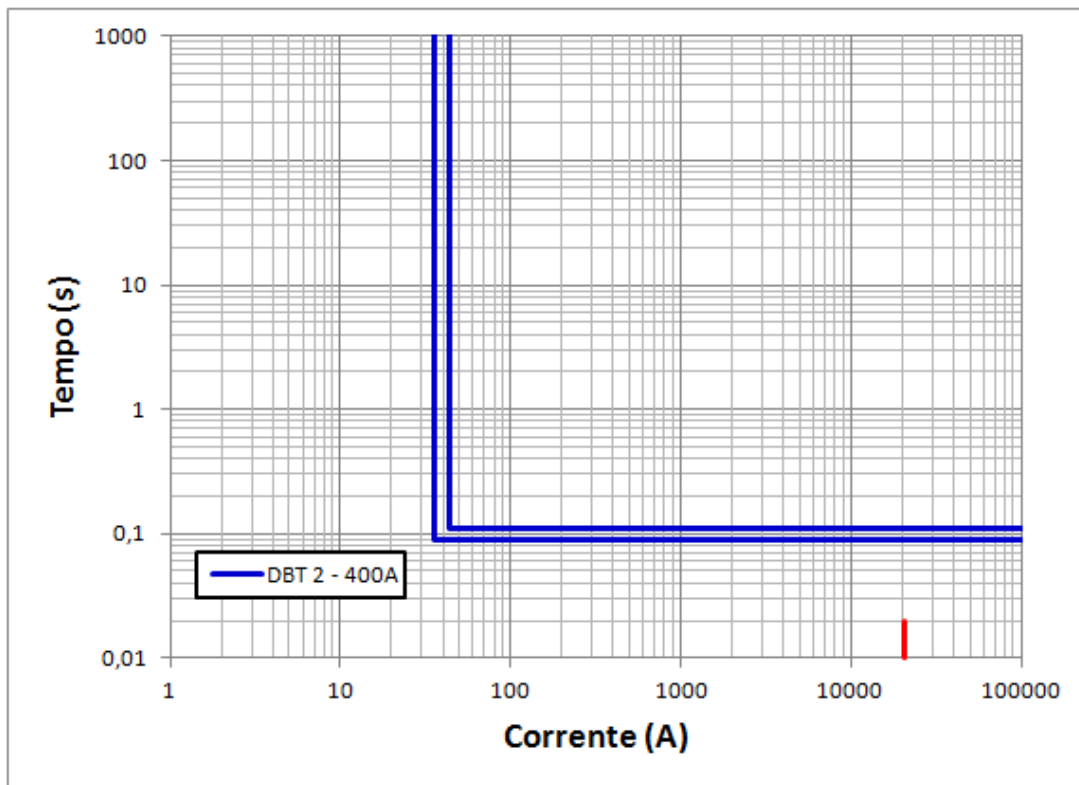


Figura 5.17 - Ajuste da proteção de terra do Motor 2.

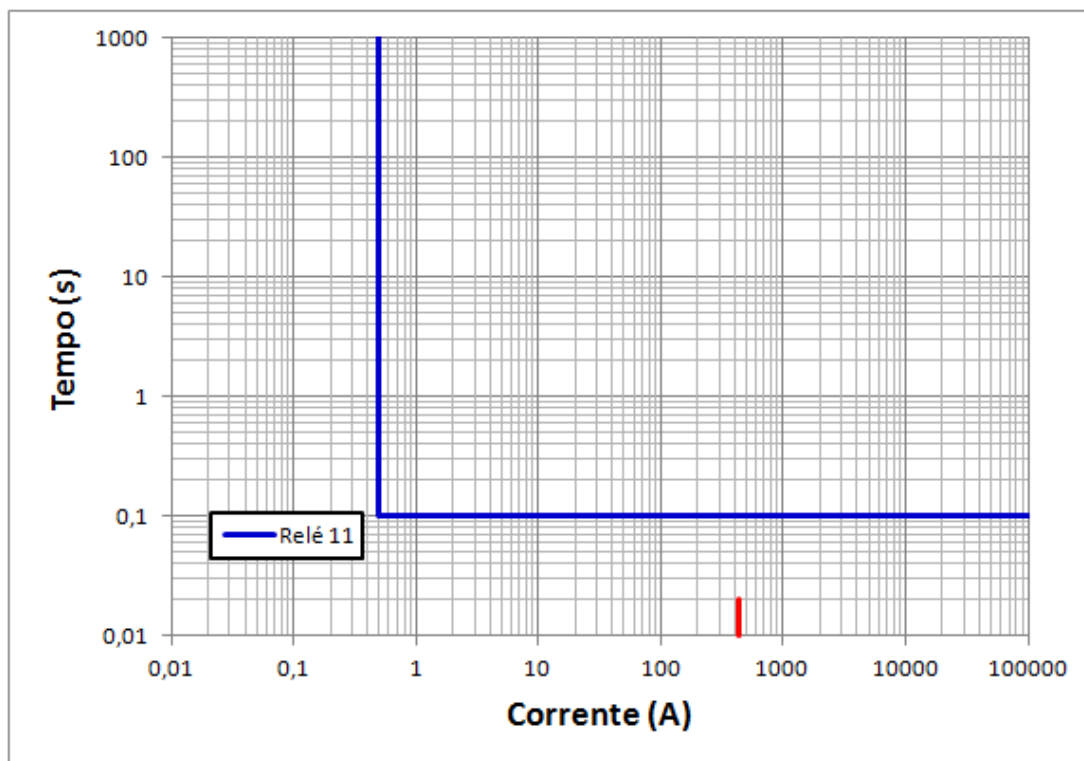


Figura 5.18 - Ajuste da proteção de terra do Motor 3.

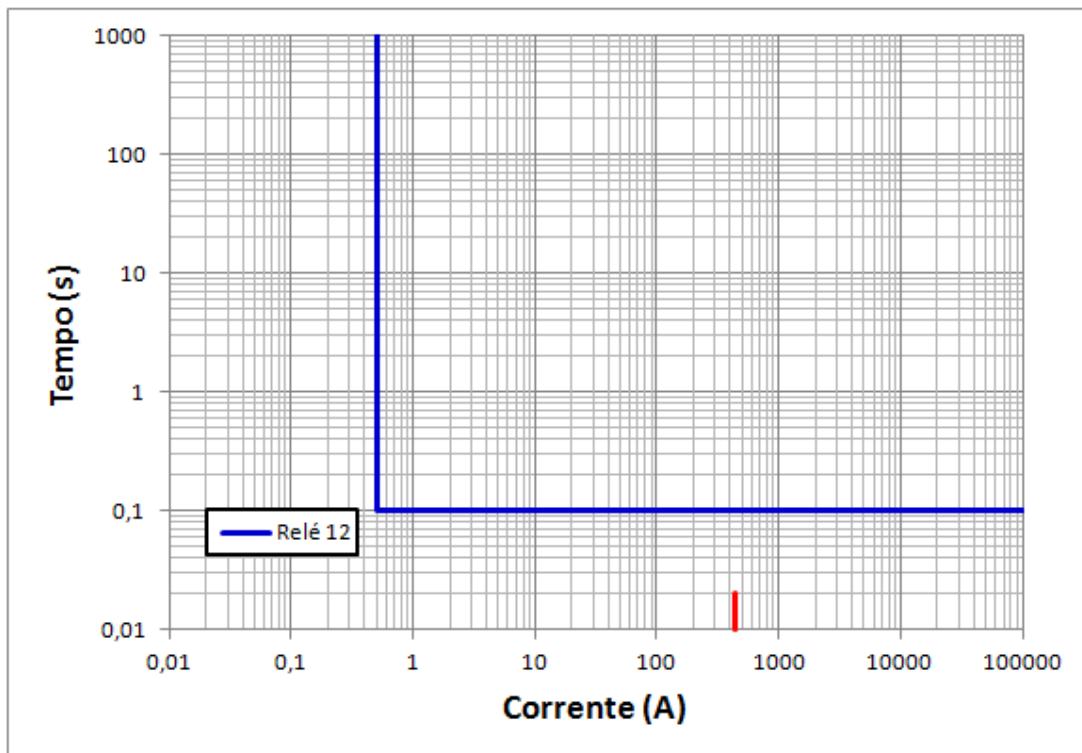


Figura 5.19 - Ajuste da proteção de terra do Motor 4.

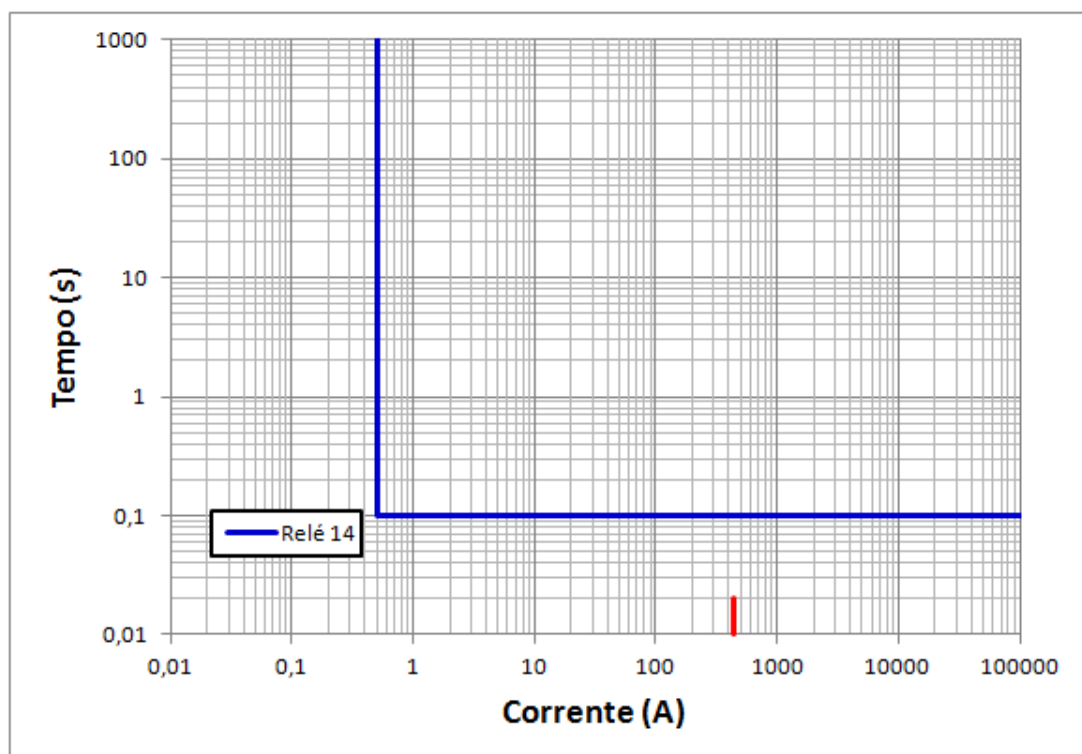


Figura 5.20 - Ajuste da proteção de terra do Motor 5.

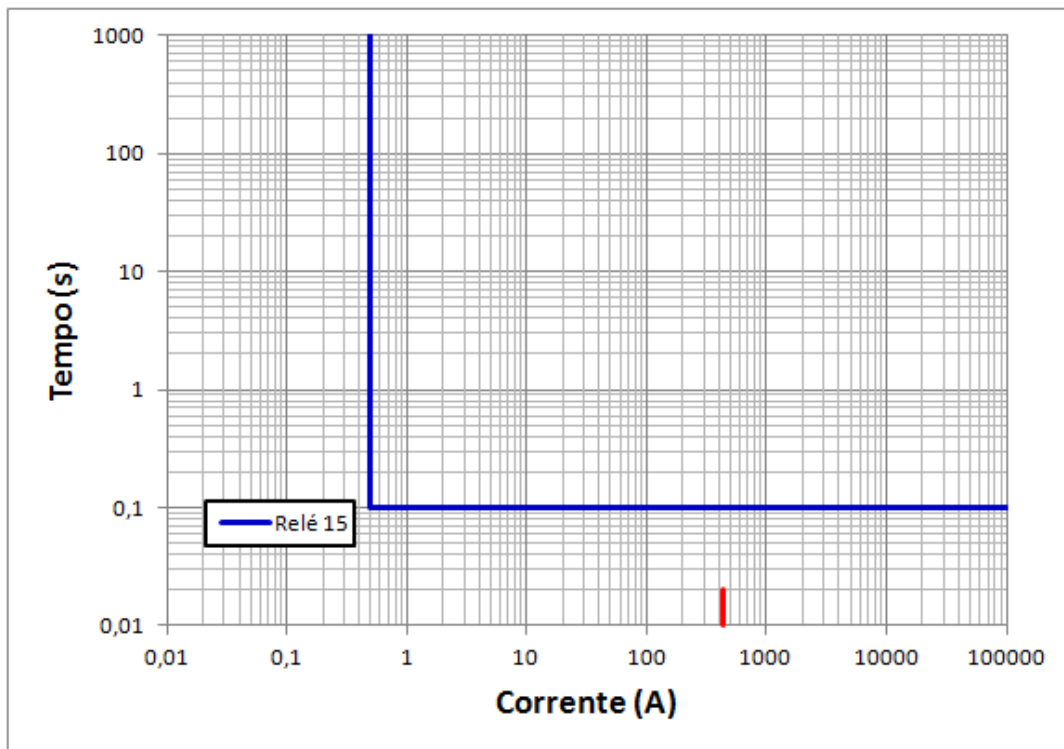


Figura 5.21 - Ajuste da proteção de terra do Motor 6.

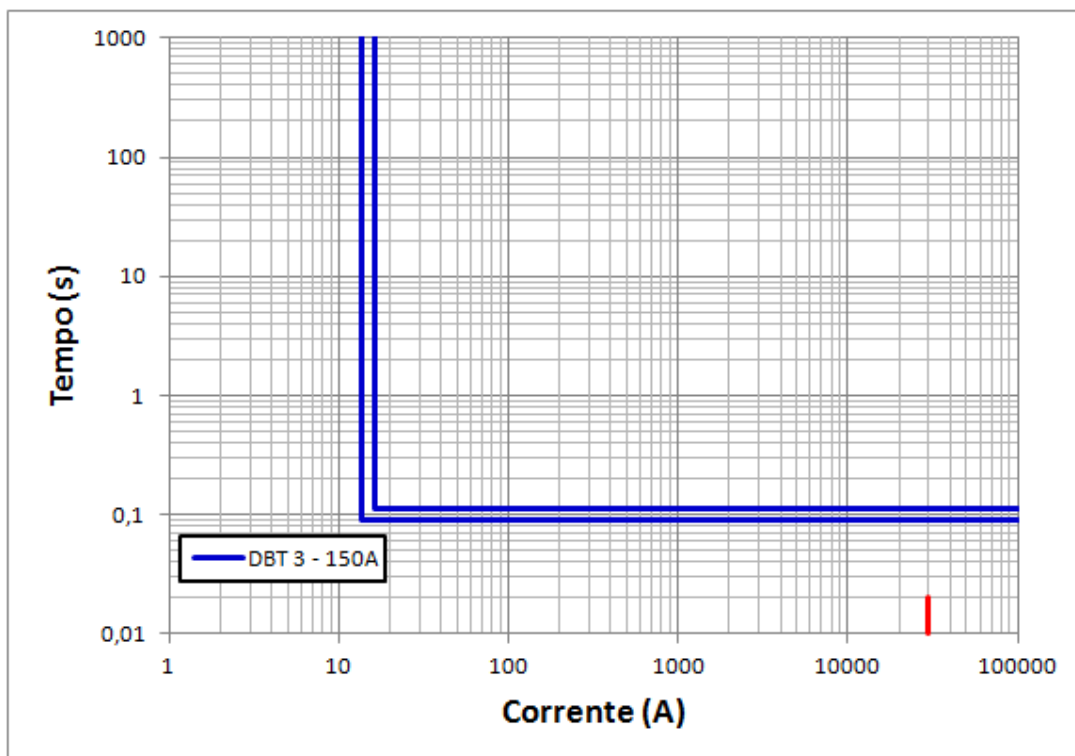


Figura 5.22 - Ajuste da proteção de terra do Motor 7.

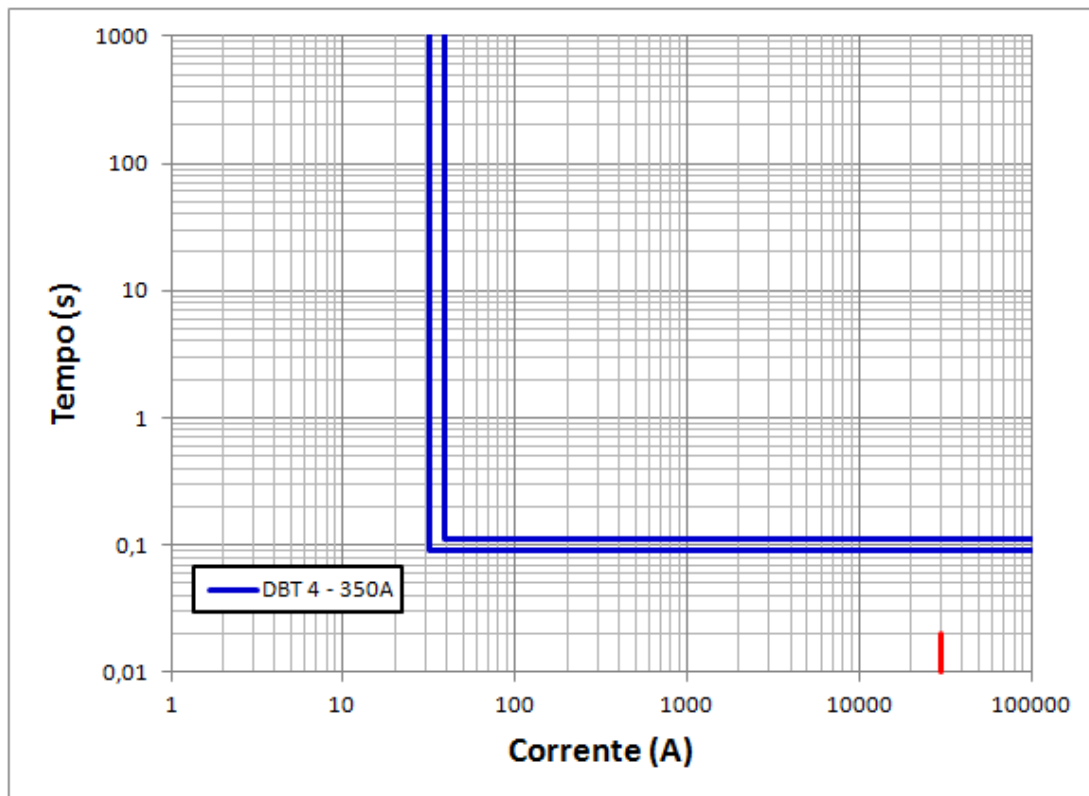


Figura 5.23 - Ajuste da proteção de terra do Motor 8.

5.6.6 COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA DA PROTEÇÃO

A metodologia criará uma sequência de realização dos ajustes da proteção, seguindo os caminhos de coordenação e mudando para outro caminho assim que encontrar uma barra principal. Inicia-se seguindo o primeiro caminho de coordenação, conforme a Tabela 5.18 (caminho referente ao motor 1).

O primeiro passo é a realização dos ajustes do transformador 2, tendo como referência o dispositivo de proteção a jusante, que no caso é o disjuntor 1, instalado no motor 1. Como o barramento em que o secundário do transformador está ligado não é principal, os pontos de referência serão os 3 citados na seção 5.3.2.1.1 e exemplificados na Figura 5.2. A proteção do primário do transformador é realizada tendo como referência 7 pontos obtidos do dispositivo de proteção instalado no secundário (do modo exemplificado na Figura 5.3). O resultado da proteção do transformador 2 pode ser visto na Figura 5.24, que mostra o motor 1 protegido pelo DBT 1, o DBT 5 protegendo o secundário do transformador e o relé 8 (referenciado no secundário) protegendo o primário. A figura também mostra a curva ANSI58% do transformador assim como seu limite mecânico e sua corrente nominal.

A partir das figuras 5.24 até a Figura 5.36, em que são mostrados os ajustes da proteção de fase do sistema, verifica-se na base do gráfico, em laranja, a máxima corrente de curto-

circuito transitória e, em vermelho, a máxima corrente de curto-circuito subtransitória presente no local em análise (valores para o secundário do transformador, no cabo ou na subestação).

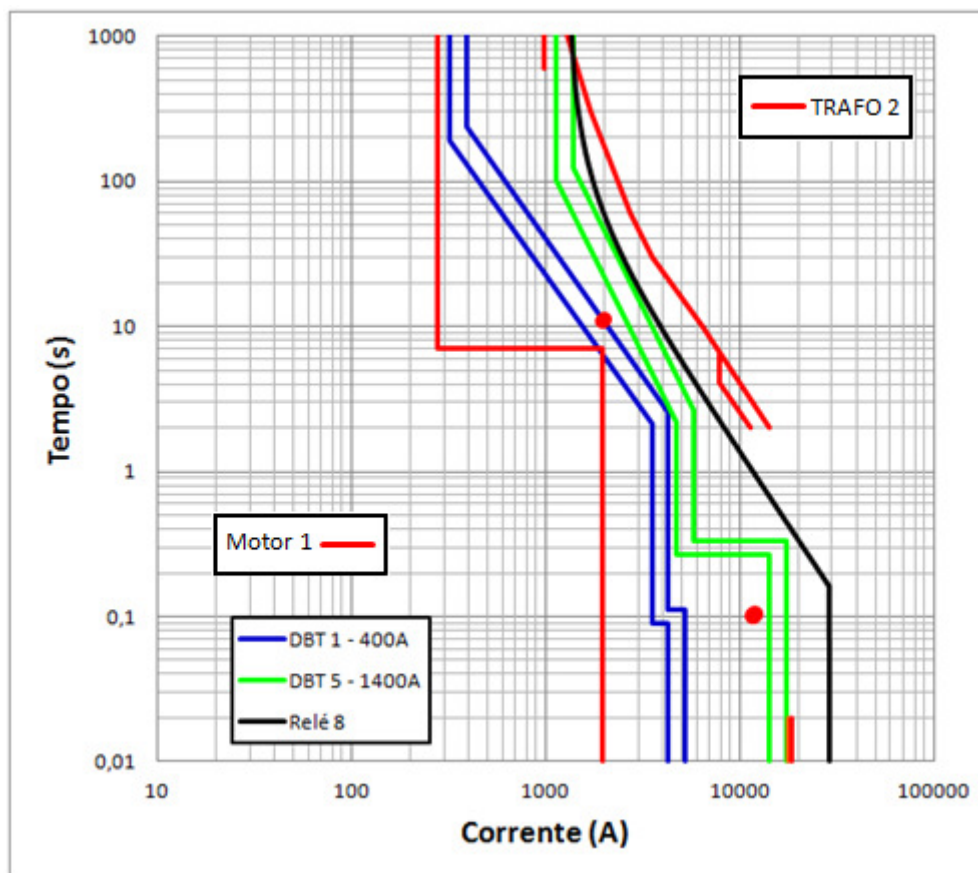


Figura 5.24 - Proteção do transformador 2 coordenada com os dispositivos da barra 4 (motor 1).

O próximo passo é verificar o barramento ao qual o primário do transformador 2 está ligado. Como se trata de uma barra principal, passa-se para o próximo caminho de coordenação (conforme a Tabela 5.18). A proteção que deverá ser feita é do transformador 3. Como a barra ao qual o secundário está ligado não é principal e o equipamento ligado a ela é um motor, os ajustes do secundário terão como referência os 3 pontos citados na seção 5.3.2.1.1 e exemplificados na Figura 5.2. A proteção do primário do transformador é realizada tendo como referência 7 pontos obtidos do dispositivo de proteção instalado no secundário (do modo exemplificado na Figura 5.3). O resultado da proteção do transformador 3 pode ser visto na Figura 5.25, que mostra o motor 2 protegido pelo DBT 2, o DBT 6 protegendo o secundário do transformador e o relé 9 (referenciado no secundário) protegendo o primário. A figura também mostra a curva ANSI58% do transformador assim como seu limite mecânico e sua corrente nominal.

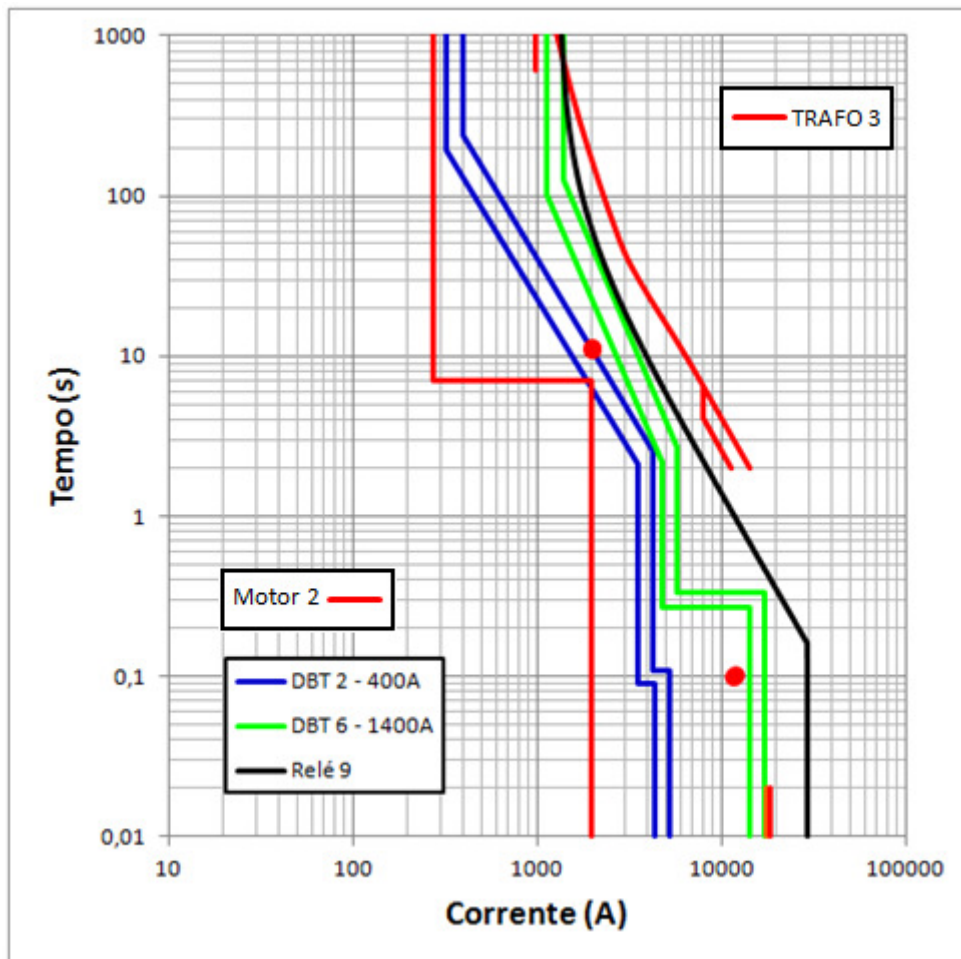


Figura 5.25 - Proteção do transformador 3 coordenada com os dispositivos da barra 5 (motor 2).

Verifica-se em seguida o barramento ao qual o primário do transformador 3 está ligado. Como é uma barra principal, mas já foram percorridos todos os caminhos de coordenação a jusante desta barra (controlados por um contador interno), percorre-se o próximo passo do caminho de coordenação atual, que seria realizar a proteção do equipamento cujo fim (ou secundário para transformadores) está conectado à barra 3. Este equipamento é o cabo 1. Para realizar a proteção do mesmo, verifica-se novamente a barra 3 e os equipamentos ligados a ela. Os pontos tomados (como a barra é principal) serão referentes aos dispositivos de proteção, ou seja, o relé 8 e o relé 9. A metodologia identifica os pontos do dispositivo de proteção ligado ao maior equipamento e soma sobre os pontos de corrente a corrente nominal dos outros equipamentos. Como os dois transformadores são iguais, serão tomados os pontos do primeiro relé (relé 8) e somada a corrente nominal do transformador 3. A Figura 5.26 mostra a proteção do cabo 1 através do relé 4. Também é mostrado o relé 8 referenciado ao primário do transformador 2. Como o relé 9 tem os ajustes iguais ao do relé 8, ele não será mostrado. Verifica-se também a curva de limite térmico do cabo 1 e sua corrente nominal.

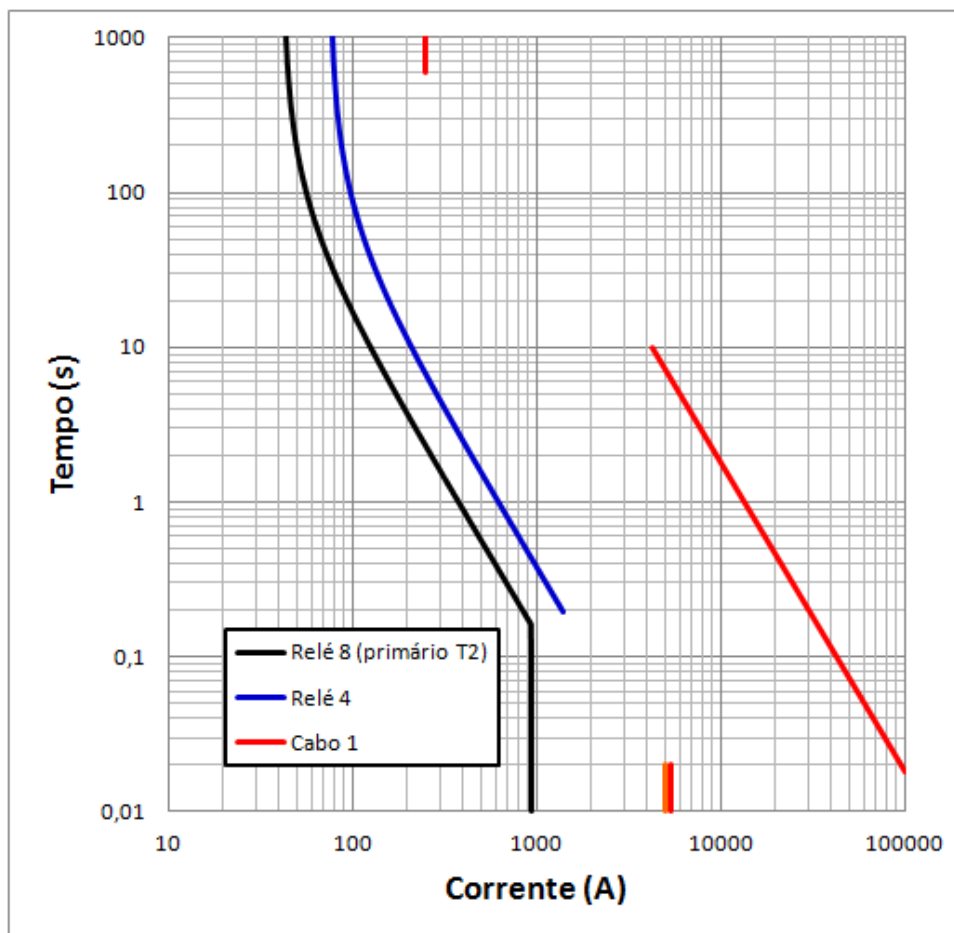


Figura 5.26 - Proteção do cabo 1 coordenada com os dispositivos da barra 3 (mostrando relé 8).

O próximo passo é a verificação do início do cabo 1. Como a barra 2 é principal, parte-se para o próximo caminho de coordenação (referente ao motor 3). Deve-se então realizar a proteção do secundário do transformador 4. Os pontos de referência tomados são referentes ao motor 3 (maior motor do barramento) somado à corrente nominal do motor 4. A proteção do primário do transformador 4 será ajustada tendo como referência os 7 pontos do dispositivo instalado no secundário (relé 10). As figuras 5.27 e 5.28 mostram a proteção do transformador 4, sendo que na Figura 5.27 mostram-se também os ajustes referentes ao motor 3 e a Figura 5.28 mostra os ajustes referentes ao motor 4. Verifica-se que a proteção do transformador está coordenada com as duas outras. Pode-se ver o relé 10 protegendo o secundário e o relé 5 (referenciado no secundário) protegendo o primário.

Nas duas figuras é também mostrada a curva ANSI58% do transformador 4, assim como seu limite mecânico e sua corrente nominal.

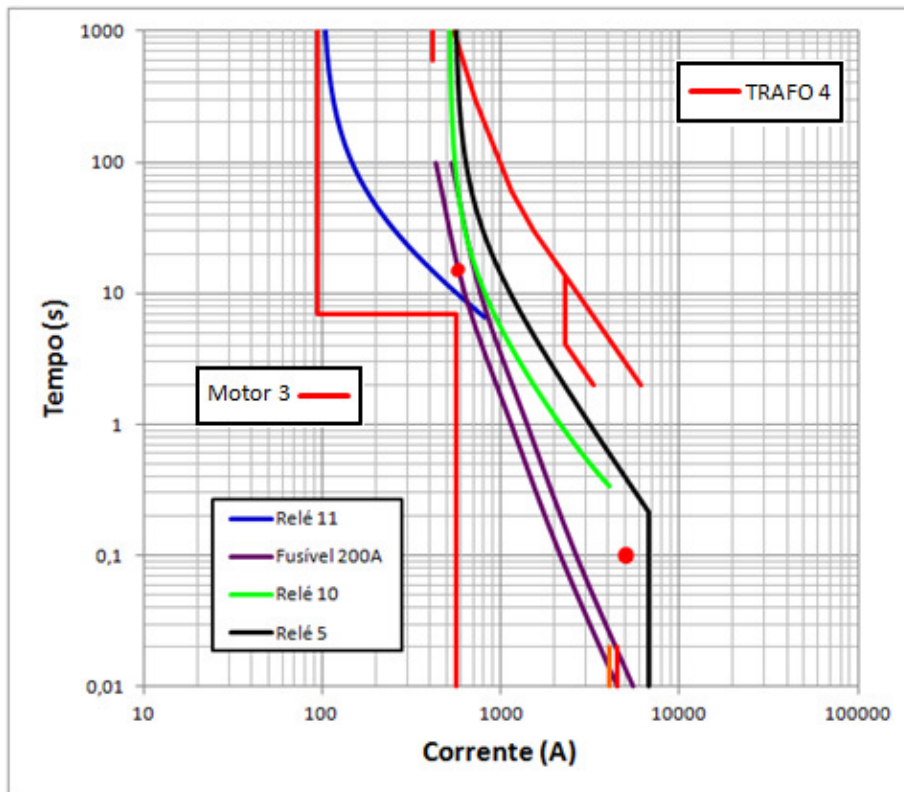


Figura 5.27 - Proteção do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (motor 3).

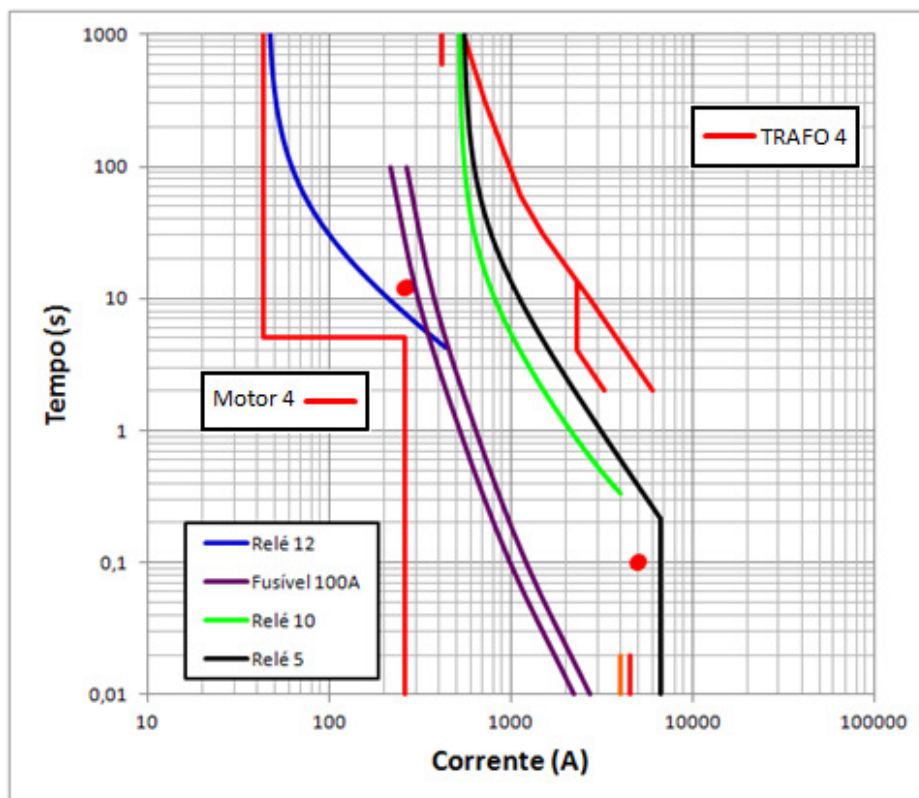


Figura 5.28 - Proteção do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mostrando motor 4).

Prossegue-se verificando novamente o barramento ao qual o início do equipamento está conectado. Neste caso, é a barra 2 a qual o primário do transformador 4 está ligado. Como é um barramento principal e só se caminhou por dois dos quatro caminhos de coordenação a jusante, passa-se para o próximo caminho de coordenação, que é o do motor 5 e não o do motor 4, que já foi analisado.

A próxima proteção a ser realizada é a do secundário do transformador 5. Os ajustes, assim como no passo anterior, terão como referência a maior carga, no caso o motor 5, e será adicionada aos 7 pontos de referência, a corrente nominal do motor 6. A proteção do primário tem como referência os 7 pontos do relé 13, instalado no secundário.

As figuras 5.29 e 5.30 mostram a proteção do transformador 5, sendo que a primeira mostra também os ajustes do motor 5 e a segunda mostra os ajustes do motor 6. O secundário do transformador está protegido pelo relé 13 e o primário pelo relé 6 (mostrado nas figuras referenciado ao lado secundário). Verifica-se também a curva de limite térmico e mecânico do transformador, assim como sua corrente nominal.

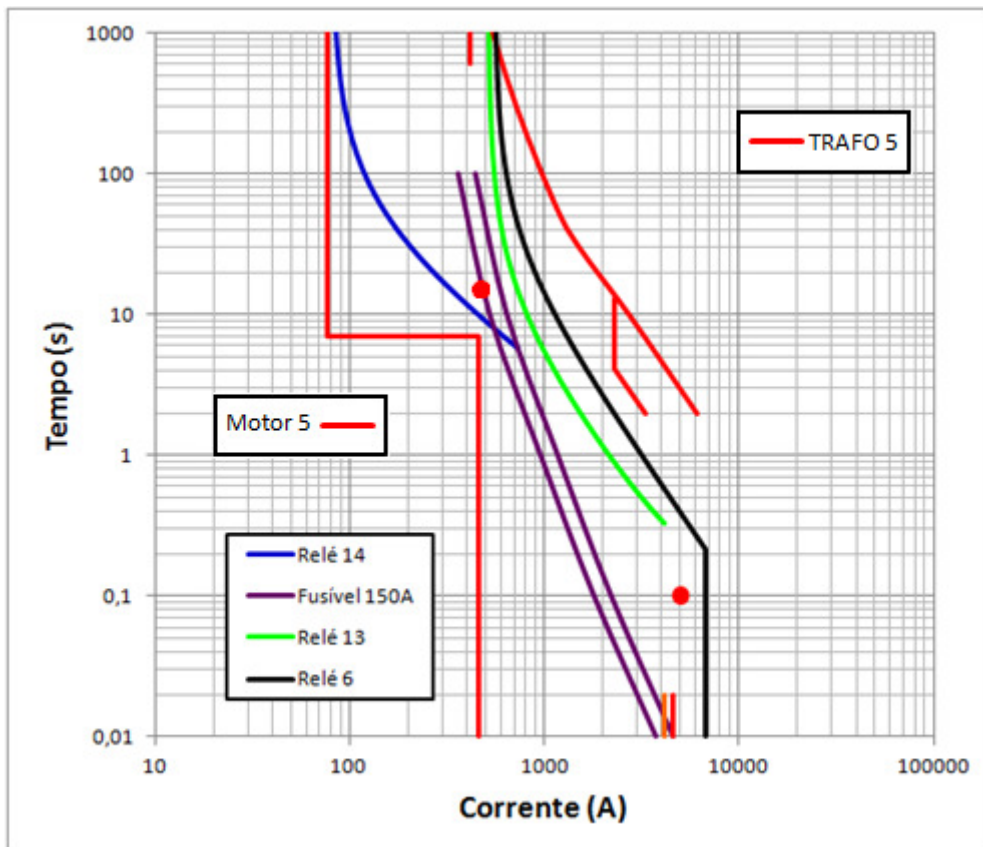


Figura 5.29 - Proteção do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (motor 5).

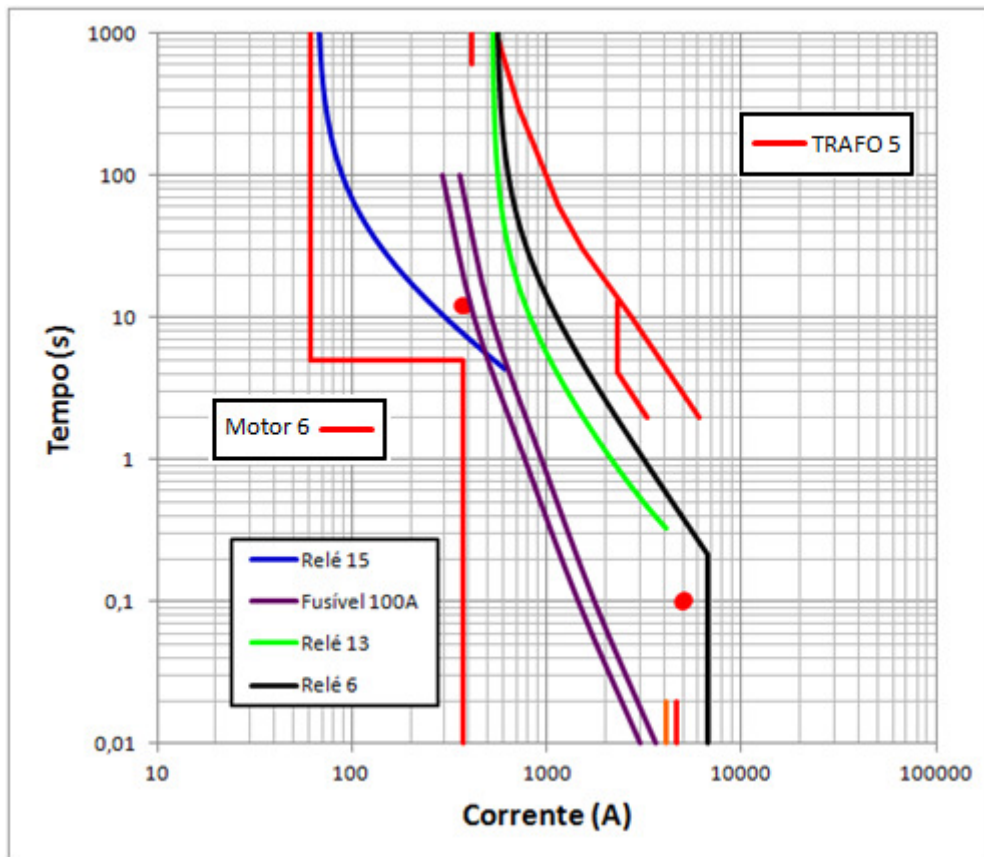


Figura 5.30 - Proteção do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (motor 6).

O primário do transformador 5 está conectado a barra 2, que é principal, e só se percorreu três dos quatro caminhos a jusante deste barramento, portanto segue-se para o próximo caminho de coordenação (motor 7) para realizar a proteção do secundário do transformador 6. Esta terá como referência os 3 pontos do motor 8 (maior carga) somados à corrente nominal do motor 7. O ajuste do relé 7, no primário do transformador 6, terá como referência os 7 pontos do disjuntor 7.

As figuras 5.31 e 5.32 mostram os ajustes coordenados da proteção do transformador 6, sendo que a primeira figura mostra também os ajustes do motor 7 e a segunda, os ajustes do motor 8. Verifica-se também a curva de limite térmico e mecânico do transformador, assim como sua corrente nominal.

O disjuntor 7 protege o secundário enquanto o relé 7 (mostrado na figura referenciado ao secundário) protege o primário.

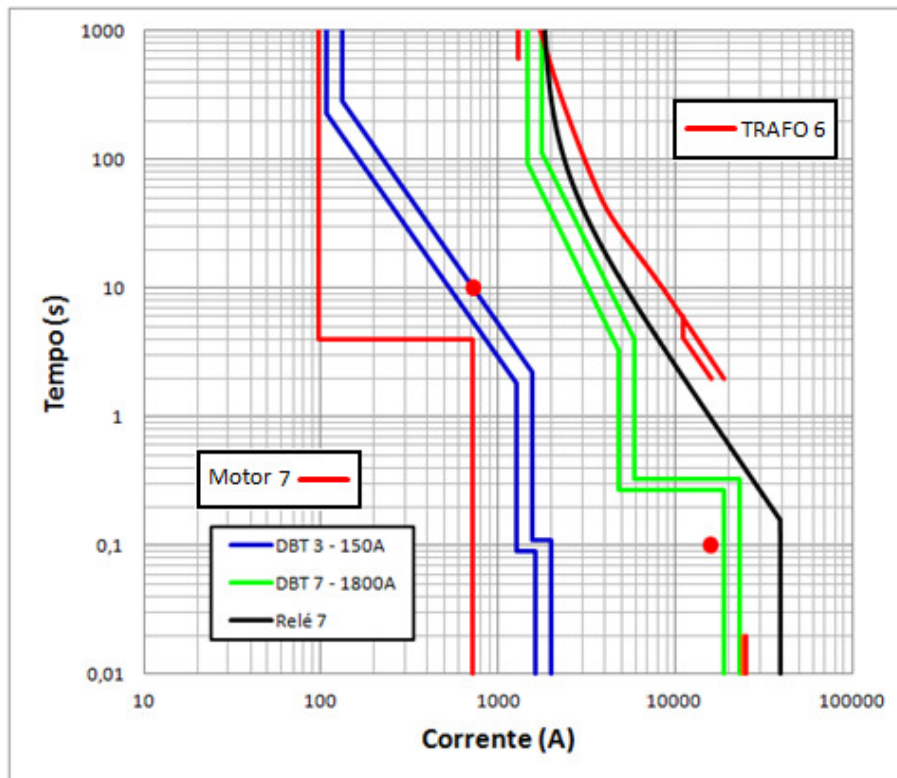


Figura 5.31 - Proteção do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (motor 7).

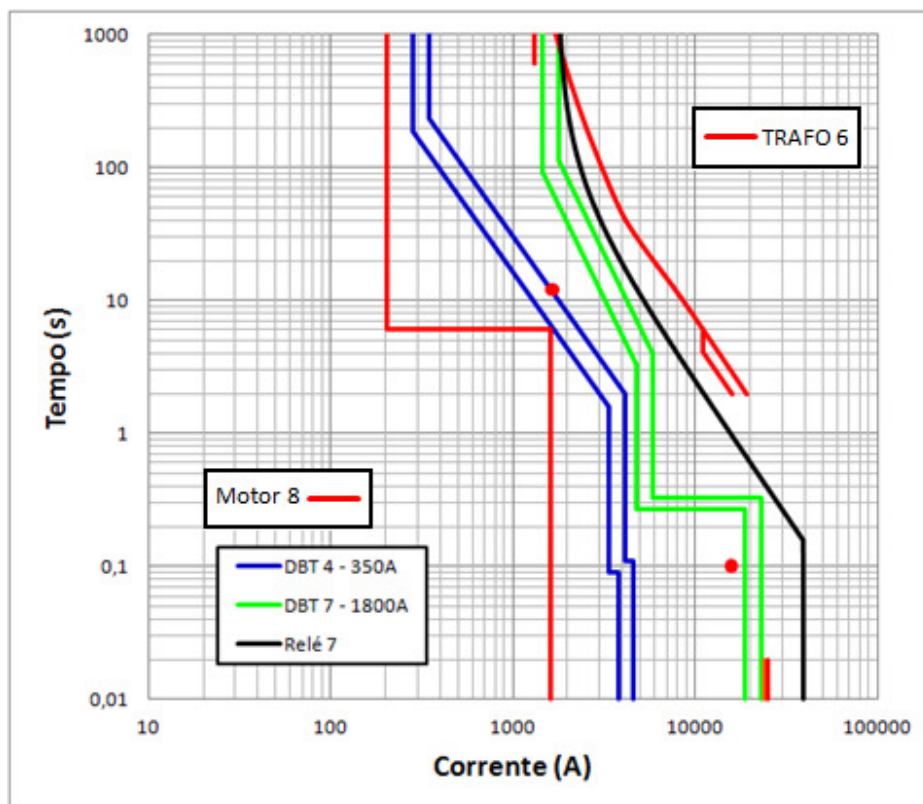


Figura 5.32 - Proteção do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (motor 8).

Como todos os caminhos a jusante da barra 2 foram percorridos, segue-se para o equipamento cujo fim está conectado à barra 2, ou seja, o transformador 1. A referência neste caso será feita pelos pontos do relé 5, pois o maior equipamento conectado à barra 2 é o transformador 4. Como o transformador 5 tem a mesma potência, escolhe-se o primeiro que estiver na base de dados. Aos 7 pontos tirados do relé, são somadas as correntes nominais do transformador 5 e do transformador 6 e também o ajuste da corrente da unidade temporizada do relé de proteção do cabo 1 (relé 4). A proteção do primário do transformador 1 será realizada com referência aos 7 pontos retirados da proteção do secundário (relé 3).

A proteção do transformador 1 pode ser vista nas figuras 5.33, 5.34 e 5.35, sendo que na primeira tem-se a presença do relé 4, na segunda o relé 5 e na terceira o relé 7. Como os ajustes do relé 6 são iguais aos do relé 5, ele não será mostrado.

Verifica-se nestas figuras o relé 3 protegendo o secundário do transformador, o relé 2 (referenciado ao secundário para mostrar no gráfico) protegendo o primário, as curvas de limite térmico e mecânico do transformador, além da corrente nominal do equipamento.

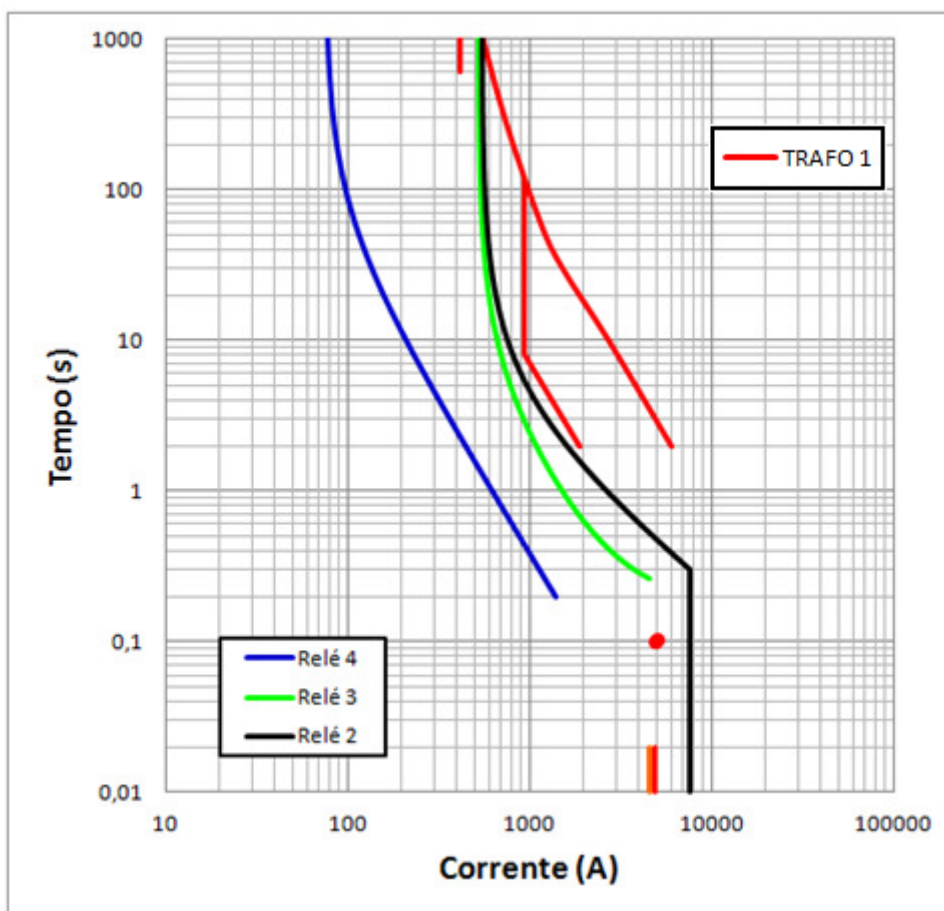


Figura 5.33 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 4).

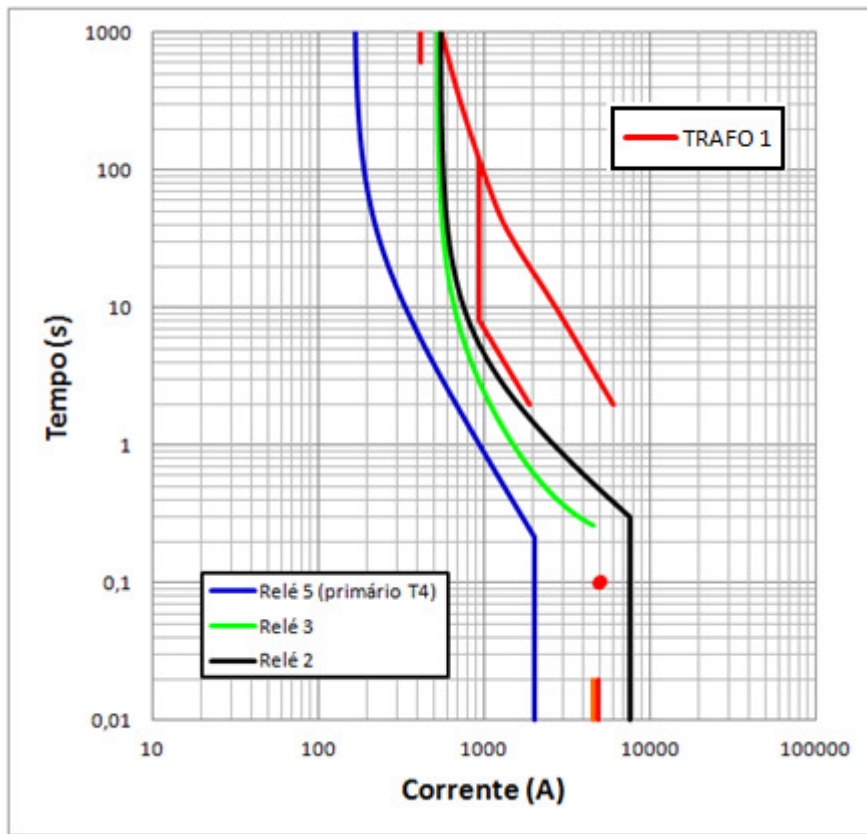


Figura 5.34 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 5).

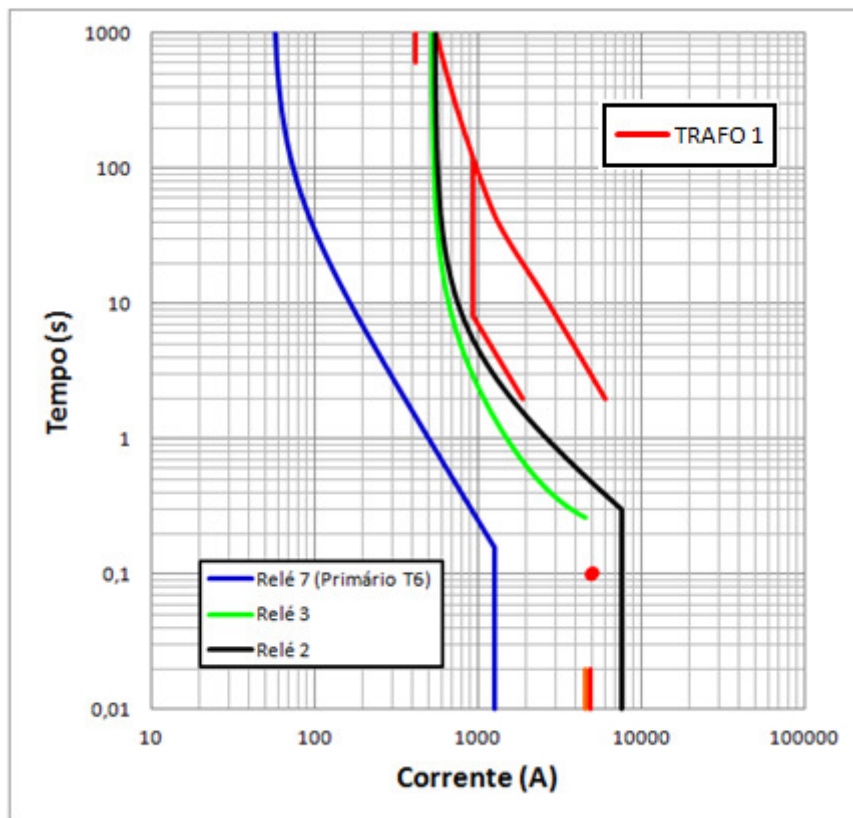


Figura 5.35 - Proteção do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 7).

O ajuste do relé da subestação é realizado a partir dos pontos de referência tomados do dispositivo instalado no primário do transformador 1, ou seja, o relé 2. A Figura 5.36 mostra a proteção da subestação realizada pelo relé 1 e o relé 2 como referência.

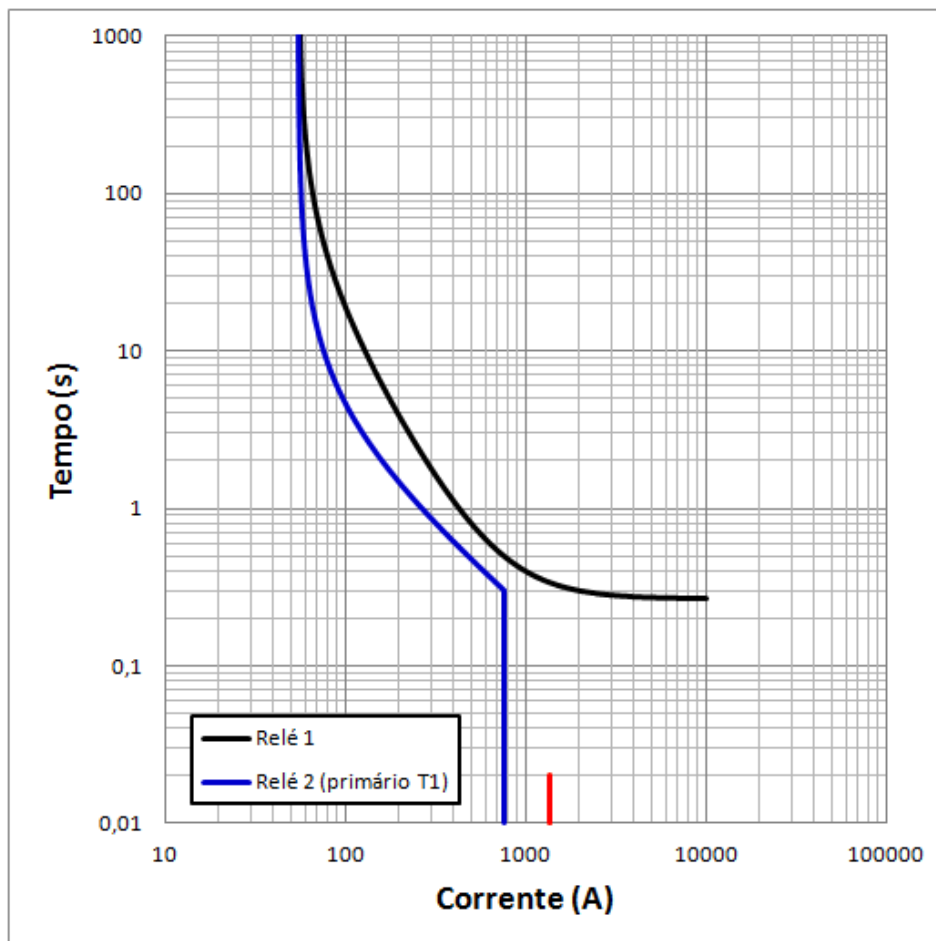


Figura 5.36 - Ajustes do relé da subestação.

As tabelas 5.21 e 5.22 resumem os ajustes obtidos para disjuntores e relés respectivamente.

Tabela 5.21 - Ajustes dos disjuntores dos transformadores.

ID DBT	ID Equip.	Tipo Equip.	MTL	ATL	MTC	ATC	Minst	MT	AT
5	2	3	0,90	0,70	4,20	0,30	11,30	0,10	0,30
6	3	3	0,90	0,70	4,20	0,30	11,30	0,10	0,30
7	6	3	0,90	0,50	3,30	0,30	11,70	0,10	0,30

Tabela 5.22 - Ajustes dos relés de transformadores, cabos e subestação.

ID relé	ID Equip.	Tipo Equip.	I_{T_long}	I_{T_inst}	TDS	K1	K2	K3	Padrão	Declividade
1	1	6	2,79	30,13	7,52	0,0352	5,6700	2,0000	ANSI	U4
2	1	2	2,77	30,13	0,28	0,0000	13,5000	1,0000	IEC	C2
3	1	3	4,36	38,19	1,02	0,1800	5,9500	2,0000	ANSI	U2
4	1	4	0,75	6,38	0,56	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
5	4	2	1,66	18,08	0,39	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
6	5	2	1,66	18,08	0,40	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
7	6	2	0,56	8,06	0,98	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
8	2	2	0,42	6,06	0,98	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
9	3	2	0,42	6,06	0,98	0,0000	80,0000	2,0000	IEC	C3
10	4	3	5,21	40,57	2,57	0,0352	5,6700	2,0000	ANSI	U4
13	5	3	5,21	41,12	2,57	0,0352	5,6700	2,0000	ANSI	U4

Para os ajustes da proteção de terra, os critérios seguidos são os seguintes:

- Proteção de secundário de transformadores: realizada apenas quando a ligação do secundário é do tipo estrela aterrado (solidamente ou por impedância). Nestes casos a proteção deve ser coordenada com o dispositivo de proteção de terra instalado a jusante;
- Proteção de primário de transformadores: caso a ligação do primário seja do tipo estrela aterrado (solidamente ou por impedância), o ajuste deve ser coordenado com a proteção de terra do secundário (caso exista). Caso a ligação seja em triângulo ou estrela não aterrado, o ajuste deverá ser de acordo com o dispositivo de proteção:
 - Caso relé: ajuste a 10% da corrente nominal do secundário do TC em um tempo de 0,1 segundos;
 - Caso DBT: ajuste a 10% da corrente nominal do disjuntor, em um tempo igual a 0,1 segundos. Ajustes feitos segundo o limite inferior da curva do disjuntor.
- Proteção de cabos e de subestação: o ajuste da proteção deverá ser coordenado com o ajuste da proteção de terra do dispositivo a jusante.

Com estas considerações, realizam-se os ajustes na mesma sequência dos ajustes de terra. As figuras 5.37, 5.38, 5.39 e 5.40 mostram os ajustes da proteção de terra para o secundário dos transformadores 2, 3, 4 e 5 respectivamente. As figuras 5.41 e 5.42 mostram os

ajustes para o secundário do transformador 6, sendo que na primeira verifica-se a proteção do motor 7 e na segunda a proteção do motor 8. A Figura 5.43 mostra a proteção de terra do cabo 1.

A Figura 5.44 mostra os ajustes para o primário do transformador 4. Estes ajustes são válidos também para o primário dos transformadores 5 e 6. Como os ajustes são idênticos, estes dois últimos não serão mostrados.

A Figura 5.45 mostra a proteção do secundário do transformador 1, sendo que também é mostrada a proteção do cabo 1, para fins de verificar a coordenação. Por último, a Figura 5.46 mostra a proteção de terra da subestação coordenada com a proteção do primário do transformador 1.

Nas figuras subsequentes também são mostradas na base do gráfico, em vermelho, a máxima corrente de curto-circuito ente fase e terra no local em análise.

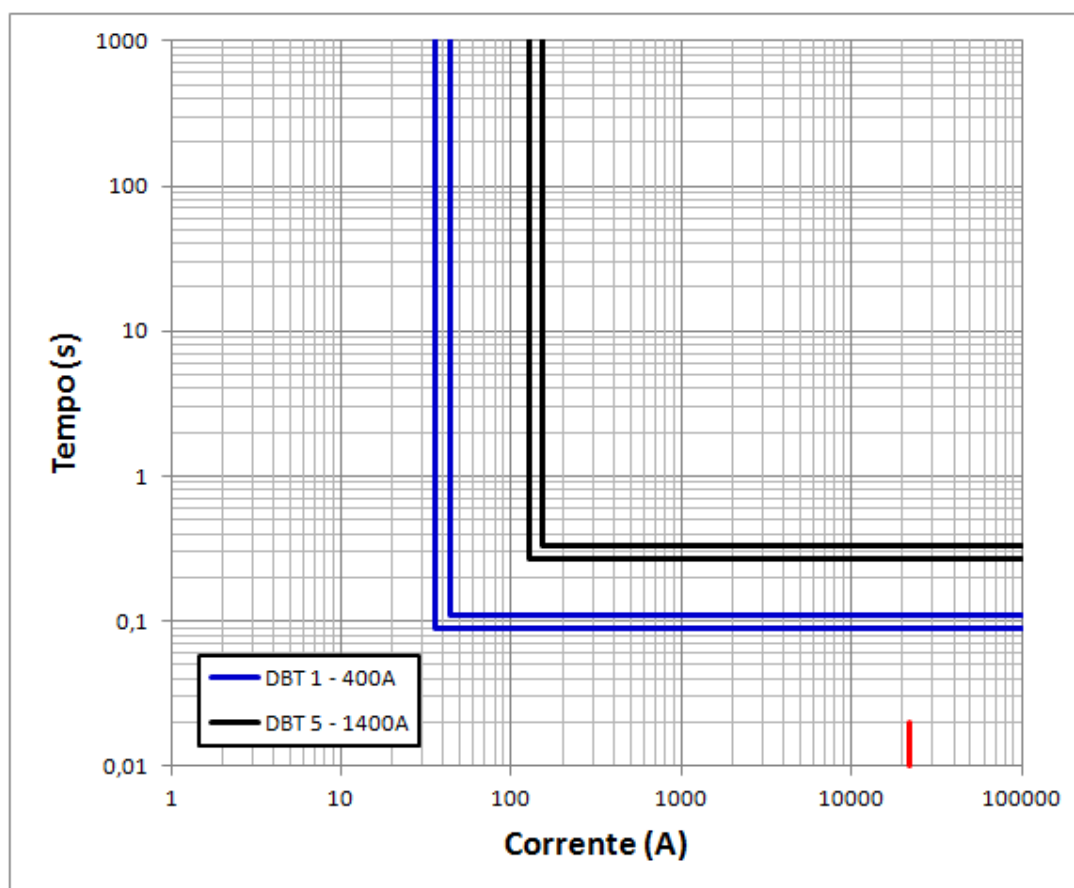


Figura 5.37 - Proteção de terra do secundário do transformador 2 coordenada com os dispositivos da barra 4 (DBT 1)

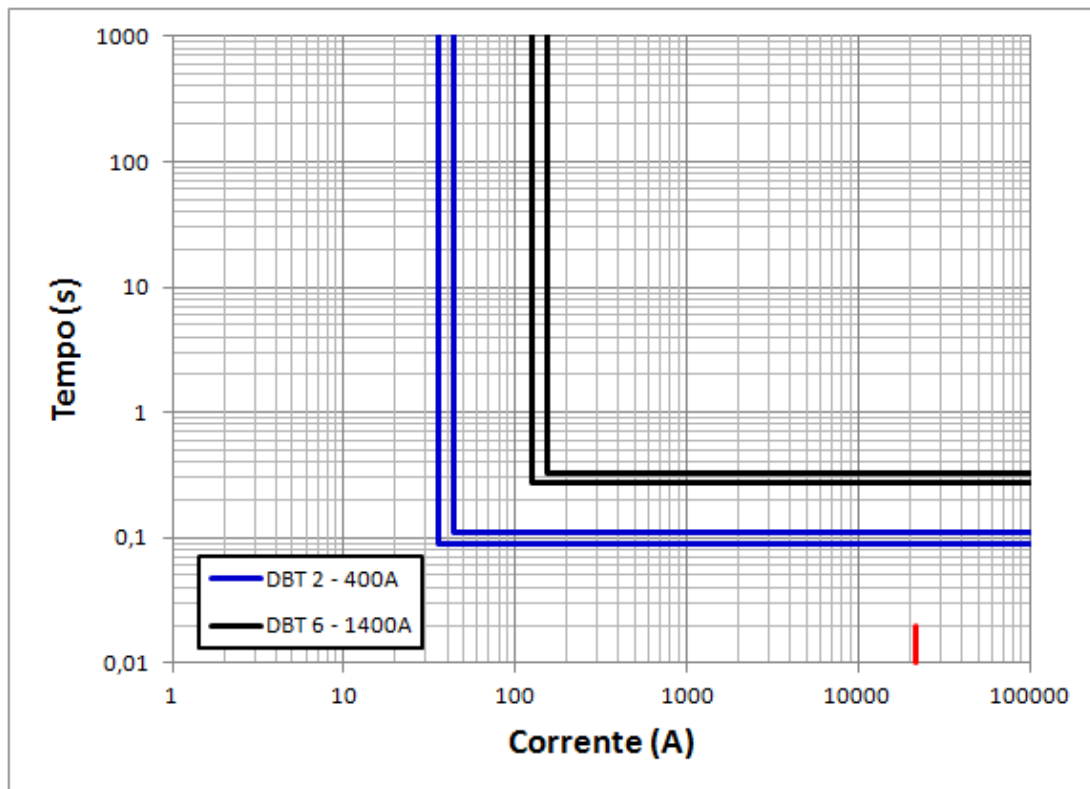


Figura 5.38 - Proteção de terra do secundário do transformador 3 coordenada com os dispositivos da barra 5 (DBT 2)

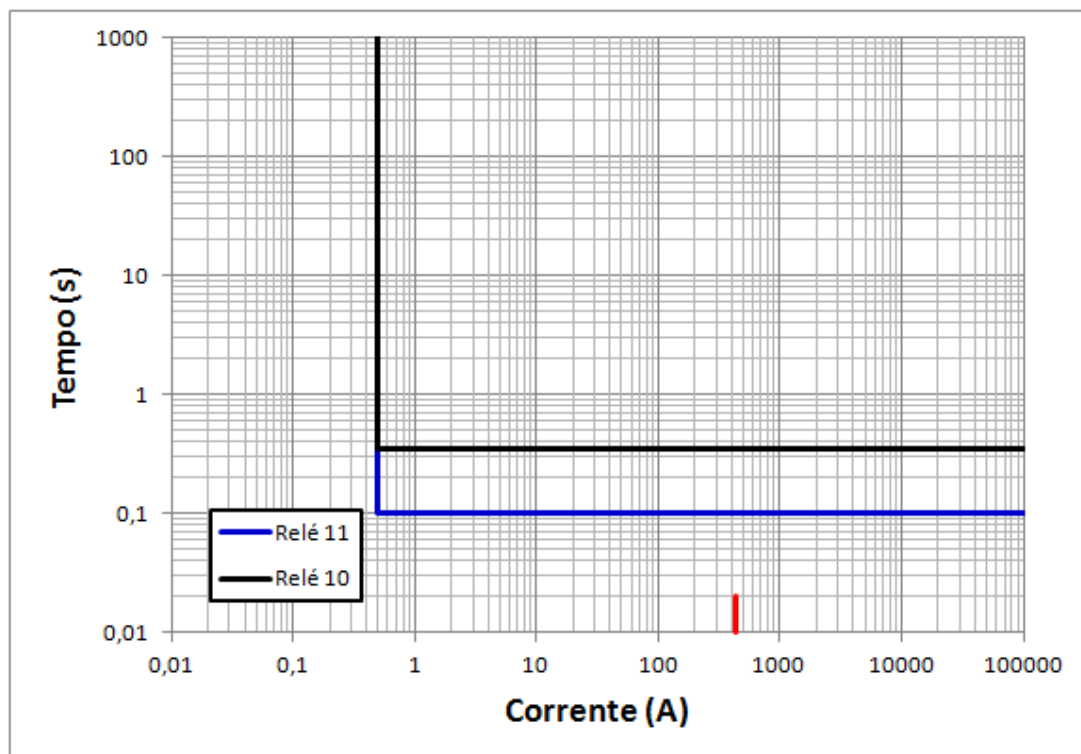


Figura 5.39 - Proteção de terra do secundário do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mostrando relé 11)

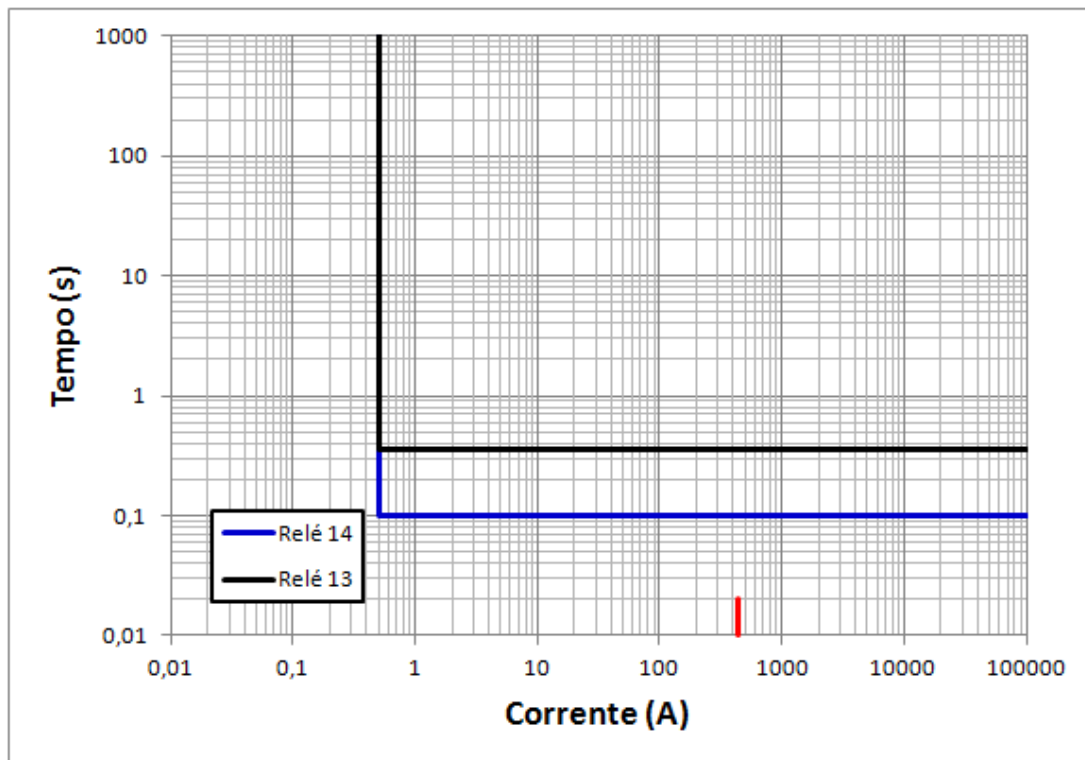


Figura 5.40 - Proteção de terra do secundário do transformador 5 coordenada com os dispositivos da barra 7 (mostrando relé 14)

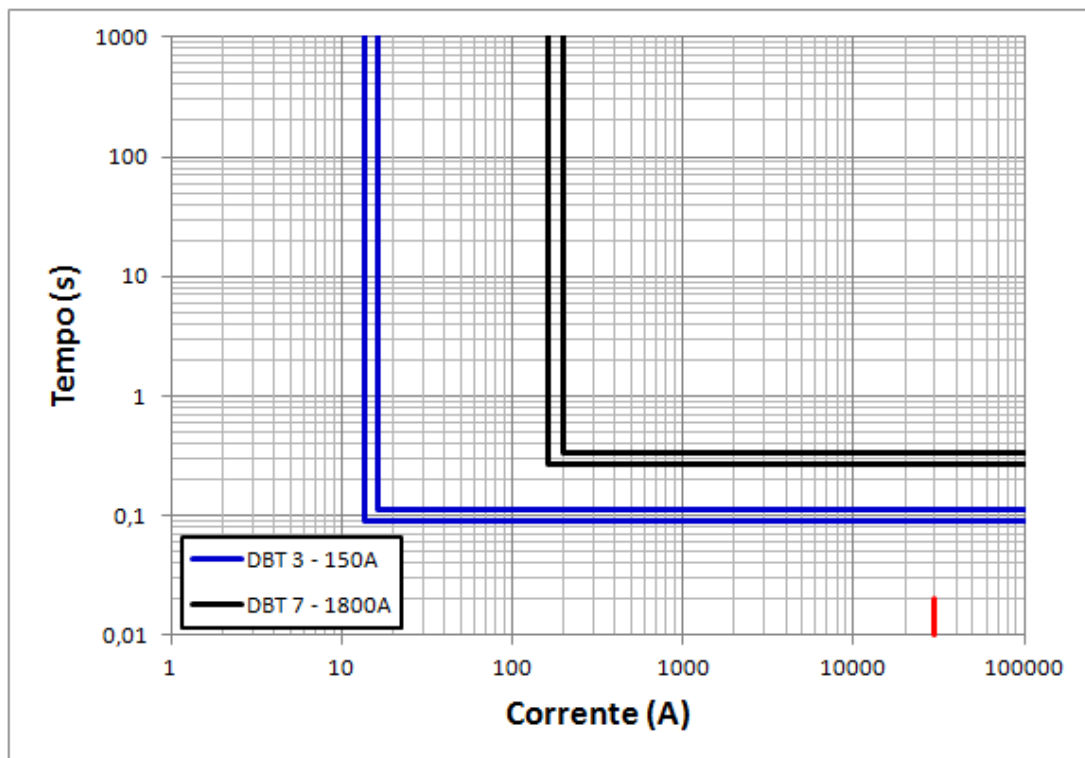


Figura 5.41 - Proteção de terra do secundário do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (mostrando disjuntor 3)

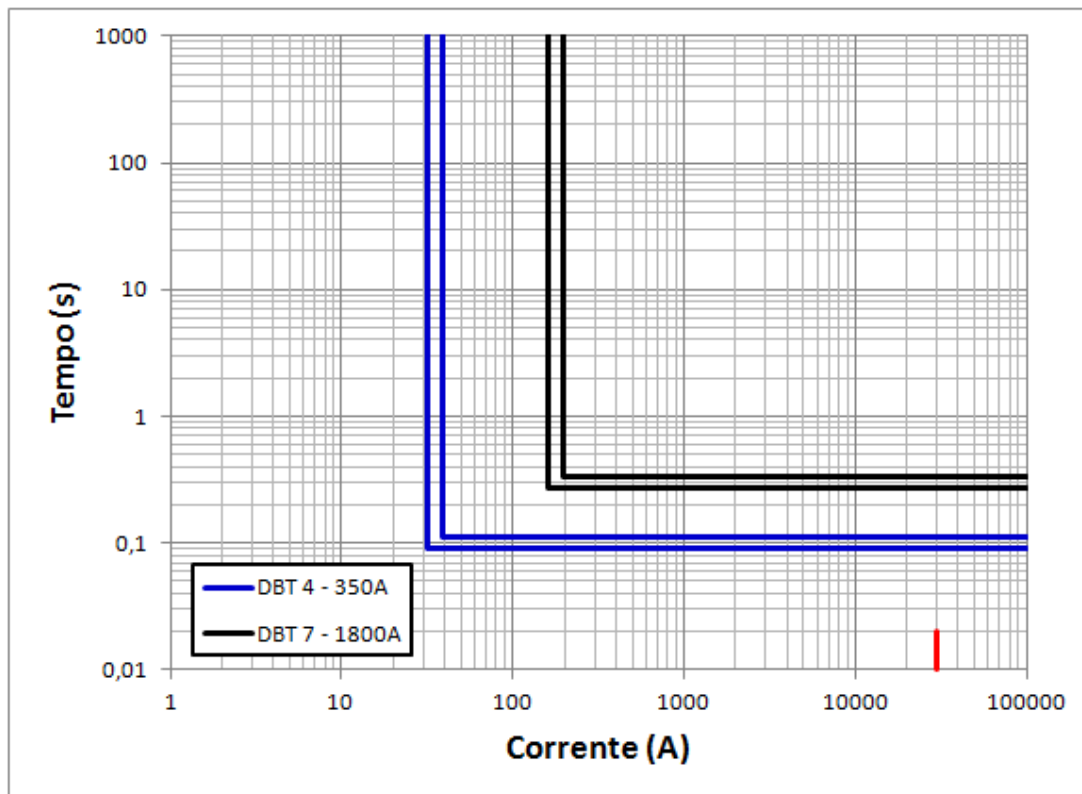


Figura 5.42 - Proteção de terra do secundário do transformador 6 coordenada com os dispositivos da barra 8 (mostrando disjuntor 4)

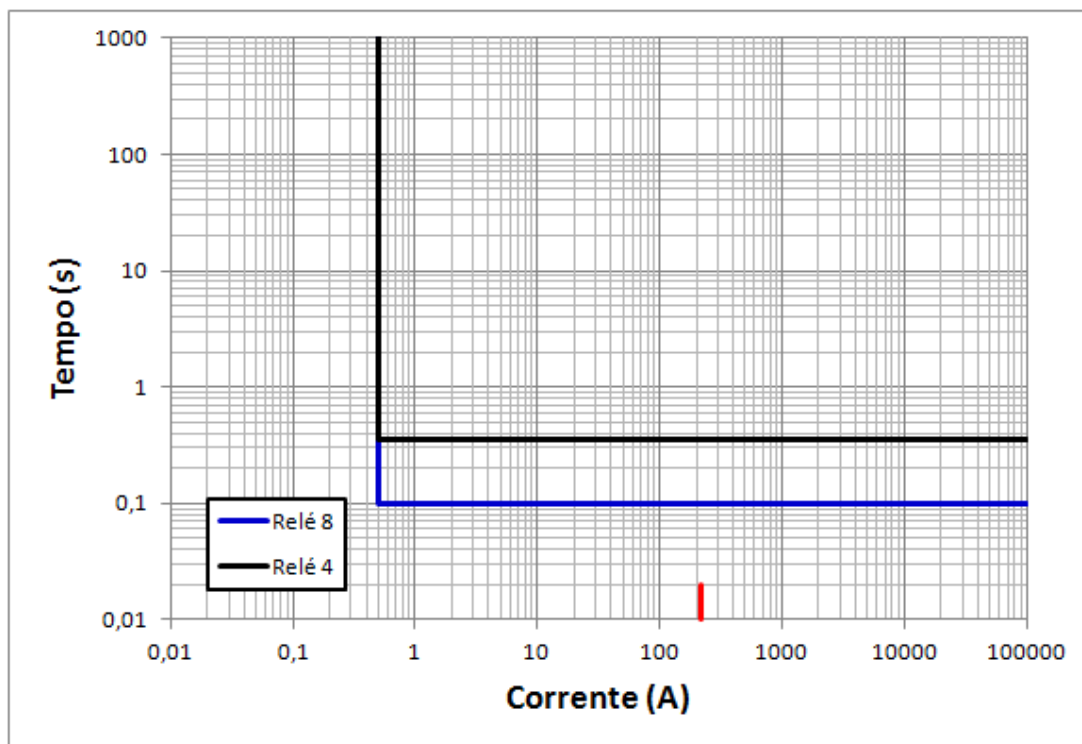


Figura 5.43 - Proteção de terra do cabo 1 coordenada com os dispositivos da barra 3 (mostrando relé 8).

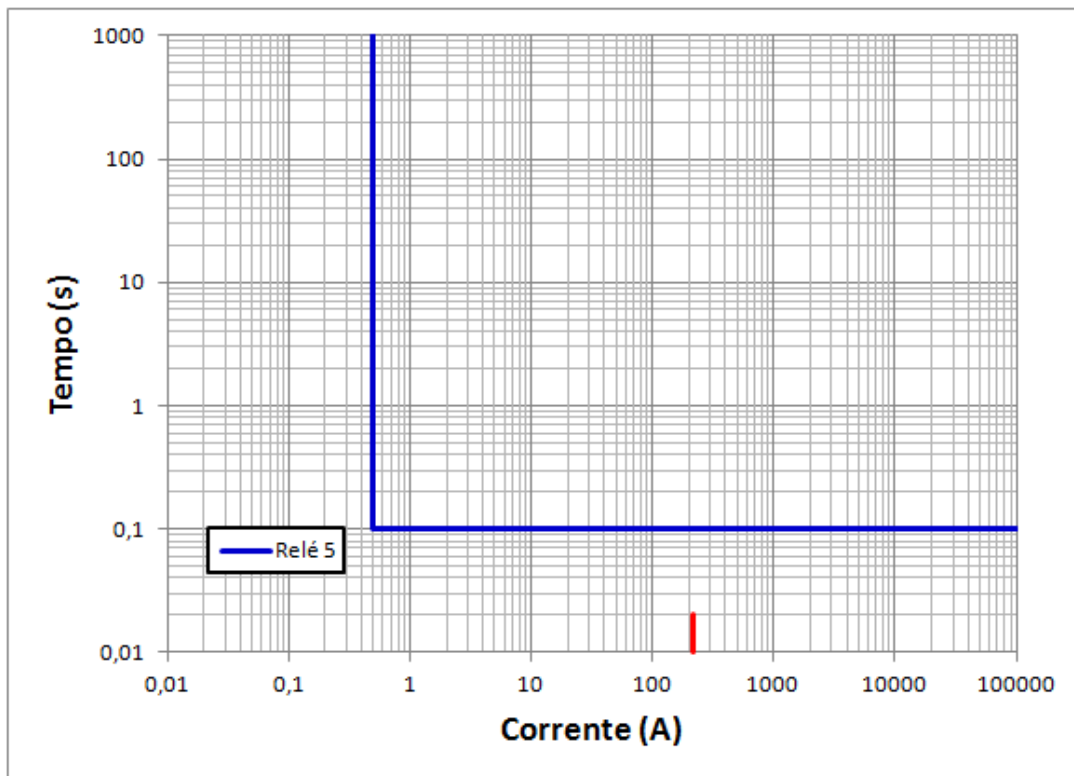


Figura 5.44 - Proteção de terra do primário do transformador 4 coordenada com os dispositivos da barra 6 (mesmos ajustes para o primário dos transformadores 5 e 6)

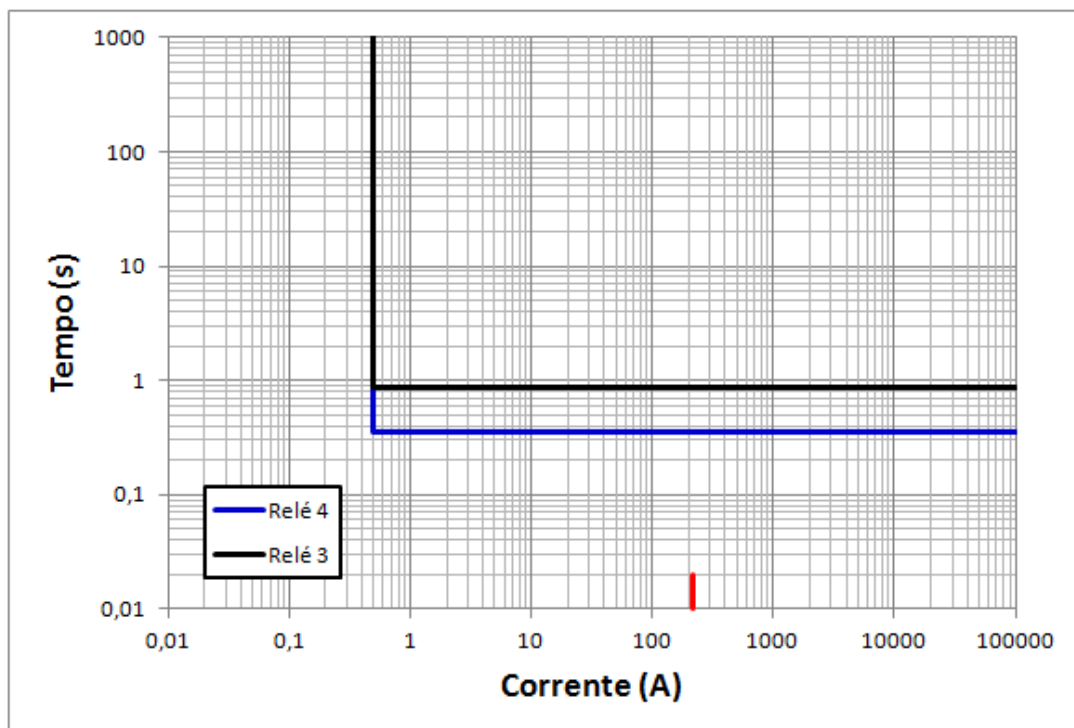


Figura 5.45 - Proteção de terra do secundário do transformador 1 coordenada com os dispositivos da barra 2 (mostrando relé 4)

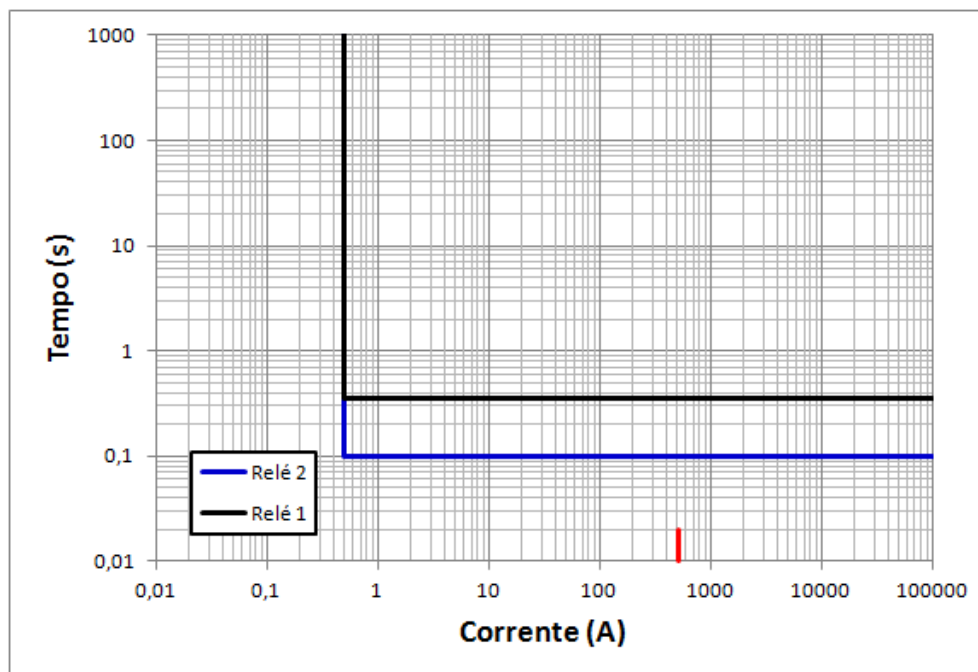


Figura 5.46 - Proteção de terra da subestação coordenada com o primário do transformador 1

5.6.7 DESEMPENHO COMPUTACIONAL

A metodologia foi implementada utilizando a linguagem de programação C++, através do compilador presente na IDE - *Integrated Development Environment* (Ambiente de Desenvolvimento Integrado) *Code::Blocks* (*Code::Blocks*, 2011). No desenvolvimento do algoritmo foram criados vários blocos de funções, sendo que os mais importantes são os referentes aos processos descritos nos tópicos do capítulo 5. São eles:

- Funções de adição de dados de operação e de catálogo, para equipamentos e dispositivos de proteção;
- Função de adição das correntes de curto-circuito;
- Funções de montagem do sistema e determinação da sequência de ajustes;
- Funções de determinação dos ajustes das proteções das cargas;
- Funções de determinação de ajustes de transformadores, cabos e subestação.

Para efeito de desempenho, o software final foi executado em um computador com as seguintes características: processador i7-2630QM 2GHz, memória RAM de 8GB, sistema operacional Windows 7[®] 64bits. O tempo médio de execução do programa foi de 0,365 segundos, demonstrando-se eficiente do ponto de vista computacional, considerando que ele possui 5571 linhas de programação.

6 CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida neste projeto forneceu a base para a implementação de uma ferramenta computacional com uma função que é dificilmente encontrada em softwares comerciais de alto custo, como por exemplo o DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT, 2010). A metodologia é capaz de realizar a coordenação automática de dispositivos de proteção contra sobrecorrente em sistemas elétricos industriais. Considerando o grande número de informações que esse tipo de trabalho trata, os resultados obtidos podem ser considerados bastante satisfatórios. Uma grande vantagem de se utilizar uma programação orientada objetos é a organização dos dados, sendo mais fácil o tratamento dos mesmos. O desempenho computacional é outro atrativo, sendo que foi produzido um software limpo com um tempo médio de execução de 0,365 segundos para o sistema em análise, algo bastante favorável quando se trata de sistemas com uma grande quantidade de dados a serem analisados. O estudo realizado durante a revisão bibliográfica forneceu as bases para este trabalho, sendo suas características principais a existência de um banco de dados, a interatividade com o usuário, a versatilidade para o tratamento de vários sistemas industriais e a utilização de blocos de funções pré-programados para a determinação da coordenação entre os dispositivos de proteção.

Podem-se destacar alguns pontos deste trabalho: o desenvolvimento de um sistema de pontos de referência para a realização dos ajustes da proteção de transformadores, cabos e subestação; o desenvolvimento de uma metodologia de coordenação automática da proteção em sistemas radiais, utilizando uma matriz de caminhos de coordenação. A precisão e confiabilidade conferida pela utilização destes dois métodos desenvolvidos é uma grande vantagem da utilização desta metodologia.

Outro fator importante é a inserção de cargas estáticas que, para a metodologia em si pode se tratar de qualquer tipo de carga, desde que sejam obtidas as características e os ajustes do dispositivo de proteção relativos a ela. Neste caso é utilizada a curva do dispositivo de proteção da carga para a realização da proteção coordenada do sistema. No entanto, pode ser destacada outra vantagem no que se diz respeito a cargas estáticas. Como não há uma restrição quanto ao tipo de curva de fusível inserida, o dispositivo de proteção da carga pode ser tratado como um dispositivo de ajuste fixo, em que sua curva de atuação é modelada por sete pontos, semelhante ao que foi feito para a modelagem dos fusíveis. Isto é útil para casos em que não se necessita de parametrizar a proteção individual da carga, como por exemplo cargas com proteção já previamente definida, e também para aplicar em situações em que o dispositivo de proteção não é nenhum dos três tipos abordados neste trabalho, tais como disjuntores com disparador termomagnético.

Finalmente, este trabalho servirá como base para que futuros desenvolvimentos sejam incorporados, tais como um método de cálculo de curto-circuito, a inclusão de geradores e suas respectivas proteções, inclusão de relés direcionais de sobrecorrente e de dispositivos de proteção com curvas não padronizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBRECHT, R. E.; NISJA, M. J.; FEERO, W. E.; ROCKEFELLER, G. D.; WAGNER, C. L. Digital Computer Protective Device Co-ordination Program I-General Program Description. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 83, no. 4, p.401-4010, Apr. 1964

ASPEN. Disponível em <<http://www.aspeninc.com>>. Acesso em 10 de setembro de 2010.

BROWN, K. A.; PARKER, J. M. A Personal Computer Approach to Overcurrent Protective Device Coordination. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 2, p. 509-513, Apr. 1988.

CAMINHA A. C. Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos. São Paulo: Edgard Blücher, 1977, 211 p.

Code::Blocks. Disponível em <<http://www.codeblocks.org>>. Acesso em 07 de junho de 2011.

COMASSETTO L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R. Software for Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, p. 2241-2246, Oct. 2008.

DIGSILENT. Disponível em <<http://www.digsilent.de>>. Acesso em: 10 setembro de 2010.

EASYPower. Disponível em <<http://www.easypower.com>>. Acesso em 15 de setembro de 2010.

FLORES, E. L.; PEREIRA, P. S. Ajuste Computacional Interativo de Dispositivos de Sobrecorrente para Sistemas Elétricos de Potência. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 5., 1995, Curitiba, 1995, vol. 1, p. 165-168.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60255-3: electrical relays – part 3: single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time”, 1989.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. 242: IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. 2001.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C37.96: IEEE guide for AC motor protection. 2000.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C37.112: IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C57.109: IEEE guide for liquid-immersed transformer through fault current duration. 1993 (R2008).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C57.12.00: IEEE standard for standard general requirements for liquid immersed distribution, power, and regulating transformers. 2006.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C57.12.01: IEEE standard general requirements for dry-type distribution and power transformers, including those with solid-cast and/or resin Encapsulated windings. 2005.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. C57.12.59: IEEE guide for dry-type transformer through-fault current duration. 2001.

KLOCK Jr., O. S. Programa Computacional para a Verificação da Coordenação e Auxílio na Determinação dos Ajustes de Relés Direcionais de Sobrecorrente de Neutro de Linhas de Transmissão. 2002. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS. Média Tensão – Uso Geral: dimensionamento. Disponível em <<http://www.prysmian.com.br>>. Acesso em 18 de maio de 2012.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. SEL-351-5, -6, -7 Relay: instruction manual. 2011. Disponível em <<http://www.selinc.com.br>>. Acesso em: 10 de setembro de 2011.

SOARES. A. H. M. Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais. 2009. 235f. Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo.

YINHONG, L.; DONGYUAN, S.; XIANZHONG, D; An Integrated Power System Relay Coordination Software. In: 2001 IEEE PES SUMMER MEETING, 2001. Proceedings... 2001, vol. 3, p. 1315-1318.