

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Diogo Soares Resende

**Ferramenta trifásica para síntese e análise da proteção em sistemas
desequilibrados**

**Juiz De Fora
2016**

Diogo Soares Resende

**Ferramenta trifásica para síntese e análise da proteção em sistemas
desequilibrados**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.
Coorientadora: Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

**Juiz de Fora
2016**

Diogo Soares Resende

**Ferramenta trifásica para síntese e análise da proteção em sistemas
desequilibrados**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica área de Sistemas de Energia da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de Setembro de 2016.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc. – Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc. - Coorientadora
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Bruno Henriques Dias, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense

AGRADECIMENTOS

Em primeiro agradeço a Deus por ter me guiado durante esse período e fornecido as ferramentas necessárias à obtenção desta conquista.

Agradeço aos meus pais, Belchior e Neusa, e à minha irmã, Ana Cláudia, por todo o apoio que me foi dado ao longo desta caminhada, sem o qual não teria sido possível alcançar meus objetivos; à minha namorada, Fernanda, por todo amor e companheirismo durante essa fase; e aos meus amigos por todas as conversas que direta ou indiretamente contribuíram para que esse dia chegasse.

Aos meus mestres, que ajudaram a construir não apenas o que eu sei, mas o que sou. Agradeço especialmente aos professores Leandro Araújo e Débora Penido pela oportunidade e por todo o conhecimento que comigo compartilharam, o qual foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

Por fim agradeço à Universidade Federal de Juiz de Fora e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica por todo o suporte dado ao longo da minha formação, tendo tornado possível a conclusão deste mestrado.

“Scientists investigate that which already is;
engineers create that which has never been.”

Albert Einstein

RESUMO

Esta dissertação propõe uma ferramenta computacional para síntese e análise da proteção em sistemas de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica na presença de desequilíbrios. Tais sistemas, em especial os de distribuição, são geralmente desequilibrados e podem conter trechos mono, bi ou trifásicos, além de operarem com carregamento distribuído de maneira assimétrica, o que torna as grandezas elétricas observadas diferentes para cada fase analisada.

Neste trabalho foram desenvolvidos dois métodos, que foram implementados na ferramenta proposta: (i) procedimentos automáticos para ajustes ótimo de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição desequilibrados; (ii) método para a análise gráfica do desempenho da proteção aplicada a sistemas desequilibrados.

A ferramenta proposta foi desenvolvida em ambiente MatLab e permite também a síntese dos ajustes de proteções de sobrecorrente (mediante a utilização de um Algoritmo Genético) e de distância, além de calcular as relações de transformação para TCs e TPs. A ferramenta foi calibrada através da comparação dos resultados obtidos pela mesma com os obtidos por equipamentos reais de proteção, tendo também sido realizados testes com diferentes sistemas da literatura.

Palavras-chave: Proteção, Coordenação, Seletividade, Curto-circuito, Distribuição, Desequilíbrio, Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

This thesis proposes a computational tool for synthesis and analysis of protection in electricity subtransmission and distribution systems in presence of imbalances. Such systems, in particular distribution, are generally unbalanced, and can contain mono-, bi- or triphasic sections, and operate with asymmetrically distributed loads, which makes electrical quantities observed different for each phase analyzed.

In this work were developed two methods, which have been implemented in the proposed tool: *(i)* automatic procedures for optimal settings of protection devices in unbalanced distribution systems; *(ii)* method for graphical analysis of protection's performance applied to unbalanced systems.

The proposed tool was developed in MatLab and also allows the synthesis of overcurrent (using a Genetic Algorithm) and distance settings and calculates the transformation ratios to PTs and CTs. The tool is calibrated by comparing the results obtained by the same with those obtained by actual equipment protection, has also been made tests with different systems in the literature.

Keywords: Protection, Coordination, Selectivity, Short-Circuit, Distribution, Unbalance, Genetic Algorithms

SUMÁRIO

Agradecimentos	III
Resumo	V
Abstract.....	VI
Sumário.....	VII
Lista de ilustrações.....	X
Lista de tabelas.....	XIII
Lista de abreviaturas e siglas	XV
Lista de símbolos	XVI
1 Introdução	18
1.1 Considerações Iniciais.....	18
1.2 Motivações para este trabalho	19
1.3 Revisão.....	21
1.4 Objetivos	26
1.5 Publicações relacionadas a este trabalho	27
1.6 Estrutura do trabalho	27
2 Modelos e premissas básicas.....	29
2.1 Equipamentos Típicos de um Sistema de Distribuição	29
2.1.1 Alimentadores	30
2.1.2 Transformadores	32
2.1.3 Cargas	34
2.2 Funções de proteção.....	35
2.2.1 Sobrecorrente Instantânea	35
2.2.2 Sobrecorrente temporizada.....	36
2.2.3 Direcional.....	39
2.2.4 Diferencial.....	41

2.2.5	Impedância.....	47
2.3	Método de Cálculo de Falhas em Sistemas de Distribuição.....	49
2.3.1	Modelo de Equipamentos.....	50
2.3.2	Modelo para Análise de Falhas.....	51
2.3.3	Modelo para Análise dos Resultados dos Dispositivos de Proteção.....	53
3	Automatização dos ajustes dos equipamentos de proteção.....	56
3.1	Coordenação da Proteção.....	56
3.2	Método para coordenação Ótima da proteção de sobrecorrente.....	57
3.2.1	Formulação do problema de otimização da proteção de sobrecorrente.....	58
3.2.2	Algoritmo genético proposto.....	59
3.3	Ajuste das zonas da proteção de distância.....	76
3.4	Ajuste das relações de transformação de corrente e potencial.....	77
4	Ferramenta Gráfica de análise da proteção Considerando os Desequilíbrios do Sistemas de Distribuição.....	79
4.1	Obtenção de dados do sistema e das proteções.....	82
4.2	Dados de faltas.....	83
4.3	Parametrização e relatório da proteção.....	84
4.3.1	Sobrecorrente.....	84
4.3.2	Diferencial.....	86
4.3.3	Distância.....	87
4.3.4	Adicionar ou remover funções.....	89
4.3.5	Parametrização automatizada.....	90
4.3.6	Relatório.....	91
4.4	Ambiente de plotagem.....	92
4.4.1	Sobrecorrente.....	92
4.4.2	Diferencial.....	92
4.4.3	Distância.....	93

4.4.4	Topologia.....	94
5	Resultados.....	96
5.1	Calibração laboratorial - Comparação com equipamentos reais	96
5.1.1	Proteção de distância.....	98
5.1.2	Proteção de sobrecorrente	104
5.1.3	Proteção de diferencial.....	109
5.2	Dimensionamento e ajuste ótimo dos equipamentos de proteção	125
5.2.1	Ajuste das proteções de sobrecorrente	125
5.2.2	Definição das zonas de distância.....	129
5.2.3	Cálculo das relações de transformação	132
5.3	Análise gráfica de sistemas desequilibrados pela ferramenta proposta	112
5.3.1	IEEE 13 Barras	112
5.3.2	IEEE 34 Barras	116
5.3.3	IEEE 123 Barras	122
6	Conclusões.....	134
6.1	Trabalhos futuros	135
	Referências.....	136
	Apêndice A Algoritmos genéticos.....	141
A.1	Processo de solução	142
	Apêndice B Testes completos de calibração laboratorial.....	146
B.1	Proteção de distância.....	146
C.2	Proteção de sobrecorrente	156
C.3	Proteção diferencial.....	165
	Apêndice C Esquema de ligação dos equipamentos	171
	Anexo A Formatos dos arquivos de dados.....	172
A.1	Sistema tutorial 9 barras.....	172
A.2	Ajustes da proteção para o sistema tutorial 9 barras	175

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Exemplo de sistema de distribuição.....	30
Figura 2.2: Rede de distribuição aérea convencional.....	31
Figura 2.3: Diagrama de transformador Delta - Yaterrado	33
Figura 2.4: Coordenograma da função ANSI 50.....	36
Figura 2.5: Coordenograma da função ANSI 51.....	38
Figura 2.6: Coordenograma da função ANSI 51DT	39
Figura 2.7: Direcional de corrente	40
Figura 2.8: Possíveis alocações da proteção ANSI 32	41
Figura 2.9: Falta fora da região diferencial	42
Figura 2.10: Reta limiar entre as regiões de atuação e não atuação	44
Figura 2.11: Plano Alfa.....	45
Figura 2.12: Zona diferencial com dois terminais.....	46
Figura 2.13: Zonas da proteção de distância	48
Figura 2.14: Zonas (a) quadilaterais e (b) Mho.....	48
Figura 2.15: Elemento genérico	50
Figura 2.16: Algoritmo do método proposto.....	52
Figura 2.17: Fluxograma do funcionamento da ferramenta	54
Figura 2.18: Alocação de equipamentos de proteção	55
Figura 3.1: Sistema 2 barras.....	57
Figura 3.2: Coordenação do sistema 2 barras.....	57
Figura 3.3: Fluxograma do algoritmo genético	59
Figura 3.4: Formação do indivíduo.....	61
Figura 3.5: Possíveis ajustes para cada gene.....	61
Figura 3.6: Indivíduo formado a partir dos ajustes possíveis.....	62
Figura 3.7: Evolução da melhor solução para diferentes números de indivíduos	63
Figura 3.8: Posições relativas entre as proteções	64
Figura 3.9: Faixas de ajustes	65
Figura 3.10: Métodos de coordenação entre as proteções 1 e 2	70
Figura 3.11: Multiplicadores de corrente nominal para o primeiro cenário	72
Figura 3.12: Multiplicadores de corrente nominal para o segundo cenário.....	72

Figura 3.13: Multiplicadores de corrente nominal para o terceiro cenário.....	73
Figura 3.14: Solução paralelizada do Algoritmo Genético	75
Figura 3.15: Relações de transformação para o sistema testado	77
Figura 4.1: Interface da ferramenta contendo: a) obtenção de dados do sistema e proteções; b) dados de corrente e tensão; c) parametrização e relatório da proteção; e d) ambiente de plotagem	80
Figura 4.2: Diagrama BPMN de funcionamento da ferramenta.....	80
Figura 4.3: Obtenção de dados do sistema e proteções	82
Figura 4.4: Dados de faltas	83
Figura 4.5: Seleção de parametrização e relatório da proteção	84
Figura 4.6: Ajustes da proteção de sobrecorrente	85
Figura 4.7: Ajustes da proteção diferencial.....	86
Figura 4.8: Ajustes da proteção de distância quadrilateral.....	88
Figura 4.9: Ajustes da proteção de distância Mho	89
Figura 4.10: Adição e remoção de equipamentos	90
Figura 4.11: Ajustes para a parametrização automatizada	91
Figura 4.12: Relatório de atuação da proteção	91
Figura 4.13: Ambiente de exibição dos coordenogramas	92
Figura 4.14: Plano Alfa.....	93
Figura 4.15: Curvas (a) quadrilaterais e (b) Mho no ambiente de exibição	94
Figura 4.16: Grafo representando o sistema.....	95
Figura 5.1: Equipamentos montados no laboratório	97
Figura 5.2: Sistema tutorial 9 barras	98
Figura 5.3: Atuação da proteção para falta A-T em 50% do alimentador 2.....	101
Figura 5.4: Atuação da proteção para falta ABC em 50% do alimentador 2	101
Figura 5.5: Atuação da proteção 1 para falta A-T em 90% do alimentador 1	103
Figura 5.6: Atuação da proteção 1 para falta ABC em 90% do alimentador 1	104
Figura 5.7: Atuação da proteção 2 para falta ABC em 90% do alimentador 1	104
Figura 5.8: Atuação da proteção de sobrecorrente instantânea 2 para faltas A-T e ABC na barra 2	107
Figura 5.9: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 2 para faltas A-T e ABC na barra 2	108
Figura 5.10: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas A-T na barra 2	108

Figura 5.11: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas ABC na barra 2	109
Figura 5.12: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas A-T em 50% do alimentador 2....	111
Figura 5.13: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas ABC em 50% do alimentador 2..	111
Figura 5.14: Sistema IEEE 13 Barras	113
Figura 5.15: Plano Alfa para faltas A-T e ABC	114
Figura 5.16: Coordenograma das proteções entre 605 e 601 e entre 671 e 684	115
Figura 5.17: Sistema IEEE 34 Barras	116
Figura 5.18: Plano Alfa para faltas C-T e ABC no alimentador entre 824 e 828.....	118
Figura 5.19: Coordenograma das proteções entre 800 e 802 e entre 808 e 810	119
Figura 5.20: Zonas Mho ground	121
Figura 5.21: Sistema IEEE 123 Barras	122
Figura 5.22: Coordenograma das proteções entre 160 e 67 e entre 8 e 9	124
Figura 5.23: Zonas quadrilaterais de fase.....	125
Figura 5.24: Evolução das soluções para o sistema 9 Barras	127
Figura 5.25: Coordenogramas referentes aos melhores e aos piores ajustes para o sistema 9 barras	128
Figura 5.26: Evolução das soluções para o sistema 34 Barras	128
Figura 5.27: Coordenogramas referentes aos melhores ajustes para a proteção de neutro e os piores para a proteção de fase do sistema 34 barras.....	129
Figura 5.28: Zonas quadrilaterais da proteção do alimentador 3-7	131
Figura 5.29: Zonas quadrilaterais da proteção do alimentador 13-18	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Ocorrências de faltas	31
Tabela 2.2: Manutenção de faltas monofásicas.....	32
Tabela 2.3: Ajustes máximos dos relés de sobrecorrente (em múltiplos de I_n) segundo o NEC 450.3	34
Tabela 2.4: Constantes α , β e K para as Normas IEC e ANSI	37
Tabela 5.1: Ajustes para as proteções quadrilaterais de fase.....	99
Tabela 5.2: Ajustes para as proteções mho de terra	99
Tabela 5.3: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 50% do alimentador 2	100
Tabela 5.4: Tempos de atuação da proteção 1.....	100
Tabela 5.5: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 90% do alimentador 1	102
Tabela 5.6: Tensões e correntes no relé 2 para faltas em 90% do alimentador 1	102
Tabela 5.7: Tempos de atuação da proteção para faltas em 90% do alimentador 1	103
Tabela 5.8: Ajustes para as proteções de sobrecorrente	105
Tabela 5.9: Tensões e correntes nos relés 1,2 e 3 para faltas na barra 2	106
Tabela 5.10: Tempos de atuação das proteções 1, 2 e 3 para faltas na barra 2.....	107
Tabela 5.11: Ajustes para as proteções diferenciais.....	109
Tabela 5.12: Correntes nos terminais 1 e 2 da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2	110
Tabela 5.13: Tempos de atuação da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2	110
Tabela 5.14: Ajustes da proteção diferencial de transformador	113
Tabela 5.15: Correntes e tempos de atuação da proteção diferencial de transformador.....	114
Tabela 5.16: Ajustes das proteções de sobrecorrente	115
Tabela 5.17: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente	115
Tabela 5.18: Ajustes da proteção diferencial de transformador	117
Tabela 5.19: Correntes e tempos de atuação das proteções diferenciais	117
Tabela 5.20: Ajustes das proteções de sobrecorrente.....	119
Tabela 5.21: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente	119
Tabela 5.22: Ajustes da proteção de distância	120
Tabela 5.23: Tensões, correntes e tempos de atuação da proteção de distância.....	120
Tabela 5.24: Correntes e tempos de atuação das proteções diferenciais	123

Tabela 5.25: Ajustes das proteções de sobrecorrente	123
Tabela 5.26: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente	123
Tabela 5.27: Tensões, correntes e tempos de atuação da proteção de distância.....	124
Tabela 5.28: Parâmetros das simulações.....	126
Tabela 5.29: Soluções obtidas pelo Algoritmo Genético	127
Tabela 5.30: Ajustes para a parametrização automatizada no sistema 9 barras	130
Tabela 5.31: Ajustes da proteção de distância no sistema 9 barras	130
Tabela 5.32: Ajustes da proteção de distância no sistema IEEE 123 barras	131
Tabela 5.33: Equipamentos e Proteções.....	133
Tabela 5.34: Relações de transformação obtidas	133

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AG	Algoritmo genético
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
FA	Função de aptidão
GD	Geração distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent electronic device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
RTC	Relação de transformação de corrente
RTP	Relação de transformação de potencial
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TMS	<i>Time multiplier setting</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{\text{secundária}}$	Corrente no secundário do TC [A]
I_{50}, I_{51}, I_{51DT}	Corrente de ajuste das proteções de sobrecorrente [A]
α, β e K	Constantes relacionadas ao tipo de curva da função ANSI 51
$V_{\text{polarização}}$	Tensão de polarização das proteções de sobrecorrente
I_{DIF}	Corrente diferencial [A]
I_{RST}	Corrente de restrição [A]
k	Índice relacionado à proteção diferencial baseada no plano alfa
$Z_{\text{primária}}$	Impedância no primário dos transformadores de instrumentação [Ω]
$Z_{\text{secundária}}$	Impedância no secundário dos transformadores de instrumentação [Ω]
U_P, U_S	Tensão no primário e no secundário do transformador [V]
N_P, N_S	Número de espiras no primário e no secundário do transformador
S_{km}	Potência aparente entre os pontos k e m [VA]
P_0, Q_0	Potências ativa e reativa na tensão nominal [W, var]
V_{km}	Tensão entre os pontos k e m [V]
V_0	Tensão nominal [V]
α e β	Constantes referentes ao tipo de carga
z	Variáveis de estado do método de cálculo de faltas
f	Vetor independente do método de cálculo de faltas
J	Matriz Jacobiana
I_{falta}	Corrente de falta
$I_{\text{Re}}, I_{\text{Im}}$	Componentes real e imaginária das correntes de falta [A]

V_{Re}, V_{Im}	Componentes real e imaginária das tensões nodais [V]
t_{prot}	Tempo de atuação da proteção primária [s]
t_{back}	Tempo de atuação da proteção de backup [s]
t_{coord}	Tempo de coordenação da proteção [s]
n_{ger}	Número de indivíduos em cada geração
n_{relcas}	Número de relações de proteção em cascata
λ	Peso de cada parcela
m	Número de faltas consideradas
n	Número de proteções alocadas
t_{s1}, t_{s0}, t_{s1DT}	Tempos de atuação das proteções de sobrecorrente [s]
p	Número de relações de coordenação
M_{jus}	Multiplicador em relação à corrente nominal da proteção à jusante
M_{mon}	Multiplicador em relação à corrente nominal da proteção à montante
Z_f, Z_g	Impedâncias de falta [Ω]

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O principal desafio para as concessionárias de energia elétrica é fornecer um serviço cada vez mais confiável, com custo reduzido e equipes técnicas e de apoio menores que possam atender às exigências e metas dos órgãos e leis que regulamentam o setor (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2016). Para que isso seja possível, estas empresas investem em tecnologia para operação e proteção de sistemas elétricos visando melhorar a confiabilidade e segurança do sistema, reduzindo gastos com manutenção e garantindo o fornecimento de energia elétrica e a satisfação de seus clientes (GÖNEN, 2014).

Falhas ocorrem em sistemas de potência, podendo ter diversas origens e afetar todos os níveis do sistema entre a geração e o consumo, incluindo assim os alimentadores de distribuição (BENNER; RUSSELL; SUNDARAM, 2008). A fim de mitigar suas consequências são feitos investimentos na busca por um serviço cada vez melhor, o que demanda melhores métodos para a detecção das faltas, aos quais são necessários modelos capazes de representar o sistema em todas as suas nuances. Desta forma, nos métodos e modelos, devem ser considerados a topologia do sistema, os equipamentos envolvidos, os desequilíbrios e quaisquer outros elementos que possibilitem uma melhor análise do comportamento do sistema (LEDESMA, 2012).

A proteção dos sistemas elétricos é responsável por analisar eventos e então atuar sobre os equipamentos, de modo a proteger, além dos próprios equipamentos, quaisquer outras instalações que possam ser afetadas por uma falha e mesmo a vida dos seres vivos nas proximidades. Além disso, existe a necessidade de se contribuir para uma melhor qualidade no serviço prestado, tornando assim indispensável atender aos princípios básicos dos sistemas de proteção (como seletividade, sensibilidade e rapidez na operação), buscando uma redução dos impactos em regiões não relacionadas às mesmas.

Historicamente, os investimentos na supervisão, controle e proteção de sistemas elétricos de potência tem sido primeiramente direcionados aos sistemas de transmissão, muito em função das falhas nesses afetarem um maior número de pessoas do que na distribuição. Porém, muitos consumidores são comumente afetados por perturbações no sistema de distribuição,

principalmente, devido à sua maior proximidade com árvores, com atividades humanas e com a própria carga (SCHWEITZER III et al., 1992). Por esta razão as concessionárias vêm aprimorando cada vez mais a proteção da distribuição, dentro da transformação das redes de distribuição comuns em redes inteligentes (*Smart-Grids*), permitindo uma melhor observabilidade e controlabilidade do sistema.

1.2 MOTIVAÇÕES PARA ESTE TRABALHO

Diferentemente do que ocorre em sistemas de transmissão, os sistemas de distribuição apresentam características que geram consideráveis desequilíbrios entre as fases: operação desbalanceada, cargas distribuídas e desequilibradas, assimetria nas linhas, circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos (PENIDO et al., 2008; PENIDO et al., 2010). Nestes casos os estudos da proteção podem não refletir o que realmente acontece caso a rede seja representada pelo seu equivalente de sequência positiva, mesmo com a representação dos defeitos assimétricos por componentes simétricas. Logo, a aplicação de metodologias adequadas a proteção da transmissão pode não ser adequada para estudos na distribuição.

As redes são diariamente atingidas por diversos tipos de faltas, causadas por variações climáticas, falhas de equipamentos ou contatos de agentes externos, podendo ser permanentes ou, na maioria dos casos, de curta duração. Estes eventos podem dar origem a acionamentos da proteção (*trips*), interrupções, saída de operação, causar danos em equipamentos ou até mesmo atingir pessoas. Dentre as falhas recorrentes podemos destacar o contato de animais e galhos com a rede, que podem tocar o sistema e logo em seguida se afastar, o que pode causar a atuação da proteção visando proteger um sistema de uma falha já extinta. Embora não recorrentes, falhas no chaveamento de linhas e em bancos de capacitores também podem trazer problemas à concessionária, uma vez que ocorrem com certa frequência e muitas vezes não são vistas pela empresa (BENNER; RUSSELL; SUNDARAM, 2008).

Com a modernização das redes de distribuição de energia elétrica, devido, principalmente, à expansão da capacidade de Geração Distribuída (GD) instalada e o constante aumento do uso de topologias fracamente malhadas, a utilização de elementos de sobrecorrente como única proteção existente deixou de ser a melhor alternativa. Isso acontece devido à incapacidade desse tipo de proteção em trabalhar com as complicações existentes nos novos

modelos de redes, sendo necessária a adição de alternativas na proteção, capazes de lidar com esses problemas.

Os *Smart-Grids* também são projetados para serem capazes de operar em diferentes condições, permitindo, por exemplo, que sejam realizadas mudanças em suas topologias de maneira remota e/ou operação ilhada, mas com a manutenção de um serviço de qualidade. Essas alterações físicas na rede trazem alterações também do ponto de vista elétrico, sendo que, geralmente, trazem maiores desafios para a proteção.

Neste cenário a proteção clássica da distribuição pode não ser capaz de garantir critérios de sensibilidade e seletividade para a operação do sistema, sendo indicada a utilização de uma proteção atualizada, capaz de proteger o sistema sob efeito de diferentes modos de operação, além de enxergar de maneira adequada as faltas envolvendo terra. Desta forma seriam alcançados os requisitos de sensibilidade e seletividade que tornam a proteção mais confiável (MING; JUNTING, 2010).

Essa proteção atualizada pode contar com diferentes grupos de ajustes que são alterados conforme o sistema sofre alterações ou se basear em um único conjunto de ajustes, o qual é ajustado de modo a garantir a operação otimizada da proteção. Esses ajustes, assim como ocorre com qualquer configuração a ser realizada em campo, devem ser testados antes que sejam colocados num sistema em operação, de modo a garantir seu funcionamento adequado em diferentes situações (VOIMA; LAAKSONEN; KAUHANIEMI, 2014).

Porém, se para sistemas com uma ou reduzidas configurações possíveis podem-se efetuar facilmente testes envolvendo cada conjunto de *settings* sob ação de diferentes faltas, o crescimento do sistema em estudo e da quantidade de ajustes a serem testados inviabilizaria a realização de testes em todos os equipamentos para todas as condições operativas previstas. Ferramentas capazes de realizar e testar tais ajustes são comuns no setor elétrico, mas, por serem desenvolvidas considerando sistemas equilibrados, não são capazes de analisar de maneira adequada os impactos na proteção nos sistemas de subtransmissão e distribuição. Nesse sentido o desenvolvimento de uma ferramenta de síntese e análise da proteção realmente trifásica se torna de grande interesse, uma vez que permitiria que os sistemas desequilibrados fossem analisados de maneira mais correta.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Redes convencionais de distribuição se baseiam na existência de uma única fonte e topologias radiais, possibilitando o fluxo unidirecional de energia em todos os cenários de operação. Conforme aumentam os níveis de inserção de GD no sistema elas vão se transformando em redes com comportamento diferente, cujos modos de operação não seguem os observados para as convencionais. Essa nova rede apresenta características próprias, as quais fazem com que o uso de uma topologia radial e seu esquema facilitado de proteção possam não ser as melhores escolhas para configuração, operação e proteção do sistema. Em Celli et al. (2004) é realizado um estudo quanto ao impacto da utilização de topologias malhadas e radiais na presença de GD, fazendo para isso estudos dinâmicos e de regime permanente considerando perfis de tensão, perdas, faltas e confiabilidade. É observado que a utilização de redes malhadas aumenta a capacidade de receber novas gerações, mas deve haver também uma atualização da proteção utilizada.

A princípio, sistemas de distribuição radiais poderiam ser protegidos por um único relé posicionado no início do alimentador, mas com a adoção de novas topologias e a inserção de novas fontes acaba por se tornar necessária a alocação cada vez maior de equipamentos, visando proteger de maneira adequada o sistema. Dessa forma o sistema é dividido em subsistemas menores, os quais são observados por um relé (ou grupo deles) e possibilitam a operação adequada da proteção e a possibilidade de redução do número de cargas desconectadas, tanto em frequência quanto em duração. Jecu et al. (2011) analisam como as proteções deveriam funcionar nesse tipo de sistema de modo a garantir uma melhora na qualidade do serviço. Nessa situação os ajustes dos relés devem ser feitos considerando as características do sistema e dos alimentadores protegidos, o que nem sempre pode ser facilmente obtido para redes em operação.

Historicamente utiliza-se proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição, muitas vezes utilizadas em conjunto com religadores, o que é ainda mais interessante se for considerado que 80-90% das faltas nestes sistemas são de natureza temporária, de modo que a frequência de interrupções no fornecimento pode ser muito reduzida. Na presença de GD a proteção deve considerar flutuações na geração e na capacidade de curto-circuito – resultantes de questões técnicas associadas às fontes alternativas – e os principais problemas a serem tratados pela proteção nesses sistemas dizem respeito a se evitar o surgimento de ilhas e sobretensões temporárias durante faltas, além da perda de sensibilidade da proteção de sobrecorrente. Martin et al. (2012) fazem uso de relés de distância em sistemas de distribuição visando solucionar

problemas relacionados à inserção de GD, trabalhando com dados de sistemas reais e fazendo uma análise de custo envolvendo as diferentes soluções propostas.

Relés de sobrecorrente podem ser utilizados como proteção primária do sistema e como *backup* para outras funções, mas em muitas situações podem ser os únicos tipos utilizados. Independentemente da situação, os relés devem ser coordenados, de modo a permitir a atuação do *backup* apenas para situações onde a proteção primária não atua, mas sempre objetivando minimizar os impactos causados. Para sistemas radiais e alimentados por uma única fonte esse processo é facilmente realizado, mas na existência de múltiplas fontes – como observado para sistemas com inserção de GD – e/ou em sistema contendo anéis a coordenação se torna um processo trabalhoso, uma vez que correntes observadas nos dois sentidos de um mesmo condutor podem ser diferentes dependendo do lado em que ocorre a falta e das fontes ativas. Em Bedekar, Bhide e Kale (2009) é proposto um método baseado em programação linear para a coordenação de relés de sobrecorrente em sistemas de distribuição contendo anéis. Nesta abordagem as correntes de ajuste são fixas, permitindo a utilização do método Simplex para o ajuste dos multiplicadores de tempo e visando minimizar o somatório dos tempos de operação dos relés.

Em sistemas de transmissão a proteção direcional de sobrecorrente é amplamente utilizada, o que não costuma ocorrer para sistemas de subtransmissão e distribuição, onde a única grandeza medida costuma ser o valor eficaz da corrente de falta. Contudo, existindo a possibilidade de fluxo de corrente em ambos os sentidos, faz-se necessária a visualização do real comportamento das correntes, permitindo assim uma melhor proteção do sistema. Além disso, a utilização de relés direcionais permitiria uma redução no número de equipamentos – se comparado ao de unidades não direcionais utilizadas na mesma situação – e, conseqüentemente, uma coordenação facilitada (UKIL; DECK; SHAH, 2010). No trabalho por eles desenvolvido é demonstrado um método para a utilização de proteção direcional de sobrecorrente baseada apenas em sinais de corrente, utilizando as medidas pré-falta como grandezas de polarização.

Além da inversão no sentido, existe também a possibilidade da ocorrência de grandes variações na amplitude das correntes de falta, devido à possibilidade de operação das fontes distribuídas em paralelo com a rede ou alimentando um sistema ilhado, além da dificuldade de estimação das correntes de falta oriundas de inversores de frequência, os quais são necessários às fontes solares e eólicas, por exemplo. Nesta situação a proteção diferencial de corrente se apresenta como uma excelente alternativa, devido ao fato dela não depender de um conhecimento

prévio das correntes de falta. Ustun, Ozansoy e Zayegh (2013) propõem a utilização de uma proteção diferencial de microgrids que emprega uma unidade central de proteção, de modo a coordenar a atuação das zonas diferenciais. Também é feita uma comparação com a utilização de proteções diferenciais independentes quanto à confiabilidade dos dois métodos.

Durante a operação ilhada, por exemplo, as correntes medidas podem ser menores do que observadas para o sistema conectado e, em alguns casos, essa redução pode não ser suficiente para que ocorra o disparo da proteção de sobrecorrente. Nesse sentido a proteção de distância é mais rápida e seletiva do que a de sobrecorrente e, por não depender diretamente da amplitude da corrente, mas da sua relação com a tensão, é menos suscetível a mudanças nas impedâncias das fontes e condições do sistema. Desta forma ela aparece como uma alternativa para a proteção de trechos com baixas correntes de curto-circuito. Ela também permite a definição de múltiplas zonas, diretas ou reversas, de modo que um mesmo equipamento pode ser utilizado como proteção primária de um ramo e como backup de ramos adjacentes (ZIEGLER, 1999).

Devido à ocorrência de faltas ou simplesmente visando uma operação ótima (como reduzir perdas e melhorar perfis de tensão) o sistema de distribuição pode ser reconfigurado, dando origem a redes com características elétricas diferentes daquelas observadas anteriormente e, por conseguinte, sendo necessária a adequação da proteção. Tal adequação pode ser feita *on-line* ou pela alternância entre diferentes *settings* definidos no equipamento e deve contemplar todas as funções parametrizadas (JAVADIAN; TAMIZKAR; HAGHIFAM, 2009). Os autores apresentam um método para a reconfiguração de sistemas de distribuição contendo GD que visa manter a eficiência do sistema de proteção em diferentes condições operativas, incluindo a operação ilhada.

Coordenação e seletividade são dois dos principais requisitos da proteção e estão presentes na maioria dos estudos de proteção dos sistemas de distribuição. Esses sistemas possuem várias configurações possíveis, sendo para cada uma delas possível a adoção de uma filosofia de proteção diferente, podendo ainda ser considerada a adoção de tecnologias atualizadas, como unidades de medição fasorial (PMUs), ou utilização de estratégias de proteção adaptativa. Em Ledesma et al. (2015) é proposto um método para a análise de proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição contendo desequilíbrios entre fases, condutores de neutro e aterramentos. Os cálculos são realizados para as três fases independentes e são desenvolvidos modelos de equipamentos e funções de proteção.

Para muitos sistemas a análise da coordenação e da seletividade de proteções de sobrecorrente é realizada por meio dos ajustes associados aos equipamentos de maneira direta. Contudo, conforme as dimensões do sistema crescem, diferentes níveis de tensão são adotados, surgem anéis ou são inseridos trechos com diferentes números de fases a visualização dessas relações é dificultada. Em Resende et al. (2014) é proposta uma ferramenta computacional para ajudar na realização de estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição. Os equipamentos do sistema de distribuição e da proteção são modelados em detalhes e as três fases podem ser analisadas de maneira independente.

Em função da configuração adotada pelo circuito a proteção deve ser ajustada a fim de operar de maneira ótima durante a ocorrência de faltas no sistema, o que depende da coordenação e seletividade existente entre equipamentos. Para tanto é necessária a parametrização dos equipamentos de maneira adequada, sendo a complexidade da realização dessa tarefa dependente da dimensão do sistema, além da quantidade e da localização de equipamentos de proteção. Comassetto et al. (2008) apresentam uma ferramenta computacional para a coordenação automática da proteção em sistemas de distribuição radiais, desenvolvida considerando as necessidades das concessionárias e seus critérios de proteção e confiabilidade.

Relés de sobrecorrente e distância são comumente utilizados em sistemas de transmissão e subtransmissão, e a correta coordenação entre ambas permite a atuação adequada da proteção para diferentes faltas, sendo para tanto considerados alguns locais críticos e para os quais a proteção deve atuar, como visto em Chabanloo et al. (2011). Neste trabalho são considerados cinco pontos para os quais a coordenação deve ser respeitada, devendo a diferença entre o tempo da proteção principal e do backup ser minimizado através de um AG.

A proteção adequada do sistema, especialmente de linhas de transmissão, é essencial para a correta operação do sistema de potência, incluindo aí a utilização de relés de distância e direcionais de sobrecorrente. A combinação dos dois tipos de proteções é possível e permite a obtenção de uma proteção capaz de proteger o sistema de maneira adequada. Em Marcolino, Leite e Mantovani (2015) é proposto um método baseado em AG para o ajuste das proteções de sobrecorrente e distância em sistemas malhados. Para tanto os autores fazem uso de relés de sobrecorrente para as faltas envolvendo terra e de distância para aquelas entre fases.

Dependendo da modelagem utilizada a satisfação de todas as restrições do problema de coordenação da proteção de sobrecorrente pode não ser atingida, sendo necessária a utilização de

diferentes pesos para cada conjunto de restrições. Em Mohammadi et al. (2011) é proposta a utilização de um Algoritmo Genético para, além da solução do problema, a definição dos pesos relacionados a cada restrição, de modo a reduzir o número de restrições relacionadas ao modelo e que não são satisfeitas.

A coordenação da proteção de sobrecorrente direcional é dependente do ajuste adequado dos equipamentos, sendo necessária uma análise do sistema a ser protegido e dos diferentes modos de operação. A configuração dos equipamentos deve então ser realizada de maneira a contemplar os diferentes cenários e garantir que os requisitos da proteção sejam satisfeitos. Por se tratar de um problema combinatorial a solução deve ser feita mediante a utilização de um método robusto, eficaz e capaz de trabalhar com as restrições do problema de maneira adequada, sendo os Algoritmos Genéticos (AGs) uma ferramenta recomendada para essa situação (NOGHABI et al., 2009). No trabalho desenvolvido pelos autores é proposto um método híbrido, baseado em programação linear e em um algoritmo genético, para a coordenação de relés de sobrecorrente em sistemas de transmissão. Ele divide o ajuste das correntes e dos multiplicadores de tempo entre as etapas, reduzindo o espaço de busca.

A utilização de curvas de sobrecorrente definidas em norma é útil na maioria das situações, mas em alguns sistemas é necessária a adoção de curvas customizadas, capazes de proteger de maneira adequada o sistema. Embora não sigam as constantes das curvas típicas essas proteções também devem ser coordenadas (SALAZAR; ENRIQUEZ, 2014). Nesse trabalho os autores realizam a coordenação das proteções customizadas utilizando um AG, considerando também diferentes carregamentos para os diferentes sistemas analisados.

A integração de Gerações Distribuídas podem causar impactos consideráveis em redes de distribuição, devido ao fato de darem origem a correntes com diferentes magnitudes e direções, podendo dar origem atuações inadequadas da proteção. O trabalho desenvolvido por Zhan et al. (2016) faz uso de um AG para a inserção e o dimensionamento de GDs de modo a garantir o máximo nível de penetração, sem no entanto ser necessária qualquer alteração no esquema de proteção.

1.4 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por finalidade o desenvolvimento de uma ferramenta para análise e síntese de sistemas de proteção para redes elétricas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica considerando os desequilíbrios inerentes a esses tipos de rede, bem como geração distribuída.

No desenvolvimento da ferramenta serão estudadas as funções de proteção de impedância (21), sobrecorrente (50 e 51), direcional (67) e diferencial (87). A ferramenta proposta será capaz de permitir a realização de testes de modo fácil e rápido, e, devido à modelagem independente para cada fase, sem perda de qualidade nos resultados obtidos em decorrência da adoção de modelos equilibrados.

Neste trabalho serão desenvolvidos três métodos, que serão implementados na ferramenta proposta, para alcançar os objetivos: *(i)* método para cálculo de defeitos considerando o acoplamento da subtransmissão com a distribuição; *(ii)* método para a análise do desempenho da proteção aplicada a sistemas desequilibrados; *(iii)* procedimentos automáticos para ajustes ótimos de dispositivos de proteção.

O método de cálculo de defeitos considerado no desenvolvimento da ferramenta proposta se baseia no trabalho desenvolvido por Carvalho Filho (2014) e descrito na Seção 2.3, onde são realizadas modificações para a inserção da geração distribuída e acoplamento dos dispositivos de proteção.

O método para análise do desempenho do sistema de proteção por sua vez se baseia nos trabalhos desenvolvidos por Resende et al. (2014) e Ledesma et al. (2015), aos quais são adicionadas as funções de proteção 21, 67 e 87. Também são realizadas simulações em laboratório utilizando os IEDs SEL 411L e a OMICRON CMC 256 Plus a fim de se verificar a eficiência dos modelos propostos para a representação das principais funções de proteção.

Para a síntese dos ajustes de equipamentos de proteção serão utilizados algoritmos genéticos (AGs) em uma modelagem capaz de calcular automaticamente os ajustes dos IEDs de proteção de sobrecorrente. Para tanto serão modelados e otimizados pelo método proposto os valores de I_{51} , TMS e o tipo de curva para a função de sobrecorrente temporizada; I_{51DT} e DT para a função sobrecorrente de tempo definido; e I_{50} para a função de sobrecorrente instantânea.

Também será possível a realização de ajustes automatizados na proteção de distância baseados em percentuais e temporizações definidas pelo usuário, bem como o dimensionamento dos transformadores de instrumentação associados.

1.5 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS A ESTE TRABALHO

- RESENDE, D.S.; VIANNA, J.T.A.; LEDESMA, J.J.G.; ARAUJO, L.R.; PENIDO, D.R.R. **Ambiente Gráfico para a Verificação da Coordenação de Relés de Sobrecorrente em Sistemas Desequilibrados**. Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, 2014.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 apresenta uma introdução ao tema em estudo neste trabalho, considerações iniciais, motivações para o desenvolvimento do trabalho, objetivos a serem alcançados, publicações relacionadas ao mesmo e sua estrutura.

No Capítulo 2 são apresentados e detalhados os modelos das funções comumente utilizadas na proteção de sistemas elétricos de potência e contempladas pela ferramenta proposta, bem como dos equipamentos presentes nos sistemas estudados.

O Capítulo 3 apresenta o algoritmo de parametrização automatizada das proteções de sobrecorrente e distância, além de apresentar os módulos de dimensionamento dos transformadores de potencial e corrente.

O Capítulo 4 apresenta a ferramenta computacional desenvolvida neste trabalho, apresentando a interface gráfica, a implementação e exibição dos ajustes das funções e mostrando os controles associados a cada um dos módulos.

Ao longo do Capítulo 5 são apresentados os resultados de alguns testes realizados com a ferramenta desenvolvida e considerando diferentes faltas. Também é feita a síntese dos ajustes da proteção de maneira automatizada e a comparação dos resultados obtidos pela ferramenta e por equipamentos reais submetidos às mesmas condições em simulações em laboratório.

Por fim o Capítulo 6 traz conclusões sobre o trabalho e indicações de trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 MODELOS E PREMISSAS BÁSICAS

Sistemas elétricos não são imunes a falhas, independentemente da origem das mesmas, e investimentos na busca por um serviço cada vez melhor demandam melhores métodos para a detecção das faltas e para aplicações relativas a medidas mitigadoras dessas falhas, que por sua vez demandam modelos capazes de representar o sistema em todas as suas nuances.

Com relação ao tema deste trabalho, devem ser consideradas as possíveis funções a serem utilizadas, bem como os equipamentos envolvidos e quaisquer outros elementos que possibilitem uma melhor análise do comportamento do sistema e das possibilidades para a proteção. Além disso, a proteção utilizada deve satisfazer critérios de seletividade, sensibilidade, rapidez, segurança, confiabilidade e economia (ALSTOM, 2011).

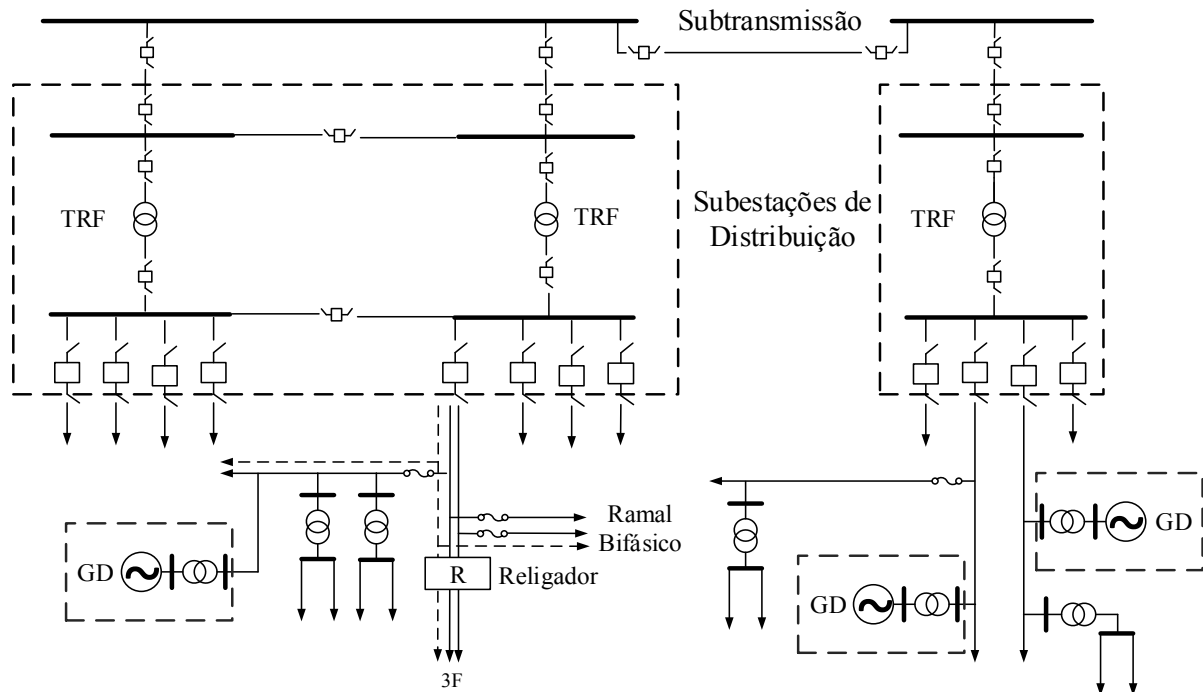
Neste capítulo serão apresentados inicialmente os principais equipamentos presentes nos sistemas de distribuição, sendo também detalhados os modelos das funções de proteção inseridas na ferramenta proposta, as quais são utilizadas nas diferentes rotinas desenvolvidas neste trabalho. Por fim, será apresentado o modelo matemático de cálculo de correntes e tensões de defeitos que foi utilizado neste trabalho.

2.1 EQUIPAMENTOS TÍPICOS DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os equipamentos que formam o sistema elétrico diferem uns dos outros não apenas em construção e função, mas também em como respondem à ocorrência de faltas. Cada um deles pode suportar diferentes correntes, tensões e potências ou mesmo contribuir de alguma forma nestes valores. Tudo isso precisa ser levado em consideração, fazendo com que sua proteção seja feita de maneira adequada, visando minimizar quaisquer efeitos.

Um sistema de distribuição é formado, entre outros, por barramentos, alimentadores, transformadores e cargas (Figura 2.1), os quais são protegidos por equipamentos auxiliares.

Figura 2.1: Exemplo de sistema de distribuição



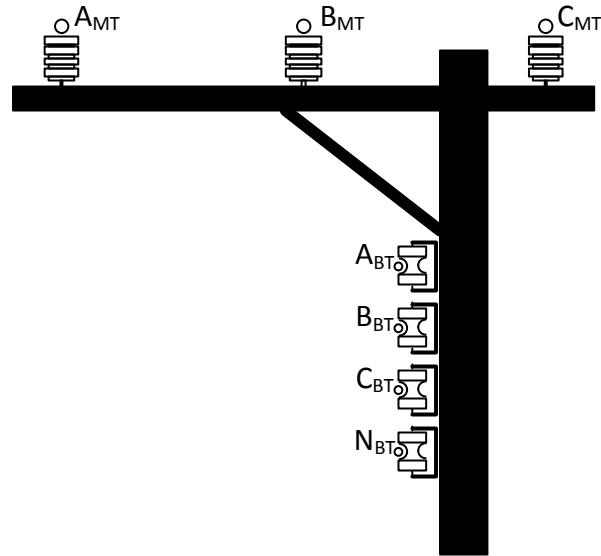
Fonte: Adaptada de Ledesma (2012)

2.1.1 Alimentadores

Partindo da subestação de distribuição, os alimentadores têm como objetivo conduzir a energia elétrica aos locais onde ela é demandada, conectando os demais equipamentos entre si. A maioria dos alimentadores utilizados pelas concessionárias brasileiras consiste em trechos aéreos a três fios (dispostos horizontalmente) em redes primárias (média tensão) e a quatro fios (dispostos verticalmente) em redes secundárias (baixa tensão), sendo também geralmente radiais e utilizando cabos de alumínio nu (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, 2014), dispostos como na Figura 2.2.

Concessionárias como a CEMIG têm modernizado suas redes de distribuição aéreas, adotando redes compactas na média e na baixa tensões, utilizando para tanto cabos de cobre isolados. Em função da localização do alimentador e das cargas a ele conectadas, as concessionárias podem também optar pela utilização de redes subterrâneas e/ou malhadas, aumentando a confiabilidade do sistema, mas trazendo maiores custos e desafios à proteção dos mesmos.

Figura 2.2: Rede de distribuição aérea convencional



Fonte: Elaborada pelo autor

Na distribuição a utilização de uma topologia trifásica a quatro condutores na baixa tensão garante o atendimento de cargas monofásicas pelo alimentador, sendo o neutro geralmente de bitola inferior aos demais condutores e responsável por servir de retorno da corrente, inclusive para faltas envolvendo terra (CEMIG, 2014). Esse caráter monofásico da maioria das cargas, bem como a assimetria das redes, as torna eletricamente desequilibradas e traz grandes desequilíbrios ao sistema como um todo, o qual deve ser considerado pela proteção.

As faltas em alimentadores de distribuição podem ser classificadas quanto às fases envolvidas e quanto à manutenção das mesmas, sendo tais dados importantes à parametrização dos equipamentos. Para esse tipo de rede as frequências com que ocorrem tais eventos podem ser vistas na Tabela 2.1 e na Tabela 2.2 (KINDERMANN, 2007).

Tabela 2.1: Ocorrências de faltas

Tipo de falta	Ocorrências
Trifásica	6%
Bifásica com terra	15%
Bifásica	16%
Monofásica	63%

Fonte: Kindermann (2007)

Tabela 2.2: Manutenção de faltas monofásicas

Tipo de falta	Ocorrências
Permanente	4%
Temporária	96%

Fonte: Kindermann (2007)

2.1.2 Transformadores

Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica podem ser realizadas em diferentes níveis de tensão, sendo necessária a utilização de transformadores a fim de conectar redes diferentes e adequar os níveis de tensão aos diversos propósitos. Se na geração são utilizados transformadores elevadores, na distribuição e em sua conexão com a transmissão são utilizados transformadores abaixadores, a fim de fornecer aos consumidores tensões em níveis adequados. Em um transformador a relação entre as tensões de primário e secundário é dada pelo número de espiras em cada lado (1).

$$\frac{U_P}{N_P} = \frac{U_S}{N_S} \quad (1)$$

Onde:

U_P Tensão no primário [V];

U_S Tensão no secundário [V];

N_P Número de espiras no primário;

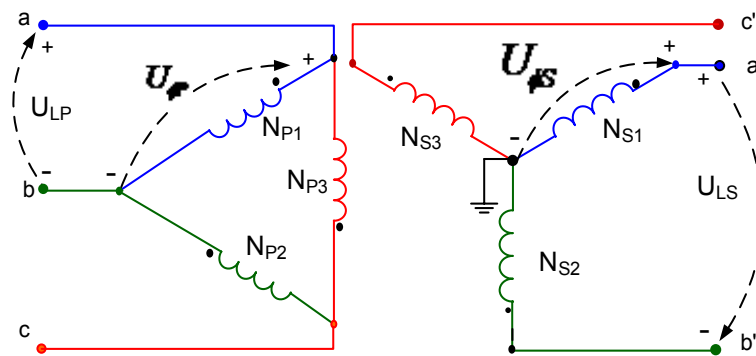
N_S Número de espiras no secundário.

A relação mostrada em (1) se refere à relação de transformação por fase, sendo esta também dependente da ligação dos transformadores trifásicos ou o arranjo do banco de transformadores monofásicos. Para os transformadores de subestação, comumente Y_{aterrado} – Delta (Figura 2.3), essa relação é mostrada em (2) e para os transformadores de distribuição, geralmente Delta - Y_{aterrado}, a relação é mostrada em (3).

$$\sqrt{3} \cdot \frac{U_{LP}}{N_{LP}} = \frac{U_{LS}}{N_{LS}} \quad (2)$$

$$\frac{U_{LP}}{N_{LP}} = \frac{U_{LS}}{N_{LS}} \cdot \sqrt{3} \quad (3)$$

Figura 2.3: Diagrama de transformador Delta - Y aterrado



Fonte: Ledesma (2012)

Contudo, independentemente das tensões envolvidas, a proteção de transformadores é feita utilizando principalmente as proteções de sobrecorrente e diferencial, as quais variam ligeiramente em função do tipo de transformador.

Estes equipamentos são projetados (e comumente utilizados) para operarem em situações de sobrecarga, sendo a variação resultante nas correntes consideradas em sua proteção. Por essa razão a proteção de sobrecorrente de fase é geralmente parametrizada com I_{51} entre 1,2 e 1,5 vezes as correntes nominais do equipamento no primário e no secundário. Estes valores podem impossibilitar a coordenação de sobrecorrente, situação na qual podem ser extrapolados conforme a NEC 450.3 (NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION - NFPA, 2014). As faixas de extrapolação podem ser vistas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Ajustes máximos dos relés de sobrecorrente (em múltiplos de I_n) segundo o NEC 450.3

Local	Impedância	Primário $U_n > 1000V$		Secundário		
		Disjuntor	Fusível	$U_n > 1000V$ Disjuntor	Fusível	$U_n < 1000V$ Disjuntor ou Fusível
Qualquer local	$Z < 6\%$	6,0	3,0	3,0	2,5	1,25
	$6\% < Z < 10\%$	4,0	2,0	2,5	2,25	1,25
Locais supervisionados	Qualquer valor	3,0	2,5	-	-	-
	$Z < 6\%$	6,0	3,0	3,0	3,0	2,5
	$6\% < Z < 10\%$	4,0	3,0	2,5	2,25	2,5

Fonte: NFPA (2014)

2.1.3 Cargas

Encontradas ao longo de todo o sistema de distribuição, as cargas costumam apresentar incertezas quanto ao seu modo de operação, sendo geralmente representadas através de um modelo ZIP e com suas ligações em delta ou estrela. Nesses sistemas elas costumam se aproximar do modelo de impedância constante ($\alpha = \beta = 2$) (COKER; KGASOANE, 1999; AMARAL, 2004). Neste trabalho as cargas são modeladas pelo modelo exponencial, conforme a Equação (4).

$$S_{km} = P_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\alpha + jQ_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\beta \quad (4)$$

Onde:

V_{km} Tensão aplicada na carga [V];

V_0 Tensão nominal [V];

P_0 Potência ativa na tensão nominal [W];

Q_0 Potência reativa na tensão nominal [var];

α e β Coeficientes relacionados ao tipo de carga;

S_{km} Potência aparente das cargas conectas às fases k e m [VA];

Em função do tipo de alimentador ao qual são conectadas e de características próprias as cargas podem ser mono, bi ou trifásicas, com ou sem terra, sendo cada uma delas representada de

maneira adequada. Essa distribuição de cargas entre as três fases contribui para um aumento no desequilíbrio total do sistema, o qual dá origem a correntes e tensões distintas entre as fases, as quais podem impactar na atuação da proteção se a mesma for realizada de modo a não considerar os desequilíbrios.

2.2 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Diferentes tipos de faltas dão origem a medidas de tensão e correntes variadas, assim, em termos de proteção, para cada uma delas é indicada a utilização de funções específicas, as quais são comumente combinadas de maneira a propiciar uma proteção adequada para o sistema. Essas funções devem ser parametrizadas de modo a garantirem o atendimento de critérios de coordenação e seletividade, bem como a atuação no menor tempo possível e a inexistência de falsos positivos ou negativos.

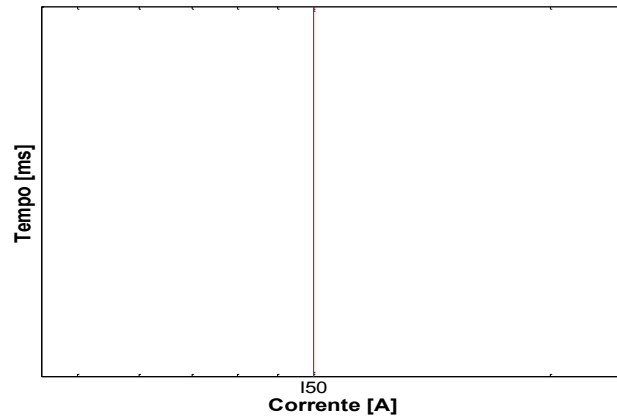
Nesta subseção serão descritas de forma sucinta as funções de proteção utilizadas nesta dissertação objetivando uma maior clareza do texto.

2.2.1 Sobrecorrente Instantânea

Padronizada pela ANSI/IEEE como função de proteção 50 (IEEE, 2008), a proteção de sobrecorrente instantânea considera apenas a amplitude da corrente eficaz (RMS) da falta a fim de avaliar a necessidade de abertura do circuito. Nesta função, caso a corrente medida exceda a de ajuste (I_{50}), o relé ordenará a abertura de um disjuntor tão logo a falta seja detectada (2-3 ciclos para relés eletromecânicos; menos de 1 ciclo para relés eletrônicos). A Figura 2.4 mostra a curva gerada a partir da corrente de ajuste para essa função.

Esse tipo de proteção visa impedir que correntes superiores às suportáveis pelos equipamentos envolvidos percorram o circuito e, devido ao fato de sua atuação ser instantânea para qualquer valor superior a I_{50} , a coordenação e a seletividade desse tipo de proteção é facilitada, dependendo apenas da amplitude da corrente.

Figura 2.4: Coordenograma da função ANSI 50



Fonte: Elaborada pelo autor

2.2.2 Sobrecorrente temporizada

Diferentemente do que ocorre para a função ANSI 50, que só considera a corrente medida, as funções de sobrecorrente temporizada consideram também a duração da falta, ordenando a abertura de disjuntor quando os dois critérios forem satisfeitos. Nessa situação a coordenação entre as proteções também deixa de ser apenas amperimétrica, sendo também temporal. Em função do tempo de atuação considerado a função de sobrecorrente temporizada pode ser dividida em dois grupos.

2.2.2.1 Tempo inverso

Os tempos de atuação de uma proteção baseada na função de sobrecorrente temporizada de tempo inverso são dados pela relação existente entre I_{51} e as correntes de falta, sendo diferentes para cada valor medido. Para seu cálculo são consideradas as expressões definidas pela IEC (2009) – comumente chamadas “curvas IEC” – e pelo IEEE (1997) – comumente chamadas “curvas ANSI” – mostradas, respectivamente, nas Equações (5) e (6), para as quais são definidos dois ajustes: TMS e tipo de curva.

$$t = TMS \cdot \frac{\alpha}{\left(\frac{I_{sec\ undária}}{I_{51}} \right)^{\beta} - 1} \quad (5)$$

$$t = TMS \cdot \left(\frac{\alpha}{\left(\frac{I_{secundária}}{I_{51}} \right)^{\beta} + K} \right) \quad (6)$$

Onde:

- t Tempo de atuação da proteção [s];
- TMS Multiplicador de tempo [s];
- α, β e K Constantes relacionadas ao tipo de curva;
- $I_{secundária}$ Corrente medida do secundário do TC [A];
- I_{51} Corrente de ajuste [A];

Os valores das constantes α , β e K variam em função da curva escolhida e alteram a relação entre tempo e corrente. Os valores normalizados para as constantes das curvas IEC e ANSI podem ser vistos na Tabela 2.4.

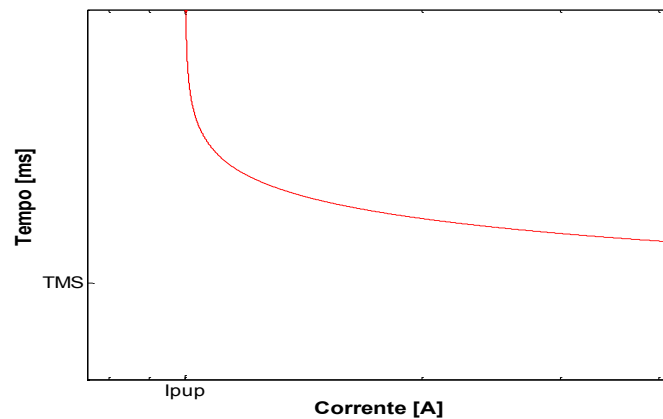
Tabela 2.4: Constantes α , β e K para as Normas IEC e ANSI

Curva	α	β	K
IEC Normalmente Inversa	0,14	0,02	-
IEC Muito Inversa	13,5	1,0	-
IEC Extremamente Inversa	80,0	2,0	-
IEEE Moderadamente Inversa	0,0515	0,02	0,114
IEEE Muito Inversa	19,61	2,0	0,491
IEEE Extremamente Inversa	28,2	2,0	0,1217
IEEE US C08 Inversa	5,95	2,0	0,18
IEEE US C02 Inversa	0,02394	0,02	0,01694

Fonte: IEEE (1997) e IEC (2009)

A função de sobrecorrente temporizada inversa é geralmente utilizada quando a tolerância do sistema a correntes elevadas depende do tempo de manutenção da falta. Assim, correntes poucas vezes superiores às nominais (como correntes de partida de motores) são permitidas por mais tempo do que correntes muitas vezes superiores, comumente observadas para faltas francas. O comportamento dessa função em função do tempo e da corrente de falta pode ser visto na Figura 2.5.

Figura 2.5: Coordenograma da função ANSI 51



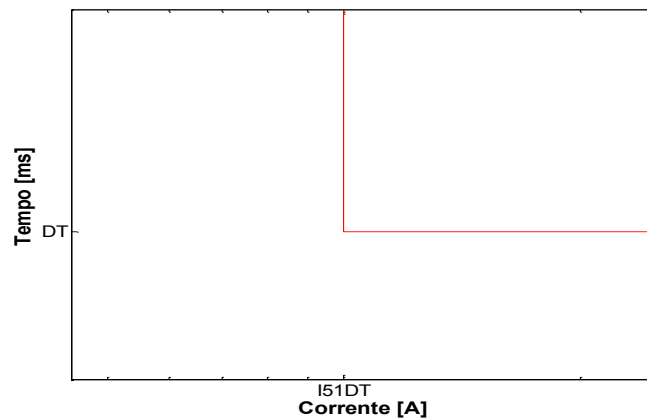
Fonte: Elaborada pelo autor

Sendo o tempo de atuação variável em função da corrente, a coordenação temporal dessa função é diretamente dependente da amplitude da corrente de falta medida, devendo haver a coordenação para quaisquer faltas que ocorram e que circulem pelos terminais dos equipamentos.

2.2.2.2 Tempo definido

Para a função de sobrecorrente temporizada de tempo definido (IEEE, 2008) o tempo de atuação é independente da corrente de falta, sendo um ajuste direto da proteção. Como o tempo de atuação (DT) é fixo a coordenação acaba por ser facilitada. Essa variante da função de sobrecorrente temporizada é comumente utilizada em conjunto com a sobrecorrente instantânea, permitindo uma coordenação temporal com a mesma. O comportamento dessa função é mostrado na Figura 2.6.

Figura 2.6: Coordenograma da função ANSI 51DT



Fonte: Elaborada pelo autor

2.2.3 Direcional

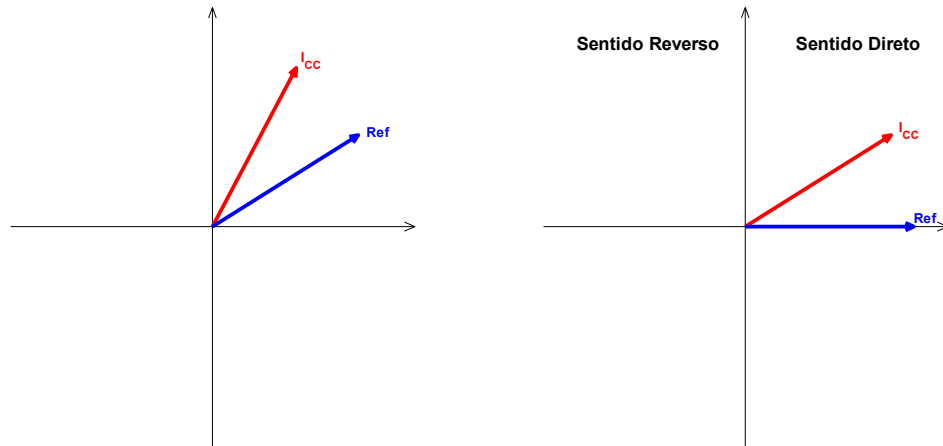
Em sistemas radiais contendo apenas uma fonte a proteção de sobrecorrente é geralmente utilizada, mas conforme são adicionados anéis e/ou novas fontes à rede ela pode não ser capaz de proteger os equipamentos de maneira adequada. Nessa situação a coordenação é dificultada devido à possibilidade de fluxo de corrente nos dois sentidos, os quais geralmente assumem valores eficazes distintos.

A utilização de relés direcionais acaba por permitir que sejam parametrizadas proteções para cada sentido, contornando assim o problema e tornando possível a coordenação. Estes equipamentos atuam unicamente quando a falta é detectada no sentido definido, sendo polarizado por meio de uma grandeza auxiliar (geralmente tensão).

2.2.3.1 Sobrecorrente

Relés de sobrecorrente direcional (ANSI 67) são utilizados em conjunto com equipamentos de sobrecorrente não direcionais (ANSI 50 e 51) de modo a dar aos mesmos a capacidade de detectar o sentido da falta e assim atuar apenas na ocorrência de fluxo de corrente no sentido definido com o auxílio da grandeza de polarização (IEEE, 2008). A definição é feita através da comparação entre os ângulos da corrente em análise e da grandeza de referência, que habilita ou não a atuação das funções 50 e/ou 51.

Figura 2.7: Direcional de corrente



Fonte: Elaborada pelo autor

Dependendo do local onde a proteção é inserida e das características do equipamento protegido, a polarização pode ser realizada de diferentes maneiras, sendo a polarização a 90° a mais comum. Nesta situação, a tensão de referência para a fase A é dada pela expressão (7).

$$V_{polarização} = V_{BC} = V_B - V_C \quad (7)$$

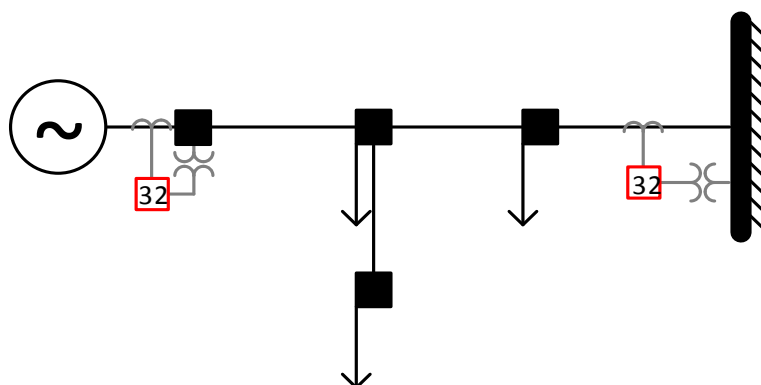
Onde a tensão de polarização para a fase A é dada pela diferença entre as tensões B e C, a qual está 90° atrasada em relação à tensão em A. Outras possíveis polarizações seriam a 30° ($V_{polarização} = V_{AC}$) ou a 60° ($V_{polarização} = -V_{CN}$).

2.2.3.2 Potência

O relé direcional de potência (ANSI 32) possui o mesmo princípio e opera de maneira semelhante ao direcional de corrente, modificando apenas a grandeza monitorada (IEEE, 2008). Neste caso, a potência que flui pelo ponto em análise é referenciada à grandeza de polarização, e a abertura do circuito pode ser ordenada caso o valor exceda o máximo permitido naquele sentido.

Sua utilização é importante junto a equipamentos que fornecem energia ou em trechos onde o fluxo de potência deve ser unidirecional, evitando assim a motorização de geradores ou a alimentação de uma subestação de distribuição por fontes distribuídas devido à inversão do sentido de fluxo da potência. Sua inserção é possível em posições junto a esses equipamentos, como mostrado na Figura 2.8.

Figura 2.8: Possíveis alocações da proteção ANSI 32



Fonte: Elaborada pelo autor

2.2.4 Diferencial

A função de proteção diferencial de corrente (ANSI 87) se baseia na 1ª Lei de Kirchhoff, segundo a qual o somatório de correntes que entram (ou saem, dependendo do referencial adotado) em uma região desprovida de fontes deve ser igual a zero, para detectar a ocorrência de faltas. Tais relés são utilizados em equipamentos com duas ou mais conexões, sendo necessária a utilização de diferentes grupos de TCs entre o sistema e o relé, os quais não necessariamente possuem a mesma RTC.

A proteção diferencial é comumente utilizada em diversos equipamentos encontrados no sistema elétrico, tais como transformadores de potência, barramentos e linhas de transmissão curtas, sendo sua atuação geralmente instantânea. No entanto, dependendo do que se deseja proteger, podem ser consideradas diferentes abordagens na comparação das correntes.

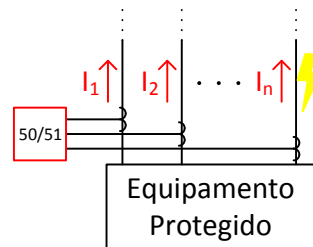
2.2.4.1 Ampères

A forma mais simples de proteção diferencial se baseia na utilização de um relé de sobrecorrente com função diferencial. Este relé é alimentado pelo somatório fasorial das correntes medidas nos terminais do equipamento protegido, o qual se torna a corrente a ser considerada pelos elementos de sobrecorrente e comparada com a corrente de ajuste, conforme a Equação (8). Caso o somatório seja superior ao ajuste o relé dará origem a um *trip*.

$$\sum_{i=1}^n I_i \leq I_{pickup} \quad (8)$$

Em um sistema operando normalmente o somatório de correntes dentro da zona diferencial é zero, uma vez que tudo que entra por um grupo de terminais sai através de outro grupo. O mesmo ocorre quando existe uma falta na região exterior à protegida pelo relé, não havendo assim atuação do mesmo, como na Figura 2.9.

Figura 2.9: Falta fora da região diferencial



Fonte: Elaborada pelo autor

Contudo na existência de uma falta dentro a região delimitada pelos TCs o somatório de correntes pode ser superior ao valor de ajuste do equipamento de sobrecorrente. Nesta situação o relé irá comparar o somatório das correntes ao valor de ajuste e abrir os circuitos necessários no tempo determinado pela função de sobrecorrente utilizada.

2.2.4.2 Percentual

A proteção diferencial mostrada na Seção 2.2.4.1 é muito eficiente na ocorrência de faltas dentro da zona diferencial ou em pontos distantes da mesma, protegendo o circuito na ocorrência de faltas diversas. Contudo, a ocorrência de faltas elevadas fora da zona diferencial, mas muito próximas aos TCs, não são corretamente detectadas pelo equipamento, muito em função de problemas com tais transformadores de instrumentação (casamento imperfeito, saturação, *burden* etc.). Neste sentido é utilizada a proteção diferencial percentual, capaz de minimizar o problema em questão.

Para tanto, são consideradas outras relações entre correntes diferenciais que não apenas sua soma fasorial. Na proteção de uma zona diferencial ou equipamento com dois terminais, por exemplo, são consideradas a média e a diferença das correntes, como mostrado nas Equações (9) e (10), onde I_1 e I_2 são, respectivamente, as correntes que entram e saem na região diferencial pelos terminais 1 e 2.

$$I_{restrição} = \left| \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}{2} \right| \quad (9)$$

$$I_{operação} = \left| \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \right| \quad (10)$$

Quando o sistema opera normalmente a corrente que entra (I_1) é igual à corrente que sai (I_2) em módulo e ângulo, fazendo com que $I_{restrição} = I_1$ e $I_{operação} = 0$. Nessa situação o relé determina que não ocorreu uma falta dentro dos limites definidos pelos TCs e não ordena a abertura do circuito.

Numa situação de falta dentro da região protegida e na qual temos I_1 e I_2 de mesma amplitude, mas defasadas 180° , conforme as equações (11) e (12).

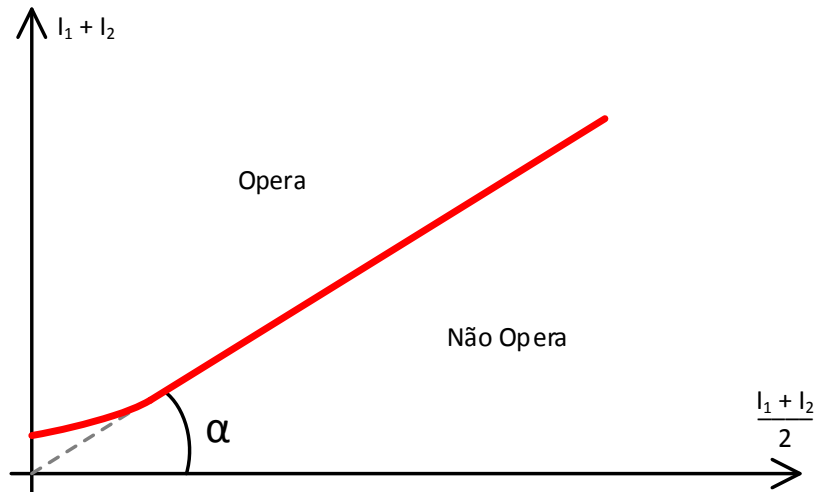
$$I_{restrição} = \left| \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}{2} \right| = \left| \frac{\dot{I}_1 + (-\dot{I}_1)}{2} \right| = 0 \quad (11)$$

$$I_{operação} = \left| \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \right| = \left| \dot{I}_1 - (-\dot{I}_1) \right| = 2 \cdot I_1 \quad (12)$$

Neste caso a corrente de operação é muito maior do que a corrente de restrição, fazendo com que o relé detecte a falta dentro da região protegida e dê origem a um *trip*.

Entre os dois extremos (correntes iguais e correntes opostas) existem diferentes combinações de amplitudes e fases das correntes de falta que podem percorrer o sistema, as quais devem ser analisadas e, na ocorrência de uma falta, devem dar origem a uma abertura do circuito. Para tanto, é definida a reta limiar de operação do relé diferencial, cuja declividade (α) divide a região do plano onde o equipamento deve atuar daquela onde o equipamento não atua, como visto na Figura 2.10.

Figura 2.10: Retalho limiar entre as regiões de atuação e não atuação



Fonte: Elaborada pelo autor

O valor de α varia em função do equipamento protegido, sendo geralmente utilizado entre 5% e 25% para máquinas síncronas e entre 10 e 45% para transformadores de potência. No caso de relés eletromecânicos é também considerado o valor de *pickup* do relé, que visa compensar efeitos eletromecânicos do equipamento e que impedem a curva limiar de ser completamente linear.

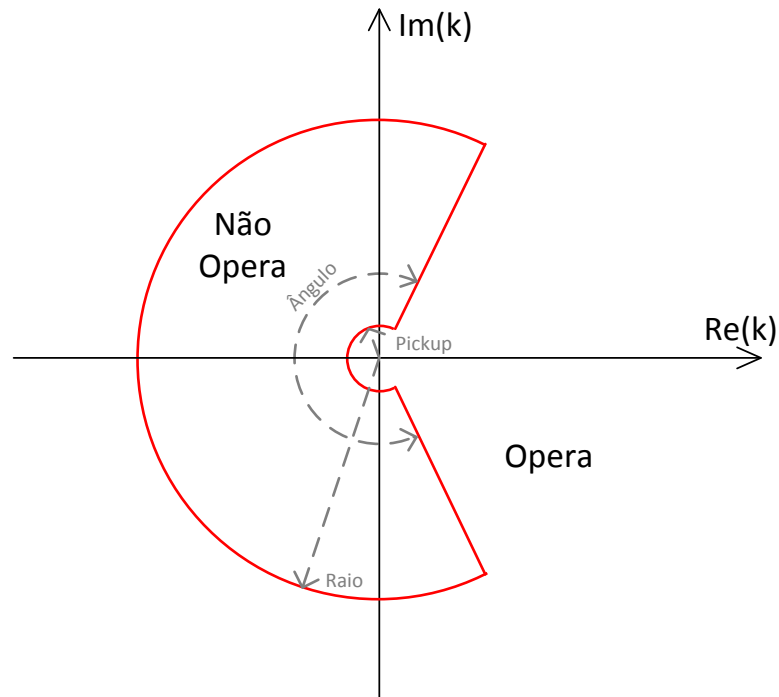
2.2.4.3 Plano Alfa

Como alternativa às proteções diferenciais apresentadas nas Seções 2.2.4.1 e 2.2.4.2 foi desenvolvida pela SEL (Schweitzer Engineering Laboratories Inc) em 2009 a proteção diferencial baseada no Plano Alfa, implementada nos equipamentos da empresa e capaz de operar em regiões diferenciais com dois ou mais terminais. Essa proteção tem se mostrado segura, rápida e sensível devido a fatores como boa imunidade a erros relacionados à sincronização de dados e saturação de TCs em faltas fora da zona diferencial, bem como boas sensibilidade e velocidade para os elementos de sequência (SEL, 2012; KASZTENNY; FISCHER, 2014).

O Plano Alfa é definido como um plano sobre o qual um equivalente diferencial (k) é plotado em suas componentes real e imaginária. Neste plano são traçados os valores de *pickup* (p.u.), raio (p.u.) e ângulo, responsáveis por definir a região do plano onde não ocorre atuação da proteção diferencial. Quando o k calculado se encontra dentro da região delimitada pelos ajustes

da proteção, vistos na Figura 2.11, o equipamento determina que o circuito opera sem falta, mas quando o equivalente diferencial se encontra fora dos limites detecta a existência da mesma.

Figura 2.11: Plano Alfa



Fonte: SEL (2012)

Seu cálculo e consequente operação se baseiam na relação entre as correntes diferencial (I_{DIF}) e de restrição (I_{RST}), bem como suas relações com as correntes individuais, as quais são modeladas como entrando (ou saindo, dependendo da referência escolhida) na região delimitada pelos TCs. O cálculo de I_{RST} e I_{DIF} é feito conforme as equações (13) e (14).

$$I_{DIF} = \sum_{k=1}^N I_k \quad (13)$$

$$I_{RST} = \sum_{k=1}^N |I_k| \quad (14)$$

Para cada corrente I_k calcula-se R_k , conforme a Equação (15).

$$R_k = Re(I_k \cdot I_{DIF}^*) \quad (15)$$

Da corrente I_k que resulta no maior valor de R_k é extraído o ângulo β (Equação (16)), utilizado como referência angular para o sistema e a partir do qual se calcula uma nova grandeza I_X , calculada como mostrado na Equação (17).

$$\beta = \angle I_k \quad (16)$$

$$I_X = I_{DIF} \cdot 1\angle(-\beta) \quad (17)$$

Tendo estes valores podem ser obtidos I_L e I_R por meio das expressões (18) e (19).

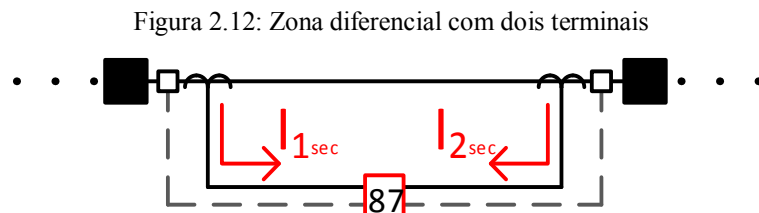
$$I_L = \left(\frac{\text{Im}(I_X)^2 - (I_{RST} - \text{Re}(I_X))^2}{2 \cdot (I_{RST} - \text{Re}(I_X))} + j \cdot \text{Im}(I_X) \right) \quad (18)$$

$$I_R = (I_{RST} - |I_L|) \cdot 1\angle 0^\circ \quad (19)$$

E a partir de tais valores pode ser calculado o ponto k , como visto na Equação (20).

$$k = \frac{I_L}{I_R} \quad (20)$$

Em uma zona diferencial contendo apenas dois terminais e vista na Figura 2.12 o modelo é simplificado e o fator k pode ser obtido através da razão entre as correntes I_{1sec} e I_{2sec} , mostrada na Equação (21).



Fonte: Adaptada de SEL (2012)

$$k = \frac{I_{1_{sec}}}{I_{2_{sec}}} \quad (21)$$

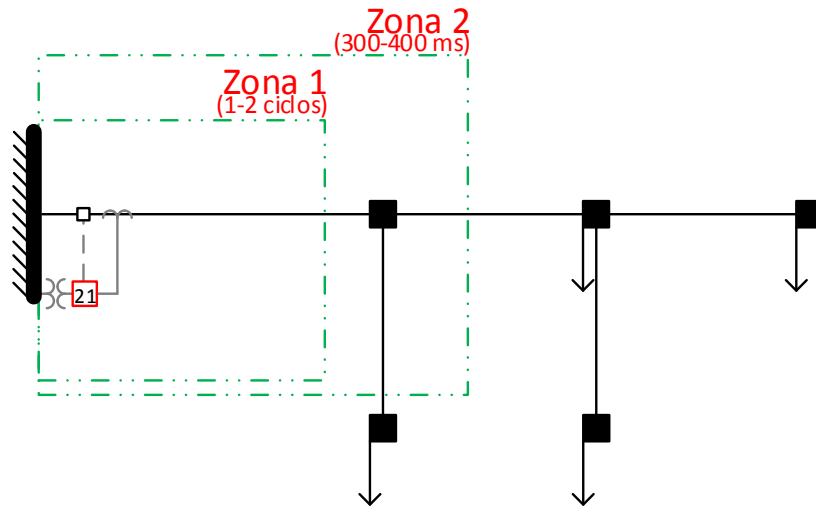
2.2.5 Impedância

A proteção de impedância, definida pela ANSI como função 21, relaciona os valores de tensão e corrente medidos em um ponto a fim de determinar a impedância aparente de falta medida naquele ponto. Devido ao fato de a impedância ser geralmente diretamente proporcional ao comprimento do circuito essa função é também conhecida como proteção de distância.

Sua maior contribuição para a proteção de sistemas elétricos reside no fato de os ajustes não se alterarem em função de mudanças na configuração da rede, diferentemente do que ocorre para a proteção de sobrecorrente. Além disso, a proteção de impedância é fácil de ajustar e coordenar, sendo sua região de atuação limitada à linha onde é instalada e às linhas adjacentes.

Sua atuação se baseia na inserção da impedância de falta – por fase ou de sequência – no plano de impedâncias, onde são definidas regiões relacionadas às diferentes zonas do sistema. Caso o ponto medido se encontre dentro de uma região definida a proteção irá atuar no tempo parametrizado para a referida zona, caso contrário não há atuação por parte daquele equipamento. Os tempos de atuação geralmente diferem em função do tipo de linha protegido, mas geralmente utilizam-se 1-2 ciclos para a primeira zona, que contempla 80-90% do comprimento da linha, e 300-400 milissegundos para zonas protegendo o restante da linha e o início da linha a jusante (ZIEGLER, 1999), como visto na Figura 2.13.

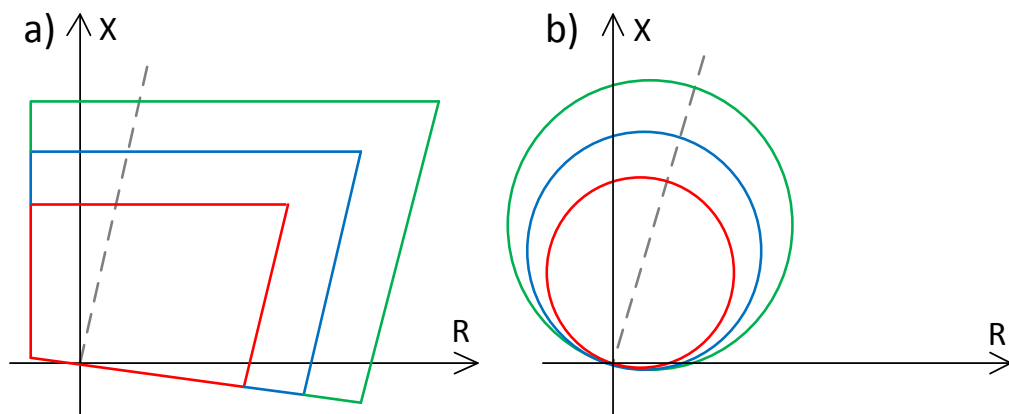
Figura 2.13: Zonas da proteção de distância



Fonte: Elaborada pelo autor

Em sistemas de transmissão, onde cada linha costuma contar com sua própria proteção de distância, a segunda zona (e subsequentes) é geralmente de *backup*, atuando com o atraso configurado apenas no caso de a primeira zona da linha a jusante não atuar. Enquanto a segunda zona abrange cerca de 20% da linha seguinte uma possível terceira zona abrangeria a linha inteira. Zonas adicionais podem ser consideradas, incluindo aquelas capazes de detectar faltas no sentido oposto, sendo possíveis curvas com diferentes características, como quadrilateral e Mho, vistas na Figura 2.14.

Figura 2.14: Zonas (a) quadrilaterais e (b) Mho



Fonte: Elaborada pelo autor

Embora as zonas sejam geralmente elaboradas considerando impedâncias de primário (a partir de tensões e correntes do próprio sistema) a configuração dos equipamentos, bem como os

testes com os mesmos, é feita utilizando valores de secundário dos transformadores de instrumentação. Uma vez que TCs e TPs apresentam diferentes relações de transformação a definição da impedância vista pelo relé se dá pela relação (22).

$$Z_{secundário} = \frac{RTC}{RTP} \cdot Z_{primário} \quad (22)$$

2.3 MÉTODO DE CÁLCULO DE FALHAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A ferramenta proposta representa o sistema elétrico através de fontes, barramentos, alimentadores, transformadores e cargas, sendo os dados referentes aos mesmos obtidos a partir de uma base de dados própria. Estes dados são estruturados a fim de representarem o sistema de modo a possibilitarem a utilização do método de Injeção de Correntes para solução do sistema, com o cálculo de tensões e correntes.

De maneira resumida, os modelos são formados “por elementos”, os quais são associados de modo a representarem o equipamento desejado. A modelagem utilizada foi inicialmente proposta em Penido et al. (2008) para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição desequilibrados e posteriormente utilizada em Carvalho Filho (2014) para o cálculo das correntes de falhas. O método de cálculo de falhas é apresentado de modo resumido, visando apenas fornecer uma base para o entendimento dos métodos propostos neste trabalho. Sendo assim, os modelos e seus equacionamentos não serão apresentados em detalhes neste texto.

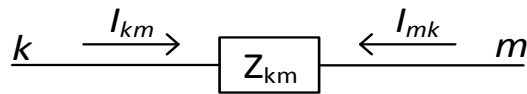
O trabalho desenvolvido por Carvalho Filho (2014) se baseia no método de injeção de correntes a n condutores em coordenadas retangulares para realizar a análise de sistemas elétricos multifásicos, solucionando-os diretamente em coordenadas de fase. A modelagem utilizada trata cada equipamento ou condição de falha como um elemento, sendo cada um destes responsável por uma certa contribuição na injeção de correntes, no vetor independente e na matriz Jacobiana, necessários à solução do problema através do método de Newton-Raphson.

2.3.1 Modelo de Equipamentos

A modelagem dos equipamentos utilizada no referido trabalho se baseia naquela proposta em PENIDO (*et al.*, 2008), sobre a qual são realizados pequenos ajustes, visando aprimorar a análise de falhas. Tal modelagem é chamada “por elementos”, onde “elemento” define qualquer estrutura conectada entre dois nós e que possui uma impedância associada. Os equipamentos do sistema elétrico modelados dessa forma são então formados por um ou mais elementos, os quais podem estar conectados de diferentes formas.

A Figura 2.15 apresenta um elemento genérico conectado entre os nós k e m do sistema.

Figura 2.15: Elemento genérico



Fonte: PENIDO et al (2008)

Onde:

Z_{km} Impedância entre os nós k e m ;

Y_{km} Admitância entre os nós k e m ;

I_{km} Corrente do nó k para o nó m ;

I_{mk} Corrente do nó m para o nó k .

As contribuições do elemento em questão para a injeção de correntes são dadas pelas equações (23) e (24).

$$I_{km} = Y_{km} \cdot (V_k - V_m) \quad (23)$$

$$I_{mk} = Y_{km} \cdot (V_m - V_k) \quad (24)$$

Diferentemente do que ocorre com outros métodos encontrados na literatura não são criados nós fictícios para completar a estrutura blocada, permitindo a redução do problema ao

menor tamanho possível. Os outros modelos de equipamentos, como alimentadores, transformadores, cargas e geradores são apresentados em Carvalho Filho (2014).

2.3.2 Modelo para Análise de Falhas

O método utilizado consiste na solução de um sistema de equações não lineares através do método de Newton-Raphson (25), sendo o sistema linearizado a cada iteração e sendo atualizado conforme a Equação (26).

$$f(z) = 0 \quad (25)$$

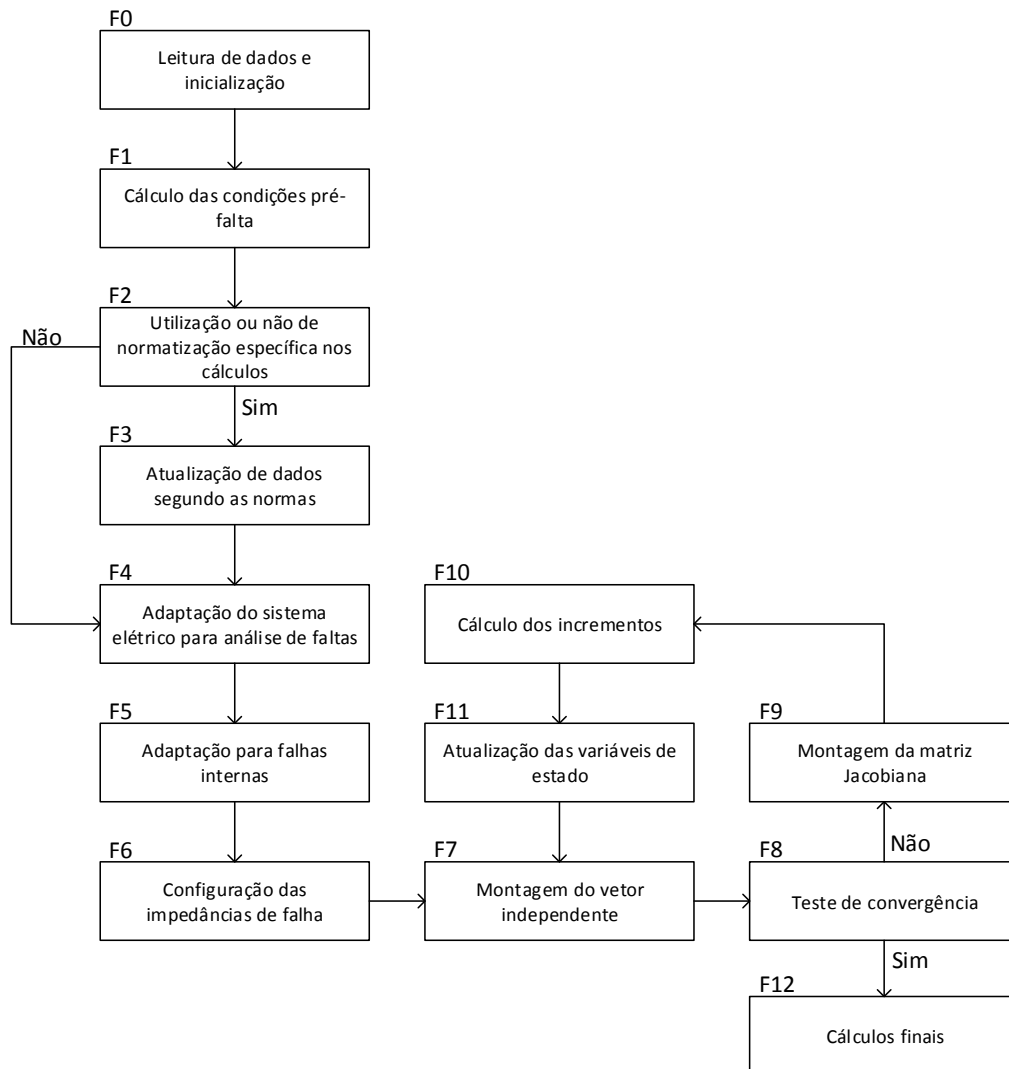
$$\Delta z = -J(z)^{-1} \cdot f(z) \quad (26)$$

Onde:

- z Variáveis de estado do método;
- f Vetor independente;
- J Matriz Jacobiana;
- Δz Vetor de incrementos das variáveis de estado.

O algoritmo de solução desenvolvido em Carvalho Filho (2014) é apresentado sucintamente na Figura 2.16, sendo cada passo relacionado à solução indicado na sequência.

Figura 2.16: Algoritmo do método proposto



Fonte: Carvalho Filho (2014)

Passo F0: Leitura dos dados dos equipamentos do sistema em análise, da topologia do sistema, da localização e das características das falhas a serem analisadas; e inicialização das variáveis de estado.

Passo F1: Cálculo das condições pré-falta através de um programa de fluxo de potência, os quais auxiliam na inicialização de variáveis do problema utilizadas nas análises de falhas.

Passo F2: Definição quanto à realização da análise de falhas, considerando alterações de modelagem indicadas por norma (IEC e IEEE).

Passo F3: Modificação na rede e nos equipamentos, conforme orientação da norma considerada.

Passo F4: Adaptação do sistema elétrico em função do que se deseja considerar na análise de falhas.

Passo F5: Alteração na modelagem de transformadores, visando representar faltas no interior dos mesmos.

Passo F6: Definição da representação do tipo de falha a ser analisada através de equipamentos RLC.

Passo F7: Cálculo das contribuições de cada elemento para o vetor independente e das equações de controle, se existentes.

Passo F8: Teste de convergência, mediante a comparação dos erros das variáveis de estado com os valores de tolerância considerados.

Passo F9: Cálculo das contribuições dos elementos para a matriz Jacobiana e dos controles, se existentes.

Passo F10: Cálculo dos incrementos das variáveis de estado, através da solução do sistema linearizado apresentado.

Passo F11: Atualização das variáveis de estado do problema.

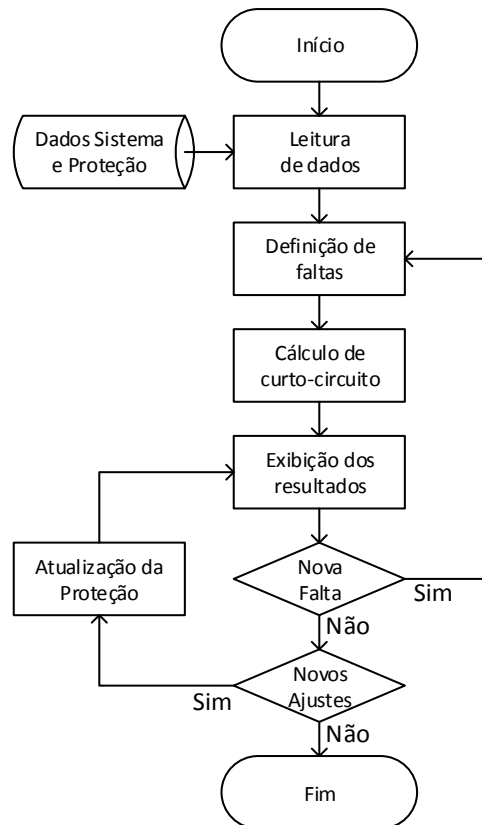
Passo F12: Cálculo das grandezas de interesse para análise de falhas obtidas após o processo de convergência.

2.3.3 Modelo para Análise dos Resultados dos Dispositivos de Proteção

Após realizada a modelagem básica do sistema elétrico e estando de posse dos dados de corrente e tensão no secundário dos transformadores de instrumentação para os pontos contendo relés, a proteção passa a compará-los com os valores de ajuste definidos, dando origem a *trips* quando os critérios são satisfeitos. Uma ferramenta responsável por representar o comportamento de equipamentos reais de proteção deve então ser capaz de obter os dados referentes aos diferentes modos de operação do sistema em valores de secundário, analisar estes dados e então exibi-los ao usuário,

como visto na Figura 2.17. Este fluxograma serve de base para a elaboração da ferramenta, sendo o diagrama da Figura 4.2 (Capítulo 4) responsável por detalhar o funcionamento da mesma.

Figura 2.17: Fluxograma do funcionamento da ferramenta



Fonte: Elaborada pelo autor

Nessa ferramenta os cálculos das grandezas de operação normal e de falta para o dado sistema devem ser realizados para cada cenário considerado, sendo armazenados e permitindo seu tratamento a fim de serem utilizados pelas rotinas referentes a cada função de proteção. Bem como em um sistema real, as tensões e correntes são obtidas em valores de primário e convertidas mediante a utilização de relações de transformação de correntes (RTC) e de potencial (RTP) – representando transformadores de instrumentação ideais – para valores de secundário, os quais são utilizados pelos relés.

Os valores de secundário são utilizados pelas proteções para determinar se as mesmas irão atuar ou não, sendo esses testes realizados em cada função configurada e dando origem a uma lista com as diferentes atuações registradas pelo sistema. Tal registro é usado na elaboração de um relatório completo da proteção, o qual, juntamente com a representação gráfica das mesmas, é

visualizado pelo usuário e permite um entendimento de como as proteções ajustadas se comportam naquela situação.

A necessidade de inserção e as posições onde são inseridos relés, TPs e TCs dependem da função de proteção a ser utilizada e do equipamento a ser protegido, além de ser necessária a utilização de disjuntores em todos os terminais a serem isolados na ocorrência de faltas. A Figura 2.18 mostra uma possibilidade para a alocação de equipamentos de proteção disponíveis na ferramenta e detalhadas na Seção 2.2.

Figura 2.18: Alocação de equipamentos de proteção



Fonte: Elaborada pelo autor

3 AUTOMATIZAÇÃO DOS AJUSTES DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

No ramo da proteção de sistemas elétricos existem diferentes filosofias que regem os profissionais e definem de que maneira estes realizam a parametrização de equipamentos. Contudo, independente da filosofia utilizada, o dimensionamento de equipamentos e a configuração dos ajustes dos IEDs devem ser feitos de maneira a permitir um funcionamento associado destes equipamentos, em vez de uma operação onde cada um atua de maneira isolada.

Por esse motivo a parametrização dos relés e o dimensionamento de TPs e TCs são feitos considerando a atuação conjunta, havendo dependência dos ajustes entre si e buscando um conjunto de ajustes e equipamentos que melhor atendam aos requisitos dos sistemas de proteção e sigam a filosofia considerada.

Visando essa operação conjunta do sistema propõem-se os ajustes dos equipamentos de proteção de sobrecorrente e de distância de maneira automatizada, bem como o dimensionamento dos transformadores de instrumentação associados. Premissas básicas da coordenação de dispositivos de sobrecorrente temporizada são apresentadas na seção 3.1. O ajuste da proteção de sobrecorrente utilizando um Algoritmo Genético (AG, apresentado no Apêndice A) é mostrado na Seção 3.2, enquanto a Seção 3.3 apresenta o método para cálculo das zonas da proteção de distância e a Seção 3.4 mostra o cálculo das relações de transformação para TCs e TPs.

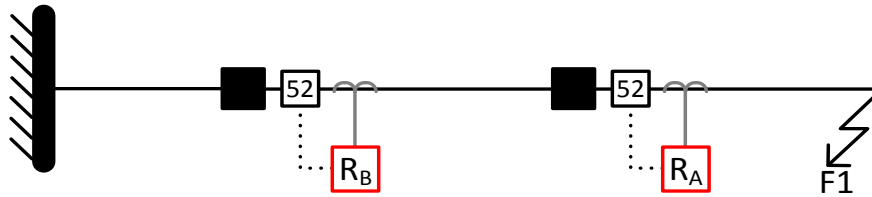
3.1 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A coordenação de sobrecorrente tem como objetivo escalonar a atuação de relés de sobrecorrente em um sistema elétrico, não existindo um consenso sobre como realizá-la, podendo existir variações nos critérios e nas filosofias utilizadas por cada empresa. De qualquer forma, essa relação escalonada, no entanto, é de grande importância para a atuação da proteção e permite que os danos e as interrupções no serviço decorrentes de faltas sejam os menores possíveis.

Na existência de uma falta no ponto F1 do sistema 2 barras da Figura 3.1, o sistema é considerado coordenado se a proteção realizada pelo relé R_A atuar antes da proteção realizada pelo relé R_B para a falta F1, enquanto a Figura 3.2 apresenta um possível coordenograma da proteção do sistema 2 barras no qual existe coordenação. Um projeto de proteção é considerado adequado

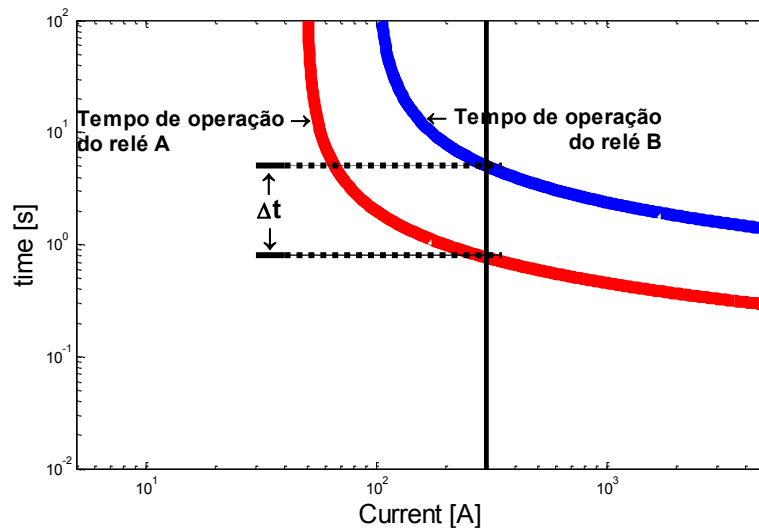
se todos os relés estão coordenados e são capazes de atuar em tempo reduzido, outro grande objetivo em proteção.

Figura 3.1: Sistema 2 barras



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 3.2: Coordenação do sistema 2 barras



Fonte: Elaborada pelo autor

3.2 MÉTODO PARA COORDENAÇÃO ÓTIMA DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A ferramenta desenvolvida nesta dissertação permite que sejam realizados ajustes nas proteções de sobrecorrente de maneira otimizada, com o objetivo de reduzir o tempo de atuação da proteção sem, no entanto, comprometer a coordenação da mesma. O processo de otimização proposto é baseado na utilização de um AG com o objetivo de coordenar a proteção e reduzir o tempo de atuação da mesma quando atingida por diferentes faltas.

3.2.1 Formulação do problema de otimização da proteção de sobrecorrente

Nas equações (27)-(29) são apresentadas as equações do problema que se deseja resolver. A Equação (27) mostra a função objetivo do problema de otimização proposto, enquanto as equações (28) e (29) representam as restrições do problema.

$$Z = \min \cdot \sum t \left(I_{falta}^i, A \right) \quad (27)$$

S.A.

$$t_{back}^i \geq t_{prot}^i + t_{coord}^i \quad (28)$$

$$TP_{prot} \in \{NI, MI, EI, DT, IT\} \quad (29)$$

Onde a Equação (27) representa a função objetivo do problema, que visa minimizar o somatório dos tempos de atuação das proteções para as diferentes condições de faltas. Considerando a existência de desequilíbrios, os menores tempos de atuação entre as três fases são considerados, devido à ocorrência apenas de aberturas trifásicas. Os tempos calculados são dados em função de I_{falta} , que são as correntes para uma falta i . A são os ajustes das proteções que devem ser otimizados e devem ser os mesmos para todas as condições de falta.

A Equação (28) indica que todas as proteções devem estar coordenadas para todas as faltas i por um tempo de coordenação t_{coord} , sendo t_{prot} o tempo de atuação da proteção atual do defeito em análise e t_{back} é o tempo da proteção backup ou a proteção a montante da proteção atual.

A equação (29) indica que existe um conjunto limitado e discreto dos tipos de curvas (TP) que podem ser escolhidos para realizar a proteção, onde NI é normalmente inversa, MI é muito inversa, EI é extremamente inversa, DT é tempo definido e IT é instantânea.

A utilização destas equações é dependente das correntes calculadas pelo método de análise de faltas (Seção 2.3) para cada condição operativa, conforme as equações (30) e (31).

$$\mathbf{I}_{\text{Re}}^i(\mathbf{V}_{\text{Re}}, \mathbf{V}_{\text{Im}}) = 0 \quad (30)$$

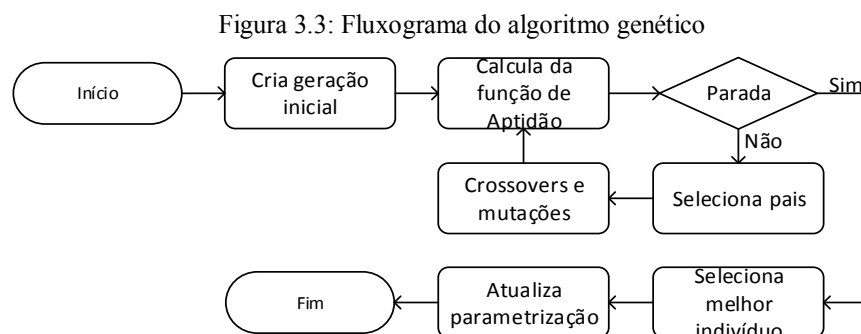
$$\mathbf{I}_{\text{Im}}^i(\mathbf{V}_{\text{Re}}, \mathbf{V}_{\text{Im}}) = 0 \quad (31)$$

Onde as Equações (30) e (31) representam as equações do método de análise de faltas escritas em coordenadas retangulares para cada condição de defeito i , onde \mathbf{V}_{Re} e \mathbf{V}_{Im} são os componentes real e imaginária das tensões nodais. Com os valores de \mathbf{V}_{Re} e \mathbf{V}_{Im} é possível calcular todas as correntes de defeitos em todos os pontos do sistema para uma dada falta i , sendo tais valores as entradas para o método de otimização.

3.2.2 Algoritmo genético proposto

O problema de otimização da proteção proposto na Seção 3.2.1 é um problema de programação não-linear, inteira, mista e combinatória, o qual tem grande dificuldade para ser resolvida por métodos clássicos de otimização. Deste modo, foi utilizada a técnica de programação evolutiva de algoritmos genéticos para a solução do problema proposto, uma vez que esta técnica é amplamente utilizada na literatura (CHABANLOO, R. M. *et al.*, 2008; KOOCHAKI *et al.*, 2008; NOGHABI; SADEH; MASHHADI, 2009; GHOGARE; BAPAT, 2015; MARCOLINO; LEITE; MANTOVANI, 2015) e apresenta bom desempenho na solução de problemas de coordenação da proteção.

O funcionamento geral do algoritmo proposto é mostrado no fluxograma da Figura 3.3, sendo os passos detalhados nas subseções seguintes.



Fonte: Elaborada pelo autor

3.2.2.1 Codificação dos indivíduos

Como premissa básica considerou-se que o ajuste automatizado é realizado de maneira igual para as três fases, sendo diferente apenas para o condutor de neutro. Como os sistemas de distribuição são geralmente desequilibrados, considerou-se como valor de corrente de defeito para ajuste da proteção a maior corrente entre as três fases. Assim, para codificação dos possíveis candidatos, são incluídos no indivíduo até doze genes para cada proteção alocada no sistema, conforme apresentado na Figura 3.4.

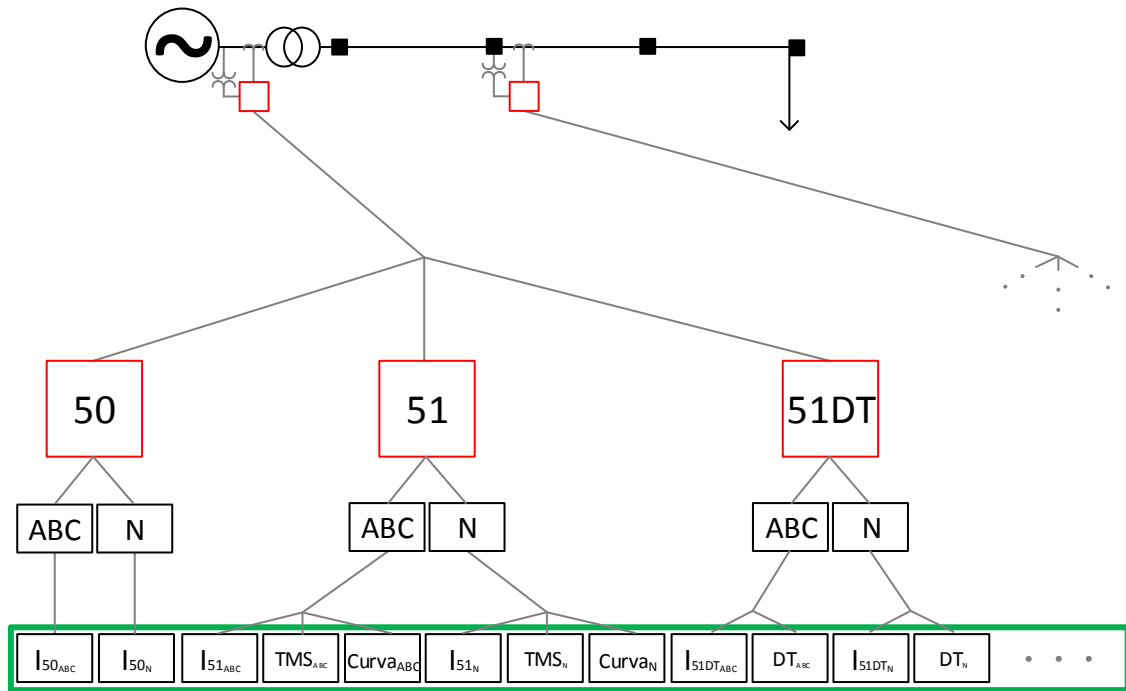
Dois genes são referentes à função de proteção ANSI 50 (sobrecorrente instantânea), sendo o gene I_{50ABC} referente ao pick-up da sobrecorrente instantânea de fase e I_{50N} referente ao pick-up da sobrecorrente instantânea de neutro.

Seis genes são referentes à função de proteção ANSI 51 (sobrecorrente temporizada), sendo o gene I_{51ABC} referente ao pick-up da proteção de fase e I_{51N} da proteção de neutro; TMS_{ABC} referente ao multiplicador de tempo da proteção de fase e TMS_N da proteção de neutro. O gene $Curva_{ABC}$ se refere ao tipo de curva considerado para proteção de fase; e o gene $Curva_N$ para a proteção de neutro.

Quatro genes são referentes à função de proteção ANSI 51DT (sobrecorrente de tempo definido), sendo o gene $I_{51DTABC}$ referente ao pick-up da sobrecorrente de tempo definido de fase; I_{51DTN} referente ao pick-up da sobrecorrente de tempo definido de neutro; DT_{ABC} referente ao atraso de tempo da proteção de sobrecorrente de fase; e DT_N referente ao atraso de tempo da proteção de sobrecorrente de neutro.

O indivíduo formado (Figura 3.4) tem apenas os ajustes relativos às proteções a serem otimizadas, que são definidas pelo usuário. Assim, por exemplo, caso a função de sobrecorrente instantânea esteja desligada para fase e neutro, cada proteção adicionará apenas dez genes ao indivíduo.

Figura 3.4: Formação do indivíduo



Fonte: Elaborada pelo autor

Devido à natureza do problema, todos os genes são codificados com representação real, com exceção dos genes referentes aos tipos de curva, cuja codificação é tratada como tal apenas pelo AG. Dessa forma o algoritmo não trabalha com zeros e uns (representação binária clássica) e não precisa de processo de codificação/decodificação a cada iteração. A lista de possíveis ajustes é dinâmica e varia em função do gene associado, sendo mostrados na Figura 3.5 os possíveis ajustes para a proteção do sistema da Figura 3.4.

Figura 3.5: Possíveis ajustes para cada gene

50				51				51DT				50				51				51DT			
50	20	11	0,05	5,5	0,05	50	0,3	20	0,3	250	100	55	0,05	27,5	0,05	250	0,3	100	0,3				
75	30	12	0,10	6,0	0,10	75	0,6	30	0,6	375	150	60	0,10	30,0	0,10	375	0,6	150	0,6				
100	40	13	0,15	6,5	0,15	100	0,9	40	0,9	500	200	65	0,15	32,5	0,15	500	0,9	200	0,9				
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮				
250	100	18	0,90	1	9,0	0,90	1	250	1,5	100	1,5	1250	500	90	0,90	1	45,0	0,90	1	1250	1,5	500	1,5
275	110	19	0,95	2	9,5	0,95	2	275	1,6	110	1,6	1375	550	95	0,95	2	47,5	0,95	2	1375	1,6	550	1,6
300	120	20	1,00	3	10	1,00	3	300	1,7	120	1,7	1500	600	100	1,00	3	50,0	1,00	3	1500	1,7	600	1,7

Fonte: Elaborada pelo autor

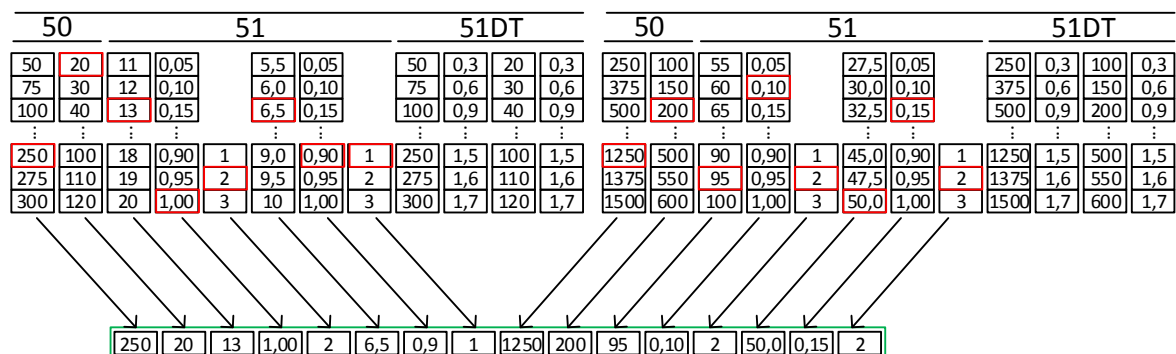
Os primeiro (I_{50ABC}), segundo (I_{50N}), terceiro (I_{51ABC}), sexto (I_{51N}), nono ($I_{51DTABC}$) e décimo primeiro (I_{51DTN}) elementos da lista apresentam possíveis ajustes para as correntes de atuação. As correntes de ajuste são dadas a partir das correntes de operação normal do ramo, para as quais são definidos multiplicadores que definem intervalos dentro dos quais os ajustes podem ser realizados.

Assim, para uma proteção inserida num alimentador onde a corrente de operação normal do sistema é de 10A e os multiplicadores de corrente são definidos como sendo entre 1,1 e 2,0 vezes para a proteção de sobrecorrente temporizada inversa e entre 5 e 30 vezes para a proteção de sobrecorrente instantânea, os ajustes possíveis são discretizados entre 11A e 20A e entre 50A e 300A, respectivamente. Embora os multiplicadores sejam compartilhados entre as proteções, a existência de diferentes correntes em cada local faz com que as opções disponíveis sejam diferentes para cada uma delas.

Os quarto (TMS_{ABC}) e sétimo (TMS_N) elementos da lista estão associados ao multiplicador de tempo para as proteções ANSI 51, podendo estar no intervalo de 0,05 a 1,00 (com passos de 0,05). Os quinto ($Curva_{ABC}$) e oitavo ($Curva_N$) elementos representam os tipos de curva considerados pela ferramenta, sendo 1 a curva IEC normalmente inversa, 2 a curva IEC muito inversa e 3 a curva IEC extremamente inversa. Por fim, os décimo (DT_{ABC}) e décimo segundo (DT_N) elementos estão associados ao tempo de atuação da função ANSI 51DT, sendo possível a utilização de múltiplos inteiros do tempo de coordenação adotado.

A partir dos possíveis ajustes da Figura 3.5 pode ser montado um indivíduo, para o qual as funções ANSI 51DT estão desligadas e por isso não são otimizadas. Como apenas os ajustes relacionados às proteções ativas são inseridos, o indivíduo gerado nessa situação contém apenas 16 genes, como mostrado na Figura 3.6. Nesse caso, o tamanho da possível solução é apenas o necessário para a solução do problema, contendo apenas os *settings* das funções ANSI 50 e ANSI 51.

Figura 3.6: Indivíduo formado a partir dos ajustes possíveis

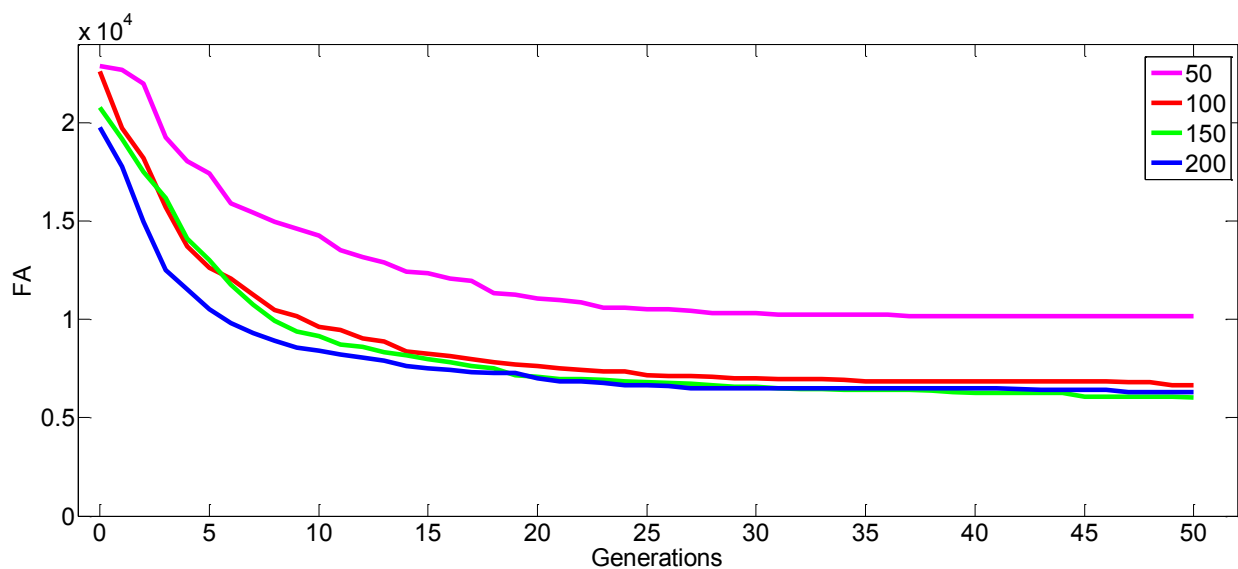


Fonte: Elaborada pelo autor

3.2.2.2 Inicialização da população

A população inicial é gerada a partir dos ajustes das proteções a serem otimizadas, como visto na Seção 3.2.2.1, sendo para o problema em questão não observadas melhorias nos resultados para populações com mais de 100 indivíduos, conforme a Figura 3.7. Neste trabalho utilizou-se uma nova técnica para inicialização da população, a qual é inicialmente dividida em quatro grupos denominados grupos A, B, C e D, com 25% dos indivíduos em cada, sendo a inicialização de cada grupo realizada de maneira distinta, de modo a guiar a formação dos indivíduos para permitir uma melhor varredura do espaço de busca.

Figura 3.7: Evolução da melhor solução para diferentes números de indivíduos



Fonte: Elaborada pelo autor

Grupo A

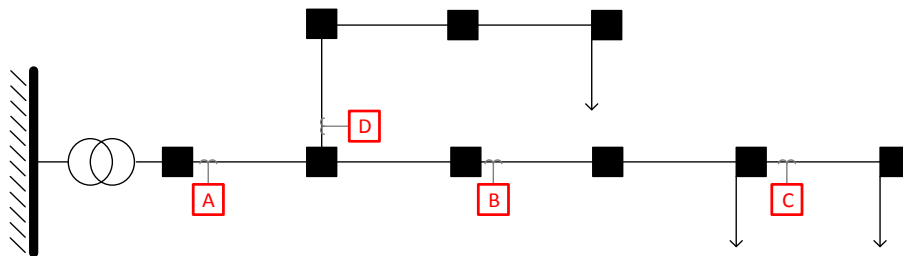
O primeiro grupo é formado a partir dos ajustes atuais das proteções, os quais são modificados por um sorteio aleatório de modo a permitir pequenas variações em relação aos valores atuais, de modo que uma corrente de 17,5A é substituída por uma de 20A (valor mais próximo) se as opções forem múltiplos de dez. Esta variação é feita para todos os ajustes (modelados por genes) de um indivíduo desse grupo, enquanto para os demais apenas as correntes são mantidas fixas nos valores aproximados. Nesse caso, os outros genes, referentes a TMS, DT e tipo de curva, são variados em cada solução e permitem a busca por uma solução otimizada no entorno daquela disponível antes do início do processo.

Este grupo é útil durante a execução do AG para melhorar uma solução já coordenada, uma vez que toma a mesma como base e a partir dela inicia a busca por soluções com melhores ajustes. Por outro lado, para proteções não coordenadas, este grupo gera indivíduos que respeitam as faixas de corrente escolhidas, enquanto variam de maneira aleatória os demais ajustes.

Grupo B

O segundo grupo de indivíduos é montado a partir da posição da proteção de sobrecorrente em relação às demais. Para o sistema da Figura 3.8 a proteção A atua como backup de B, que por sua vez atua como backup de C, enquanto D se relaciona apenas com A, o que é considerado durante a formação dos indivíduos desse grupo.

Figura 3.8: Posições relativas entre as proteções



Fonte: Elaborada pelo autor

Para esse sistema, os possíveis ajustes (ordenados dos menores para os maiores) são divididos em três faixas (número máximo de proteções em cascata), como visto na Figura 3.9. São escolhidos valores dentro das mesmas de maneira aleatória durante a formação dos indivíduos, os quais contemplam apenas a utilização de proteções de sobrecorrente temporizada inversa. Assim, se a proteção está sempre à jusante (caso de C), são escolhidos valores do primeiro grupo (menores ajustes), enquanto para proteções à montante (A) são escolhidos ajustes dentro do último grupo. A proteção D tem A como backup, não se relacionando com nenhuma outra, e por isso seus ajustes só estão relacionados aos do seu backup, podendo ocupar valores dentro das duas primeiras faixas. O tipo de curva considerado não se beneficia dessa divisão, sendo escolhido de maneira aleatória para cada indivíduo.

Figura 3.9: Faixas de ajustes

I_{51A}	10	...	16	17	...	21	22	...	26
TMS_A	,05	...	,35	,40	...	,70	,75	...	1,0
I_{51B}	5	...	8	9	...	12	13	...	16
TMS_B	,05	...	,35	,40	...	,70	,75	...	1,0
I_{51C}	3	...	7	8	...	11	12	...	15
TMS_C	,05	...	,35	,40	...	,70	,75	...	1,0
I_{51D}	5	...	8	9	...	12	13	...	16
TMS_D	,05	...	,35	,40	...	,70	,75	...	1,0

Fonte: Elaborada pelo autor

Esse grupo dá origem a indivíduos cujos genes são escalonados em função da posição das proteções, o que geralmente ocorre quando diferentes proteções são vistas em cascata. Os ajustes estão espalhados de maneira uniforme e buscam solucionar os problemas de coordenação antes mesmo no início do processo de otimização. Os tempos de atuação, por outro lado, não são otimizados por esse processo de inicialização e tendem a ser melhorados pelo AG.

Grupo C

O terceiro grupo considera as maiores correntes de falta que circulam pelo ramo protegido (geralmente obtidas para faltas nas barras de origem ou destino) e que devem ser interrompidas por aquela proteção. Nesse caso os valores dos genes de I_{50} e I_{51DT} são definidos como o ajuste imediatamente inferior ao valor da máxima corrente de defeito, enquanto os demais ajustes são calculados como no segundo grupo, ou seja, escolhendo I_{51} , TMS e DT de acordo com a posição da proteção associada.

Este grupo contém soluções cujos ajustes das proteções de tempo definido são feitos em intervalos onde geralmente deveriam atuar. Essa escolha é feita porque, mesmo sem ter qualquer

conhecimento sobre o sistema cuja proteção se deseja sintetizar, a maior corrente a circular por ali traz uma boa aproximação para o ajuste. Caso exista uma violação na coordenação devido à atuação instantânea da proteção ANSI 50, I_{50} pode ser alterada enquanto a função ANSI 51 já estará configurada de maneira a realizar a coordenação. Por outro lado, caso não haja violação, o ajuste partirá de um ponto onde ele só será reduzido (o que tornaria a função mais viável) se não acarretar em uma violação da coordenação.

Grupo D

O quarto grupo é gerado de maneira aleatória, não relacionando os ajustes usados em cada indivíduo com correntes ou posições dos equipamentos, considerando apenas as opções disponíveis para cada ajuste. Esse grupo permite que a busca possa ser feita também em regiões não visitadas pelos métodos de inicialização anteriores, garantindo uma maior diversificação nas primeiras gerações, em vez de realizar uma busca intensificada em algumas faixas do espaço de busca.

Assim como a definição da população inicial, a escolha do número de gerações é de grande importância na busca por melhores resultados. Geralmente este valor é dependente da complexidade do problema a ser resolvido, sendo necessário um conhecimento prévio do mesmo ou a realização de simulações com diferentes valores na busca por aquele que melhor se adequa. Nesse sentido a Equação (32) se mostra como uma boa estimativa para o número de gerações. Ela foi obtida empiricamente a partir do ajuste da proteção para diferentes sistemas e tem por objetivo garantir a coordenação entre as curvas de sobrecorrente para sistemas com três ou mais proteções em cascata.

$$n_{ger} = 150 \cdot \log(n_{relcas} - 1) \quad (32)$$

Onde:

n_{ger} Número máximo de gerações;

n_{relcas} Maior número de relações de coordenação em cascata.

3.2.2.3 Avaliação do indivíduo

Optou-se por medir a qualidade das soluções a partir de uma avaliação dos tempos de atuação das diferentes proteções sob a ação de diferentes faltas. Para isso são simulados os tipos de faltas definidos pelo usuário (monofásicas, bifásicas, bifásicas com terra, trifásicas e/ou trifásicas com terra) em todas as barras do sistema. Cada falta é analisada de maneira separada e as soluções são testadas uma a uma, sendo os tempos calculados para todas as proteções. Para sistemas como o da Figura 3.8 as faltas poderiam ser testadas apenas para as barras após as proteções, mas, devido à possibilidade de fluxos nas duas direções em sistemas com múltiplas fontes e/ou anéis, a definição da posição relativa entre falta e proteção nem sempre é possível, o que se torna desnecessário caso todas sejam calculadas. O somatório dos tempos de atuação de cada proteção e em cada cenário é então calculado e impacta na avaliação dos indivíduos.

Além do somatório dos tempos de atuação das proteções, a qualidade do indivíduo também é medida pela existência de coordenação entre as proteções para as diferentes faltas aplicadas, penalizando a solução a cada violação que ocorrer. Tais penalizações são aplicadas na ocorrência de violações de coordenação nas proteções de fase para todas as faltas, enquanto no caso das faltas envolvendo terra as penalidades são aplicadas apenas nas proteções de neutro. A penalização é feita mediante a comparação entre os tempos de atuação das proteções primárias e de backup, sendo atribuída àquelas soluções onde a restrição da Equação (28) é violada.

Por se tratar de um problema de otimização com restrições, foi criada uma função aptidão (FA) para o algoritmo genético, a qual é composta pelo somatório da função objetivo (redução do tempo total) com as restrições de coordenação.

O valor da FA é calculado pela Expressão (33), onde: (i) a primeira parcela se refere ao tempo total de atuação da proteção considerando a aplicação de diferentes faltas; (ii) segunda parcela se refere à penalização realizada devido à não coordenação entre os equipamentos de proteção; (iii) A terceira parcela diz respeito à relação entre as correntes de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada inversa; (iv) A quarta parcela visa minimizar as correntes das funções de sobrecorrente instantânea e temporizada com tempo definido. Os pesos relacionados a cada parcela foram definidos empiricamente e permitem o escalonamento das parcelas, relacionado à filosofia de proteção adotada.

$$FA = \lambda_1 \cdot \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \left(t_{51j} + \min(t_{50j}, t_{51DTj}) \right) + \lambda_2 \cdot \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p \left(t_{prot_k} + t_{coord} > t_{back_k} \right) + \lambda_3 \cdot \sum_{k=1}^p \left(M_{prot_k} > M_{back_k} \right) + \lambda_4 \cdot \sum_{i=1}^m \left(I_{50i} + I_{51DTi} \right) \quad (33)$$

Onde:

λ	Peso de cada parcela;
m	Número de faltas consideradas;
n	Número de proteções alocadas;
t_{51}	Tempo de atuação da função ANSI 51 [s];
t_{50}	Tempo de atuação da função ANSI 50 [s];
t_{51DT}	Tempo de atuação da função ANSI 51DT [s];
p	Número de relações de coordenação;
t_{prot}	Tempo de atuação da proteção à jusante [s];
t_{back}	Tempo de atuação da proteção à montante [s];
t_{coord}	Tempo de coordenação da proteção [s];
M_{prot}	Multiplicador em relação à corrente nominal da proteção principal;
M_{back}	Multiplicador em relação à corrente nominal da proteção de backup;
I_{50}	Corrente de ajuste da proteção de sobrecorrente instantânea [A];
I_{51DT}	Corrente de ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada com tempo definido [A].

A escolha dos pesos de cada parcela é realizada considerando uma filosofia de proteção que visa a continuidade operacional, de modo que atuação da proteção aconteça no menor tempo possível, desde que para isso não viole as restrições relacionadas à coordenação. Tais pesos visam escalonar as parcelas da função aptidão em razão da sua importância para o problema de coordenação. Por outro lado, para uma filosofia que considere segurança pessoal, o escalonamento

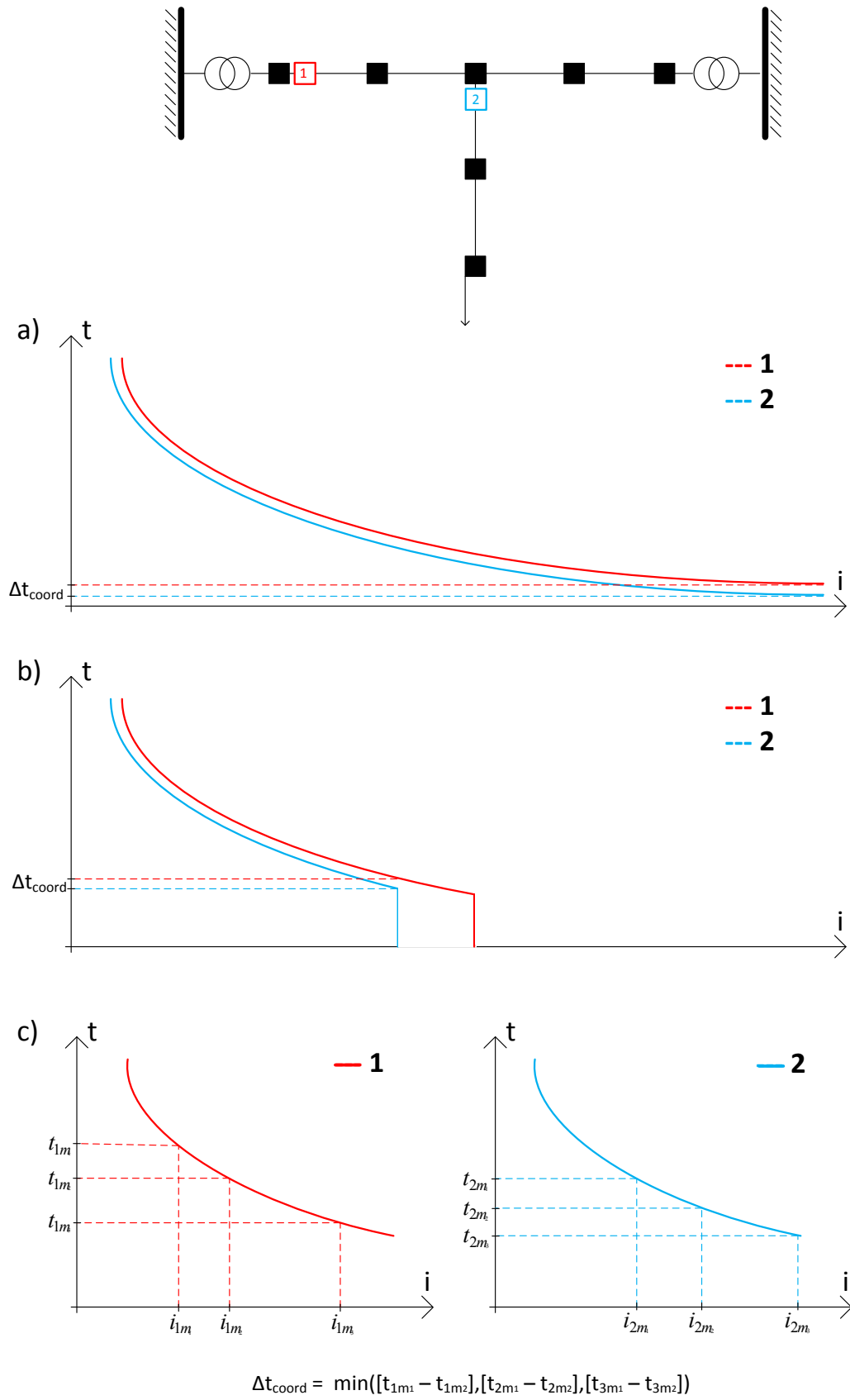
é realizado de maneira diferente, sendo a parcela relacionado ao tempo de atuação da proteção aquela com maior valor de λ .

A primeira parcela tem peso 1 ($\lambda_1=1$) e representa a soma dos tempos de atuação das proteções para as diferentes faltas aplicadas no sistema. Ela tem como objetivo reduzir o tempo total quando na ocorrência de diferentes faltas. Por ter um peso pequeno sua atuação atua como um ajuste fino da melhor solução encontrada e representa um objetivo secundário do problema de otimização.

A segunda parcela visa impedir a falha na coordenação das proteções de sobrecorrente, que, mesmo representando uma restrição do problema original, é o principal objetivo do processo. Seu peso elevado ($\lambda_2=1000$) é responsável por colocar em evidência as soluções com menos violações, permitindo a multiplicação destas e o conseqüente aprimoramento das mesmas. Dessa forma, soluções com mais violações são rapidamente descartadas conforme o algoritmo avança. A definição dessa componente como a com maior peso se deve ao fato de, segundo a filosofia adotada, a existência de coordenação ser mais importante do que uma redução nos tempos de atuação. Caso seja desejável uma filosofia visando a segurança humana, a primeira parcela deverá ter um peso maior.

Assim como acontece para os pesos da FA, a escolha dos pontos onde é analisada a coordenação varia em função de diferentes filosofias relacionadas à proteção de sistemas elétricos, como visto na Figura 3.10. Ela pode ser feita para o pior caso (a) ou no ponto onde existe uma proteção de sobrecorrente instantânea (ou temporizada de tempo definido) associada à proteção à jusante (b), por exemplo. Contudo, neste trabalho foi utilizado um método alternativo (c), segundo o qual são calculadas faltas em diferentes pontos do sistema e a existência de coordenação é verificada para cada uma delas, enquanto o tempo de atuação da proteção é o somatório dos tempos obtidos para todas as proteções em todos os cenários. As curvas são consideradas coordenadas apenas se a diferença nos tempos de atuação for maior ou igual ao valor calculado para todos os cenários considerados. O método proposto é também utilizado para o cálculo dos diferentes tempos de atuação considerados pela primeira parcela.

Figura 3.10: Métodos de coordenação entre as proteções 1 e 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Na formulação adotada (c) as correntes que passam pelos diferentes equipamentos são relacionadas ao evento (falta na A-T na barra 7 de um sistema, por exemplo), podendo não haver relação direta entre as mesmas. Assim, dependendo da falta analisada, i_{lm1} poder ser maior, igual ou mesmo menor do que i_{lm2} , sem que, no entanto, haja qualquer violação na relação de coordenação. Isso acontece porque para cada evento m_j os tempos t_{nimj} , associados às correntes i_{nimj} e obtidas a partir de faltas aplicadas no sistema, satisfazem os critérios de coordenação.

Embora consagrados, os dois primeiros métodos se adaptam melhor para o cálculo da coordenação em sistemas radiais com uma única fonte, onde existe uma maior dependência entre as correntes que passam pelas proteções. Para sistemas com trechos malhados ou contendo múltiplas fontes a dependência entre essas correntes é menor, podendo existir situações em que a corrente na primeira proteção pode ser menor, igual ou maior que a vista na segunda proteção. Dessa forma a coordenação feita por evento observa cada falta de maneira independente, permitindo a verificação da coordenação em um maior número de condições.

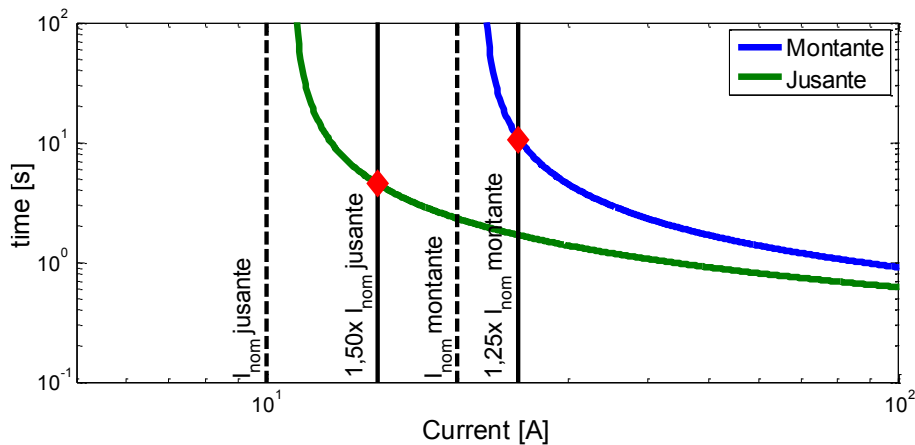
Essa modelagem também permite a utilização da ferramenta para testes de coordenação da proteção em problemas envolvendo reconfiguração, como em Javadian, Tamizkar e Haghifam (2009). Nesta situação a utilização de um único conjunto de ajustes para diferentes configurações do sistema poderia dar origem a eventos com correntes sem qualquer relação entre si, não sendo possível estender a análise de coordenação observada em uma topologia para as demais.

A terceira parcela da função a ser minimizada tem peso $\lambda_3=100$ e diz respeito aos ajustes das correntes relacionadas às proteções ANSI 51, as quais são responsáveis por limitar não apenas faltas, mas também sobrecargas no sistema, especialmente para correntes próximas das de ajuste. Dessa forma são definidos multiplicadores para as correntes de operação normal do sistema a fim de se ajustar a proteção, os quais permitem a verificação da coordenação em situações de sobrecarga.

Sua utilização parte do pressuposto que a existência de sobrecargas levaria as correntes do sistema para valores próximos aos de ajuste da proteção. Para o sistema da Figura 3.8 consideramos uma corrente de 20A passando pela proteção A e uma de 10A passando por B, sendo as duas proteções ajustadas com valores 10% acima da corrente de operação (22A e 11A, respectivamente). Nessa situação três cenários podem ser observados.

No primeiro cenário a sobrecarga ocorreria após a proteção à jusante (B), de modo que o multiplicador da corrente drenada cresceria mais naquela proteção, fazendo com que a atuação na mesma acontecesse em um tempo menor. A Figura 3.11 mostra a atuação da proteção nessa situação. Nela há um acréscimo de 5A na carga instalada após B, de modo que as novas correntes medidas são de 25A em A e 15A em B. Neste cenário o tempo de atuação é reduzido e a proteção B atua antes de A como desejado.

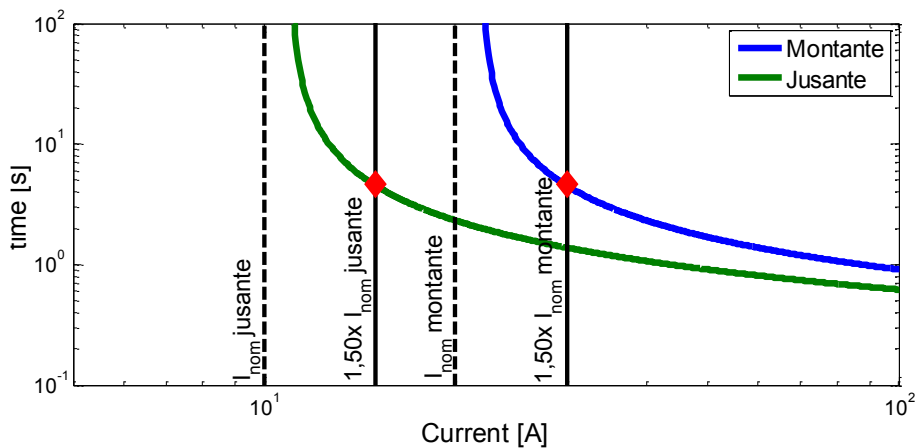
Figura 3.11: Multiplicadores de corrente nominal para o primeiro cenário



Fonte: Elaborada pelo autor

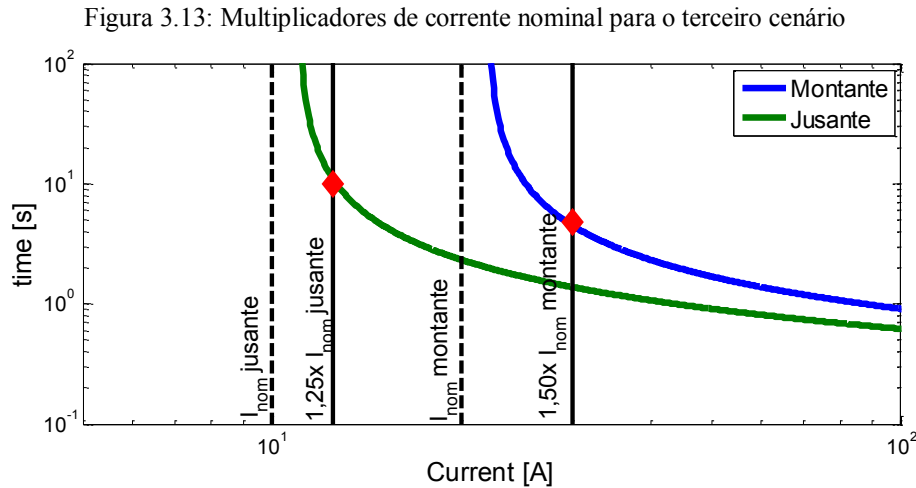
Caso o ganho observado no multiplicador seja igual entre as correntes medidas pelas proteções, ocorre uma redução no tempo de atuação de ambas, como visto na Figura 3.12. Nesta figura as correntes em A e B são de 30A e 15A, respectivamente, e o tempo de atuação nas duas é reduzido de maneira igual. Pode-se observar que a redução para as duas proteções é a mesma devido ao fato de o multiplicador ajustado ser igual para ambas.

Figura 3.12: Multiplicadores de corrente nominal para o segundo cenário



Fonte: Elaborada pelo autor

No terceiro cenário o multiplicador da corrente no ponto A cresceria mais do que o multiplicador da corrente em B, indicando a ocorrência de sobrecarga em outro alimentador. Considerando correntes de 30A no primeiro ponto e 12,5A no segundo, o tempo de atuação é menor na proteção A. Contudo, devido ao fato de essa situação representar uma sobrecarga em outro ramo que não o protegido por B, sua atuação não solucionaria o problema, cabendo a D ou mesmo a A atuar em um primeiro momento. Essa situação pode ser vista na Figura 3.13.



Fonte: Elaborada pelo autor

Dessa forma a observância dos multiplicadores de tempo, diretamente relacionados com as equações (5) e (6), permitiria a atuação da proteção correta durante a ocorrência de sobrecarga em diferentes pontos do sistema. Assim, se o multiplicador na proteção principal (jusante) é maior do que na de backup (montante), ela só atuará primeiro se a sobrecarga observada ocorrer na região protegida por ela, não havendo desenergização de um alimentador sem necessidade.

Por fim a última parcela, com peso $\lambda_4=0,1$, tenta minimizar os ajustes das proteções com tempo fixo de atuação (ANSI 50 e 51DT). Ela faz com que as correntes relacionadas adotem os menores valores possíveis, sem, no entanto violar as relações de coordenação ou não atuarem durante a ocorrência de uma falta. Assim, esses ajustes são reduzidos naturalmente pelo algoritmo enquanto não comprometerem a coordenação da proteção. Contudo, caso sejam levadas a valores que dão origem a alguma violação, essa alteração impacta na segunda parcela do índice e, por conseguinte, piora o valor total da função objetivo para aquela possível solução.

Para o coordenograma da Figura 3.10(b), por exemplo, essa parcela faz com que, considerando a proteção 2 como fixa, o valor de ajuste da função ANSI 50 da proteção 1 seja reduzido no máximo até o valor imediatamente superior ao ajuste de I_{50} para a proteção 2. A

redução é limitada por este valor porque qualquer outro inferior poderia trazer uma violação na coordenação, que impactaria muito mais no cálculo da FA.

3.2.2.4 Critério de parada

Decidiu-se considerar um limite máximo para o número de gerações como critério de parada. Logo, é verificado se o número da geração atual é menor ou igual ao valor máximo definido pelo usuário, de modo a se definir a continuidade do processo. Em caso afirmativo são selecionados novos pais, os quais passam por um processo de cruzamento (*crossover*) e em seguida sofrem mutações, dando assim origem a uma nova geração e para a qual são calculados novos valores para a FA. Quando o número de gerações excede o número máximo escolhido o processo é finalizado e o indivíduo com melhor aptidão substitui em definitivo os ajustes anteriores, conforme visto na Figura 3.3.

3.2.2.5 Elitismo, cruzamento e mutação

O elitismo é definido no algoritmo como referente aos melhores 10% da população total, sendo esses indivíduos mantidos para a próxima geração, não passando pelo processo de cruzamento. Tal processo garante a manutenção da qualidade genética da população, mesmo que o resultado do processo de cruzamento não seja satisfatório e o algoritmo caminhe para regiões com soluções piores. Além disso, o melhor indivíduo da geração também não sofre qualquer mutação, protegendo o algoritmo contra mutações mal realizadas.

Os cruzamentos realizados pelo algoritmo se baseiam no método da roleta (GOLDBERG, 1989) e ocorrem na frequência definida pelo usuário e em pontos aleatórios dos indivíduos, ocorrendo a morte dos pais não pertencentes à elite. A taxa com que ocorrem tais cruzamentos deve ser analisada minuciosamente e varia em função do problema tratado, mas, de maneira geral, altas taxas de cruzamento causam perda de qualidade genética enquanto taxas baixas não permitem grande diversidade genética. Geralmente a taxa de *crossover* é considerada no intervalo 50-80% (MITCHELL, 2001).

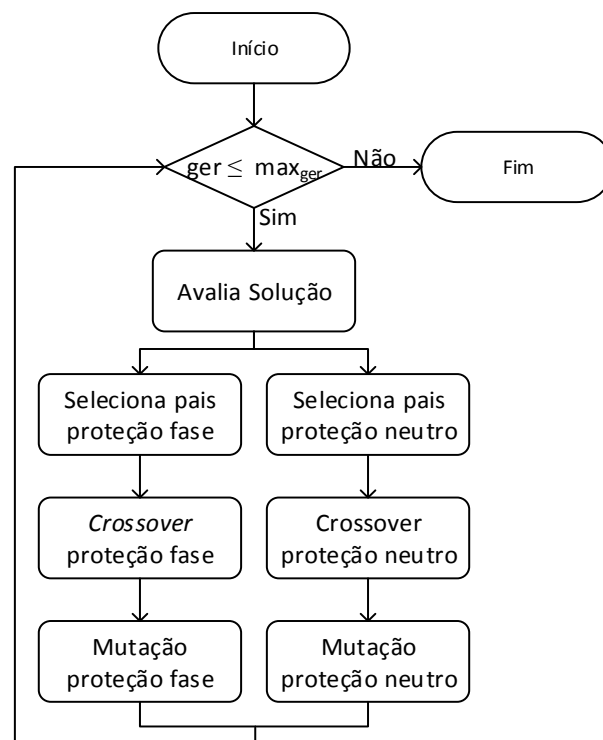
Tendo sido realizada a etapa de cruzamento os indivíduos são submetidos a mutações, realizadas de maneira independente entre os genes e dentro do mesmo espaço de busca restrito usado para a geração da população, numa taxa também definida pelo usuário. De maneira geral, altas taxas de mutação tornam o processo muito aleatório, enquanto baixas taxas fazem com que o processo estagne e fique restrito a ótimos locais. Assim como ocorre para a taxa de *crossover*, é

necessário um conhecimento prévio do problema a fim de se determinar o melhor percentual a ser utilizado. Geralmente taxas de mutação são consideradas no intervalo 0,5-1,0%, embora valores superiores sejam comumente utilizados (KOOCHAKI et al., 2008; MARCOLINO et al., 2015).

Enquanto a análise das soluções é feita para as proteções de fase e neutro ao mesmo tempo, a definição da elite e os processos de cruzamento e mutação são realizados de maneira independente, como se existissem dois processos de otimização independentes. Tal modelagem permite que exista um desacoplamento entre os dois grupos de ajustes e reduz o espaço amostral, sem, no entanto, necessitar de um número elevado de gerações para cada fase da otimização. Isso é possível devido ao fato de o processo de análise de cada solução, que demanda a maior parte dos recursos durante a solução, avaliar a proteção como um todo. Assim, o número de gerações necessário à obtenção de resultados satisfatórios tende a ser reduzido.

O funcionamento em paralelo do AG para as duas proteções independentes pode ser visto na Figura 3.14.

Figura 3.14: Solução paralelizada do Algoritmo Genético



Fonte: Elaborada pelo autor

3.3 AJUSTE DAS ZONAS DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A parametrização das proteções de distância é feita com base nas impedâncias próprias e mútuas de cada alimentador, bem como os percentuais a serem protegidos por cada zona e os respectivos tempos de atuação, os quais são definidos pelo usuário. De posse desses parâmetros a ferramenta calcula as impedâncias de seqüências positiva e zero de cada trecho, as quais são multiplicadas pelos percentuais a serem protegidos do alimentador e armazenadas como os ajustes para as zonas do mesmo.

Para as zonas quadrilaterais são calculados os ajustes de R e X para cada uma, assim como o ângulo da impedância de seqüência positiva da linha, necessário à construção das regiões. Os ajustes efetuados são realizados de maneira independente entre as zonas de fase e terra, representando o percentual da linha de maneira adequada para diferentes tipos de falta. Já para as zonas Mho são calculados o alcance e o ângulo da impedância de seqüência positiva do alimentador, os quais também são independentes para zonas de fase e terra.

Por se tratar de um sistema desequilibrado as impedâncias observadas para cada fase são diferentes, sendo utilizado pela ferramenta o valor médio de Z_1 e Z_0 , calculados por (34) e (35)

$$Z_1 = \frac{(Z_{p_A} + Z_{p_B} + Z_{p_C}) - (Z_{m_{AB}} + Z_{m_{BC}} + Z_{m_{CA}})}{3} \quad (34)$$

$$Z_0 = \frac{(Z_{p_A} + Z_{p_B} + Z_{p_C}) + 2 \cdot (Z_{m_{AB}} + Z_{m_{BC}} + Z_{m_{CA}})}{3} \quad (35)$$

Para proteções diretas com a zona ajustada para até 100% do alimentador o cálculo do ajuste é feito a partir da impedância referente ao trecho protegido, enquanto para zonas diretas com mais do que 100% ou zonas reversas são também consideradas as impedâncias dos alimentadores à jusante ou à montante, respectivamente. Nesse caso, o ajuste se refere à impedância do próprio alimentador acrescida de um percentual do alimentador ligado ao terminal remoto (e que possua a menor impedância) em zonas diretas; ou apenas um percentual do alimentador à montante com menor impedância em zonas reversas.

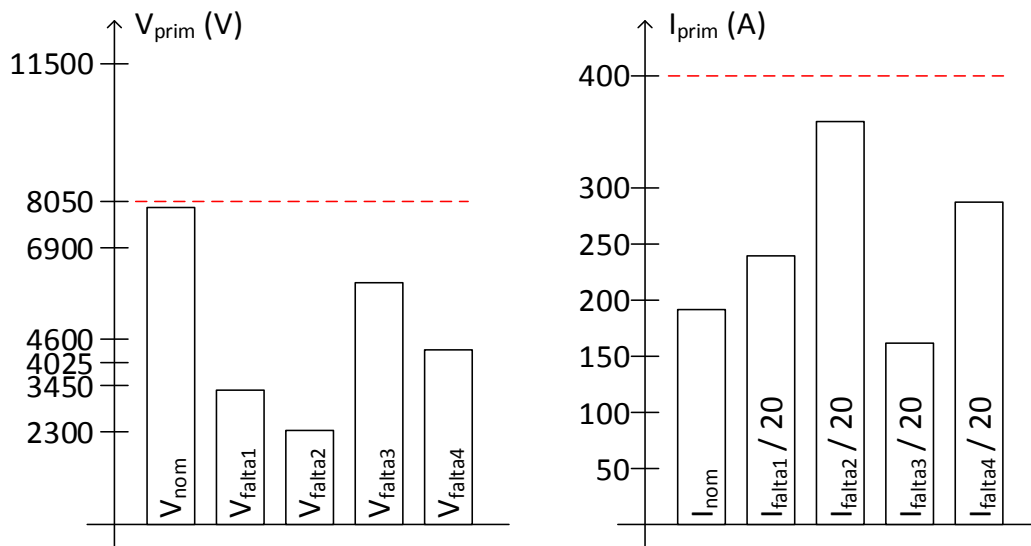
3.4 AJUSTE DAS RELAÇÕES DE TRANSFORMAÇÃO DE CORRENTE E POTENCIAL

A ferramenta também permite a definição automática das relações de transformação para os TCs e TPs utilizados mediante a varredura do sistema sob diferentes condições de falta. Para tanto são simuladas faltas de diferentes tipos e em diferentes pontos do sistema, de modo a se obterem os valores máximos de corrente e tensão em cada ponto considerado, de maneira similar ao que ocorre para o ajuste da proteção de sobrecorrente.

De posse dessas informações são definidas as relações que satisfazem os critérios definidos pela NBR 6855 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2009) e pela NBR 6856 (ABNT, 2015), considerando tensões e correntes secundárias de 115V e 5A, respectivamente. Para isso os valores máximos de tensão e corrente calculados pela ferramenta são comparados aos valores de primário definidos pelas normas, sendo escolhidos aqueles imediatamente superiores. No caso da RTP é considerada a máxima tensão primária diretamente, enquanto para o RTC a corrente utilizada é dada pela Equação (36), a qual garante a não saturação do TC durante a ocorrência de quaisquer faltas, permitindo assim a correta atuação da proteção.

$$I_{Primária} = \max\left(I_{nom}, \frac{I_{CC_{max}}}{20}\right) \quad (36)$$

Figura 3.15: Relações de transformação para o sistema testado



Fonte: Elaborada pelo autor

Para um sistema testado, como exemplo, as amplitudes dos valores de corrente e tensão obtidas para o sistema operando normalmente e sujeito a diferentes faltas podem ser vistas na Figura 3.15. Nessa situação a RTP assume um valor de 8050:115, enquanto a RTC assume um valor de 400:5.

4 FERRAMENTA GRÁFICA DE ANÁLISE DA PROTEÇÃO CONSIDERANDO OS DESEQUILÍBRIOS DO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A proteção de sistemas elétricos é dependente dos ajustes relacionados a cada função e equipamento, sendo o entendimento das relações entre esses ajustes e as grandezas de falta do sistema necessária à parametrização adequada dos equipamentos. Em algumas situações o entendimento dessas relações pode ser feito através dos próprios ajustes, mas em outras a relação não é direta e a utilização de uma ferramenta dotada de uma interface gráfica permite uma melhor visualização do comportamento da proteção.

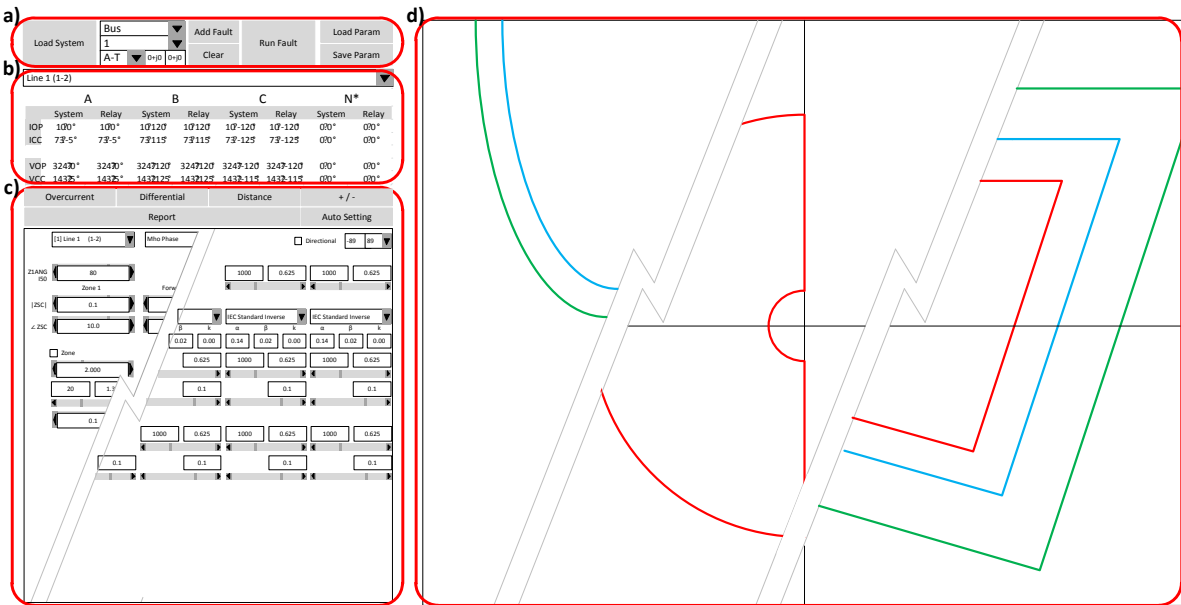
As ferramentas de análise da proteção são comuns no setor elétrico, mas pensadas e geralmente voltadas para serem utilizadas em sistemas equilibrados, como ocorre com a transmissão. Contudo, sua utilização em sistemas com as características encontradas na distribuição acaba por ser incapaz de permitir um entendimento mais real do cenário em análise e impactam na qualidade da síntese e da análise feitas por meio da ferramenta. Isso acontece porque algumas dessas características alteram de maneira significativa os resultados obtidos e, caso não sejam consideradas, podem levar a resultados errôneos.

Este capítulo apresenta a ferramenta desenvolvida neste trabalho, que permite a análise da proteção de sistemas elétricos, inclusive de subtransmissão e distribuição, onde o comportamento elétrico pode ser consideravelmente diferente em cada fase. A ferramenta computacional foi desenvolvida em MathWorks™ MATLAB® R2013a x64 em um computador com processador Intel® Core™ i7-2600K, 8GB de RAM e rodando Microsoft Windows 7 Professional 64 bits.

A interface gráfica da ferramenta pretende fornecer ao usuário uma maneira simples e fácil de tratar os dados do sistema a ser analisado, calcular as correntes de falta através da ferramenta auxiliar, ajustar a parametrização e ver a atuação da proteção em diferentes situações.

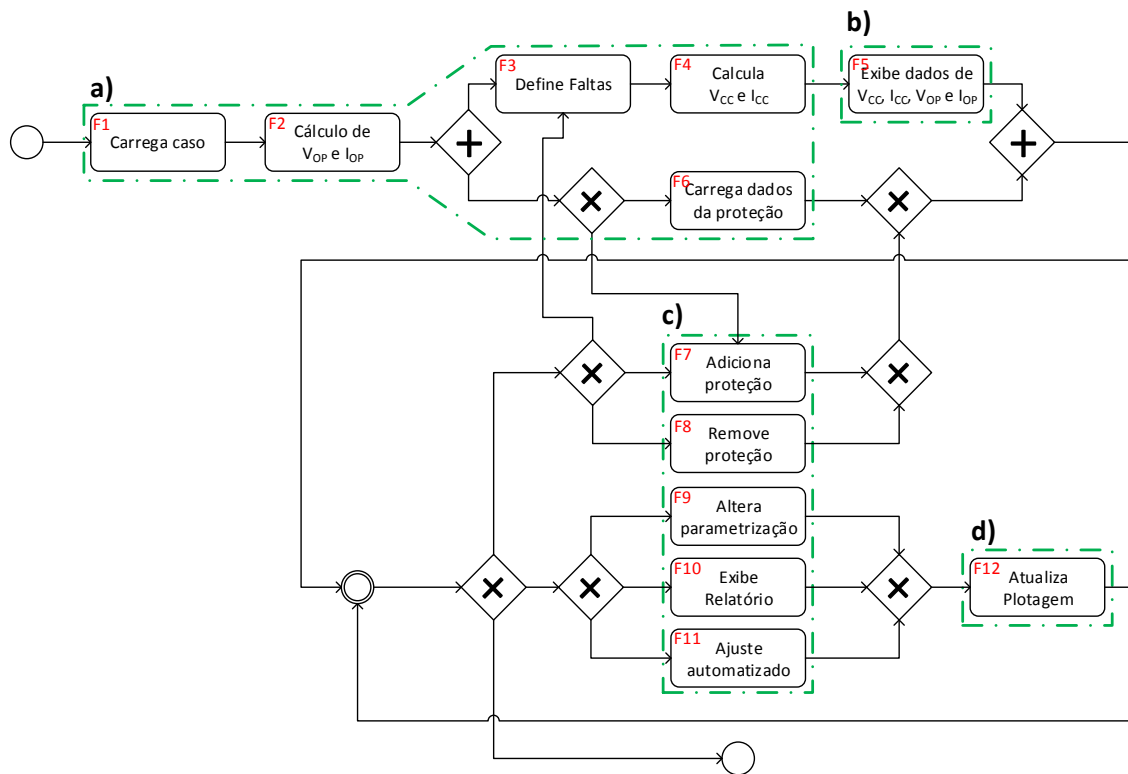
Como pode ser visto na Figura 4.1 a interface é dividida em quatro áreas distintas, responsáveis por: (a) obter dados do sistema, calcular faltas e obter dados da proteção; (b) exibir dados de corrente e tensão; (c) realizar ajustes, adicionar/remover equipamentos e exibir relatório; e (d) exibir graficamente ajustes e topologia do sistema.

Figura 4.1: Interface da ferramenta contendo: a) obtenção de dados do sistema e proteções; b) dados de corrente e tensão; c) parametrização e relatório da proteção; e d) ambiente de plotagem



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 4.2: Diagrama BPMN de funcionamento da ferramenta



Fonte: Elaborada pelo autor

O funcionamento simplificado da ferramenta pode ser visto na Figura 4.2, onde são indicadas as áreas da interface gráfica relacionadas com cada operação. Tal diagrama foi desenvolvido utilizando a notação BPMN (*Business Process Model and Notation*) de modo a fazer uso de lógicas E (losango “+”) e OU (losango “x”) mediante a utilização de *Gateways*, uma vez que estes são responsáveis por controlar interações de fluxo através da criação de caminhos alternativos ou paralelos.

Onde:

F1: Lê arquivo de dados contendo informações quanto a barramentos, linhas, transformadores, cargas e fontes, as quais serão utilizadas para a simulação do sistema escolhido.

F2: Calcula tensões e correntes para o sistema operando com as cargas definidas no arquivo lido em F1 e sem faltas.

F3: Define os tipos de faltas a serem simulados e suas localizações.

F4: Calcula tensões e correntes para o sistema operando com as faltas definidas em F3 e sem cargas.

F5: Exibe tensões e correntes para o trecho considerado para o sistema operando normalmente (calculadas em F2) e para o sistema sob falta (calculadas em F4).

F6: Lê arquivo de dados contendo os ajustes das proteções alocadas no sistema. Estes ajustes podem ter sido definidos pelo usuário ou calculado automaticamente conforme apresentado na Seção 2.3.

F7: Adiciona nova proteção do tipo e no local escolhidos.

F8: Remove a proteção escolhida.

F9: Altera os ajustes referentes a uma proteção alocada no sistema.

F10: Exibe relatório de atuação de todas as funções de proteção inseridas no sistema e que estão ativas.

F11: Parametriza automaticamente os equipamentos de proteção de sobrecorrente e distância ativos, assim como os transformadores de instrumentação a elas associados, ou seja, executa o algoritmo apresentado na Seção 2.3.

F12: Exibe a representação gráfica da proteção escolhida, a topologia do sistema ou a evolução da solução, conforme opção escolhida.

4.1 OBTENÇÃO DE DADOS DO SISTEMA E DAS PROTEÇÕES

A utilização da ferramenta se baseia na escolha de um sistema a ser analisado pela mesma, o qual é carregado a partir de um arquivo *System_*.txt* (Anexo A) contendo dados de barras, linhas, transformadores, cargas e fontes do sistema. Este arquivo contém todas as informações necessárias à ferramenta de análise de faltas utilizada, permanecendo armazenados para uso futuro. A Figura 4.3 apresenta a parte da interface responsável pela obtenção dos dados do sistema e das proteções, bem como a definição das faltas aplicadas.

Figura 4.3: Obtenção de dados do sistema e proteções

Load System	Bus	▼	Add Fault	Run Fault	Load Param	
	1	▼			Clear	Save Param
	A-T	▼				

Fonte: Elaborada pelo autor

Quando o sistema é inicialmente carregado, a ferramenta calcula um fluxo de carga a fim de determinar as correntes e tensões de operação do sistema. Tendo sido realizado esse cálculo, habilitam-se os comandos por meio dos quais podem ser inseridas diferentes faltas no sistema.

Para faltas em barramentos (ou postes), o usuário deve informar o número da barra, o tipo de falta e as impedâncias, enquanto para faltas em linhas também é necessária a escolha do percentual da linha onde ocorre a falha. A ferramenta é capaz de trabalhar com faltas múltiplas, sendo a lista das faltas a serem consideradas visualizada por meio de uma *tooltip* existente no botão “*run fault*”, o qual chama a ferramenta de cálculo de faltas.

Tendo sido calculadas as correntes de falta através do algoritmo apresentado na seção 2.3, pode ser carregado um arquivo de parametrização da proteção (*Param_*.txt*; Anexo A),

contendo todos os ajustes relacionados aos equipamentos já inseridos no sistema em análise. Os dados contidos no arquivo são então analisados e, em função das proteções existentes, são habilitados os painéis de sobrecorrente, distância, diferencial.

4.2 DADOS DE FALTAS

Após a execução da ferramenta de cálculo de faltas (seção 2.3), as correntes e tensões obtidas para aquele conjunto de faltas são armazenadas e podem ser exibidas em módulo e fase para todos os ramos do sistema, assim como os dados de operação normal do mesmo, calculados após o carregamento do caso. Nessa situação as correntes são aquelas que circulam pelo ramo selecionado e as tensões se referem à barra de origem do ramo, posição na qual é considerada a instalação do equipamento de proteção. As grandezas referentes ao neutro representam os valores obtidos para o respectivo condutor ou, na inexistência deste, o somatório das grandezas para as demais fases, a fim de serem utilizadas em equipamentos do tipo “*ground sensor*” (SIEMENS, 2005). Estes valores são exibidos na ferramenta como mostrados na Figura 4.4.

Figura 4.4: Dados de faltas

Line 4 (2-5) ▼								
	A		B		C		N*	
	System	Relay ▼	System	Relay ▼	System	Relay ▼	System	Relay ▼
I_{OP}	$10\angle 0^\circ$	$10\angle 0^\circ$	$10\angle 120^\circ$	$10\angle 120^\circ$	$10\angle -120^\circ$	$10\angle -120^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
I_{CC}	$73\angle -5^\circ$	$73\angle -5^\circ$	$73\angle 115^\circ$	$73\angle 115^\circ$	$73\angle -125^\circ$	$73\angle -125^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
	System	Relay ▼	System	Relay ▼	System	Relay ▼	System	Relay ▼
V_{OP}	$3247\angle 0^\circ$	$3247\angle 0^\circ$	$3247\angle 120^\circ$	$3247\angle 120^\circ$	$3247\angle -120^\circ$	$3247\angle -120^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
V_{CC}	$1432\angle 5^\circ$	$1432\angle 5^\circ$	$1432\angle 125^\circ$	$1432\angle 125^\circ$	$1432\angle -115^\circ$	$1432\angle -115^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$

Fonte: Elaborada pelo autor

Os dados exibidos pela interface são aqueles referentes ao sistema (primário de TCs e TPs). Contudo, caso a proteção selecionada no painel de parametrização ativo esteja localizada no ramo cujos dados são exibidos, mostram-se também as grandezas no secundário dos transformadores de instrumentação. Nesse caso são também exibidos elementos (*pop-up menus*) por meio dos quais podem ser alteradas as relações de transformação entre as grandezas de primário e secundário, estando disponíveis apenas as relações definidas por norma.

4.3 PARAMETRIZAÇÃO E RELATÓRIO DA PROTEÇÃO

O ajuste de cada função de proteção é realizado por meio dos painéis a elas relacionados, sendo exibido aquele selecionado pelo usuário. Os elementos de escolha do painel a ser exibido são habilitados em função das proteções já alocadas, com exceção do relacionado ao painel de adição/remoção de proteções, o qual é habilitado quando os dados do sistema a ser analisado são carregados. A escolha do painel referente à função a ser sintetizada e/ou analisada é feita mediante a escolha de uma das opções da Figura 4.5.

Figura 4.5: Seleção de parametrização e relatório da proteção

Overcurrent	Differential	Distance	+ / -
Report			Auto Setting

Fonte: Elaborada pelo autor

4.3.1 Sobrecorrente

O painel de sobrecorrente, mostrado na Figura 4.6, reúne todos os ajustes relacionados às funções de proteção de sobrecorrente alocadas no sistema, os quais são descritos nas Seções 2.2.1 e 2.2.2 e podem ser ajustados de maneira independente por proteção e fase. As alterações efetuadas neste painel são efetuadas sobre os ajustes da proteção selecionada através do primeiro *pop-up menu*, onde o número entre colchetes representa o número da proteção.

Figura 4.6: Ajustes da proteção de sobrecorrente

The screenshot displays the configuration interface for overcurrent protection. At the top, it shows the selected line as "[1] Line 1 (1-2)" and the device as "Feeder". A "Directional" checkbox is present, currently unchecked, with a range of "-89" to "89". Below this, there are four columns representing different phases. Each column has a set of sliders for I_{50} with values of 1000 and 0.625. The "IEC Standard Inverse" curve type is selected for all phases, with parameters $\alpha = 0.14$, $\beta = 0.02$, and $k = 0.00$. The pickup current I_{pickup} is set to 1000 for all phases. The time setting (TMS) is 0.1 for all phases. The I_{51DT} parameter is set to 1000 and 0.625, and the time delay (DT) is 0.1 for all phases.

Fonte: Elaborada pelo autor

O ajuste da direcionalidade (Seção 2.2.3.1) da proteção é realizado para todas as fases ao mesmo tempo. A proteção ajustada naquele ponto é então considerada como bidirecional caso a *checkbox* não esteja marcada ou unidirecional caso esteja. Neste caso a proteção pode ser definida como direta, reversa ou customizada, na qual é definido um intervalo onde os ajustes são considerados.

Para a função de sobrecorrente instantânea (ANSI 50), que pode ser ativada por fase, o único ajuste se refere a I_{50} , corrente que define o limiar de atuação da referida proteção. Este valor pode ser ajustado por meio de *editboxes* com os valores do primário e do secundário dos TCs ou por meio de *sliders*, sendo os ajustes efetuados por um meio refletido nos demais, bem como nos coordenogramas exibidos no ambiente de plotagem (Seção 4.4).

Os ajustes da função de sobrecorrente temporizada inversa (ANSI 51) começam pela seleção do tipo de curva a ser considerado e suas constantes, responsáveis por determinar a declividade do coordenograma gerado, sendo também possível a utilização de curvas customizadas, para as quais podem ser ajustados os valores de α e β (curvas IEC e ANSI) e k (curvas ANSI). Os demais ajustes dizem respeito à corrente I_{51} e ao dial de tempo (TMS), também realizados por fase.

A função de sobrecorrente temporizada de tempo definido (ANSI 51DT) é ajustada por meio de sua corrente (I_{51DT}) e seu tempo (DT) de atuação, realizados por fase através de *sliders* e *editboxes*.

A atuação da proteção de sobrecorrente desenvolvida na ferramenta é feita a partir da análise dos valores de tensão (apenas quando a proteção é direcional) e corrente nos ramos associados. Nessa situação, as correntes são convertidas em seus valores de secundário e analisadas se (i) satisfazem o critério de direcionalidade e (ii) excedem o ajuste de corrente. Em caso afirmativo um intervalo de 0 (zero) segundos é associado à atuação da proteção de sobrecorrente instantânea, DT segundos é associado à proteção de sobrecorrente temporizada de tempo definido e t segundos – onde t é calculado através das Equações (5) e (6) – à proteção de sobrecorrente temporizada inversa.

4.3.2 Diferencial

Sendo selecionado o painel de proteção diferencial são exibidos os ajustes relacionados a tal tipo de proteção, mostrados na Figura 4.7. As alterações realizadas neste local são feitas sobre a proteção selecionada através do primeiro *pop-up menu*, sendo o número entre colchetes o número da proteção.

Figura 4.7: Ajustes da proteção diferencial

[1] Line 1 (1-2) ▼ Phase ▼

Pickup ◀ 0.1 ▶

Radius ◀ 2 ▶

Angle ◀ 150 ▶

Invert Terminal 1

Invert Terminal 2

Fonte: Elaborada pelo autor

Os ajustes (Seção 2.2.4.3) são realizados de maneira independente para as proteções diferenciais de fase, sequência negativa e sequência zero, sendo possível a seleção de diferentes valores de *pickup* (em p.u.), raio (em p.u.) e ângulo (em graus) para cada uma delas. Sendo a

direcionalidade das correntes de grande importância no cálculo diferencial, o sentido das mesmas pode ser invertido, a fim de compensar a alocação inadequada dos equipamentos.

Como o IED utilizada nos testes laboratoriais (SEL 411L) pode ser utilizada para linhas com até quatro terminais, a ferramenta considera o mesmo número de correntes para seus cálculos, resultando em um fator k adequado à zona diferencial considerada. O fator (k), bem como os ajustes da proteção, é exibido na área de plotagem, facilitando a parametrização dos equipamentos para a situação em análise.

Para o cálculo da atuação da proteção diferencial são isoladas as correntes referentes aos diferentes terminais da zona, as quais são convertidas para seus valores de secundário e usadas no cálculo do fator k de acordo com o as equações da Seção 2.2.4.3. O valor obtido é então comparado aos ajustes definidos para a proteção (*pickup*, raio e ângulo) e, caso se encontre no exterior da região por eles definida, tem um tempo de atuação de 0 (zero) segundos associado.

4.3.3 Distância

Quando o painel de distância está ativo, os ajustes são efetuados sobre a proteção alocada no segmento mostrado no primeiro *pop-up menu*, podendo ser realizados para grandezas de fase e sequência zero através de curvas quadrilaterais e M_{ho} . Entre as quatro possibilidades de curvas os ajustes são independentes, com exceção do ajuste do ângulo da impedância de sequência positiva (*ZIANG*) do alimentador protegido.

Para as zonas quadrilaterais são ajustados, por meio de *sliders* e *checkboxes*, a temporização (em segundos) e os alcances R e X (em Ohms) das zonas parametrizadas. Elas podem ser ativadas conforme necessidade, sendo as zonas 3-5 reversíveis e capazes de analisarem a impedância medida a montante. Essas opções estão disponíveis para o usuário da ferramenta como mostradas na Figura 4.8, sendo a grandeza de polarização relacionada apenas às zonas quadrilaterais *ground*.

Figura 4.8: Ajustes da proteção de distância quadrilateral

The image shows a software interface for configuring distance protection. At the top, there are three dropdown menus: "[1] Line 1 (1-2)", "Quadrilateral Phase", and "Zone 3". Below these is a checkbox labeled "Reverse". The main configuration area includes:

- A slider for "Z1ANG" set to 80.
- A slider for "NH cor" set to 0.0.
- A dropdown menu for "Polariz" set to I2.
- A checkbox for "Zone".
- A slider for "t" set to 1.000.
- Two input fields for "R" with values 20 and 1.333.
- Two input fields for "X" with values 20 and 1.333.

 The "Polariz" dropdown and the "Zone" checkbox are highlighted with a dashed green border.

Fonte: Elaborada pelo autor

Conforme necessidade também pode ser ajustado o fator de correção de não homogeneidade da rede (*NH cor*), o qual pode dar origem a problemas de sub e sobrealcance (ZIEGLER, 1999). Para as zonas quadrilaterais de sequência negativa é também possível alternar entre I_2 (corrente de sequência negativa) e I_G (corrente de sequência zero) como grandeza de polarização.

A parametrização da proteção baseada em curvas M_{ho} é feita através do ajuste da temporização das zonas e de seu respectivo alcance, sendo as zonas 3-5 também reversíveis. Para o caso da proteção de sequência zero, são também ajustadas a amplitude ($|ZSC|$) e a fase ($\angle ZSC$) do fator de compensação de sequência zero para a primeira zona, para as demais zonas diretas e para as zonas reversas. Todos os ajustes relacionados a esse tipo de proteção podem ser vistos na Figura 4.9, sendo os fatores de compensação de sequência zero aplicáveis apenas às proteções *Mho ground*.

Os diferentes tipos de curva podem estar ativos ao mesmo tempo, sendo o menor tempo de atuação entre aqueles ativos o atraso entre a detecção da falta e a abertura do circuito. A ferramenta, entretanto, calcula e exibe os tempos de atuação também para os elementos (mas não zonas) com atuação posterior.

Figura 4.9: Ajustes da proteção de distância Mho

[1] Line 1 (1-2) ▼ Mho Phase ▼ Zone 5 ▼

Reverse

Z1ANG 80

	Zone 1	Forward Zones	Reverse Zones
ZSC	0.1	0.1	0.1
∠ ZSC	10.0	10.0	10.0

Zone

t 2.000

R 20 1.333

0.1

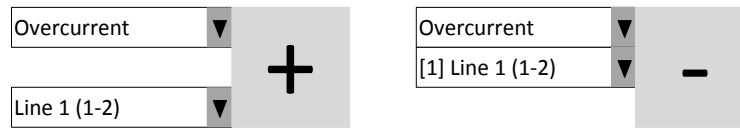
Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação das proteções de distância são calculados a partir da impedância equivalente de secundário em cada ponto protegido. Assim, são selecionados os valores de corrente e tensão relacionados ao terminal protegido, sendo seus valores convertidos através de RTCs e RTPs. A partir dos valores de secundário é calculada a impedância equivalente medida, a qual é comparada às diferentes zonas definidas pela parametrização. Caso a impedância esteja dentro dos limites da zona é associado um tempo t , referente à zona no interior da qual se localiza a impedância.

4.3.4 Adicionar ou remover funções

O painel de adição e remoção de funções de proteções permite a inclusão de equipamentos de sobrecorrente, diferenciais e de distância em diferentes locais do sistema conforme a necessidade. Essa adição pode ser realizada sobre a lista de proteções já alocadas e carregadas anteriormente ou dar origem a uma nova lista. Por outro lado a remoção de proteções está condicionada à existência de equipamentos já distribuídos pelo sistema, estando estes disponíveis para sua retirada. Tais operações podem ser realizadas através dos controles mostrados na Figura 4.10.

Figura 4.10: Adição e remoção de equipamentos



Fonte: Elaborada pelo autor

A fim de facilitar a inserção ou retirada de equipamentos nas posições corretas é exibido um grafo representativo do sistema no ambiente de plotagem, por meio do qual é possível um entendimento das necessidades de relés no circuito.

4.3.5 Parametrização automatizada

A parametrização adequada do sistema de proteção visa reduzir o tempo de atuação dos equipamentos para diferentes faltas, sem, no entanto, violar os demais princípios que regem a proteção de sistemas elétricos. Para que a coordenação seja feita é necessário o ajuste do tempo de coordenação desejado (em segundos) por meio de *slider* e *editbox*, além dos parâmetros relacionados à ferramenta de busca (tamanho da população, número de gerações e percentuais de cruzamento e mutação). Também é realizada a seleção do(s) tipo(s) de falta(s) a ser(em) considerado(s) na coordenação, como mostrado na Figura 4.11.

Para cada tipo de equipamento protegido é também possível a definição dos intervalos de corrente (em múltiplos da corrente de operação) a serem analisados na busca para os melhores ajustes para I_{51} , I_{51DT} e I_{50} . Essas correntes reduzem o espaço de busca do algoritmo de ajuste, limitando o espaço de busca a intervalos factíveis e permitindo a obtenção de melhores resultados em menores tempos.

No caso do ajuste da proteção de distância são definidas quais zonas devem ser ajustadas, o percentual do alimentador a ser protegido por cada uma, o alcance resistivo e os tempos de atuação. Para as Zonas 3-5 também é possível definir se as mesmas serão diretas ou reversas. Já para o ajuste das relações de transformação de potencial e corrente são selecionados apenas os tipos de faltas cujas tensões e correntes são consideradas pela ferramenta.

Figura 4.11: Ajustes para a parametrização automatizada

Overcurrent

F + T
T_{coord} [s] Pop Size %cross

2F
maxGer %mutat

2F + T
 3F
 3F + T

Motor	<input type="text" value="1.1"/>	<input type="text" value="1.5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>
Feeder	<input type="text" value="1.2"/>	<input type="text" value="1.5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>
Transf	<input type="text" value="1.2"/>	<input type="text" value="1.5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>
Other	<input type="text" value="1.1"/>	<input type="text" value="1.5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="30"/>

I_{pickup} I_{S1DT} I₅₀

Distance

Zone 1

Zone 2

Zone 3 Reverse

Zone 4 Reverse

Zone 5 Reverse

CTR / PTR

Fonte: Elaborada pelo autor

4.3.6 Relatório

O painel de relatório lista os tempos de atuação dos equipamentos ativos de maneira crescente, permitindo um entendimento do sistema de proteção como um todo. Ele lista as proteções de sobrecorrente por função e fase, as proteções diferenciais por tipo e as proteções de distância por zona e tipo. Essa reunião dos resultados de todas as proteções em uma única tabela facilita a coordenação do sistema e permite uma visualização fácil e rápida da atuação das proteções de *backup*. A Figura 4.12 apresenta um modelo de relatório gerado pela ferramenta.

	Function	#	Phase/Zone	Position	From	To	Trip Time
1	21QP	1	Z1	4	2	5	0.100
2	51	1	PB	1	1	2	0.429
3	51	1	PA	1	1	2	0.485
4	51	1	PC	1	1	2	0.502

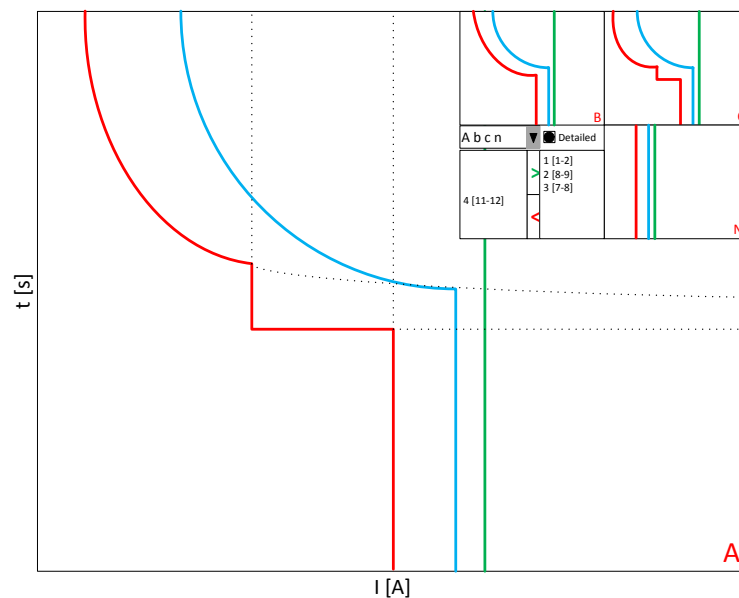
Figura 4.12: Relatório de atuação da proteção

4.4 AMBIENTE DE PLOTAGEM

4.4.1 Sobrecorrente

A ferramenta considera a parametrização da proteção por fase, sendo necessária a exibição dos coordenogramas gerados da mesma forma. Havendo múltiplas proteções espalhadas pelo sistema, as quais não necessariamente devem estar coordenadas, apenas as proteções escolhidas são plotadas nos coordenogramas, conforme visto na Figura 4.13, onde a lista da direita representa as proteções exibidas.

Figura 4.13: Ambiente de exibição dos coordenogramas



Fonte: Elaborada pelo autor

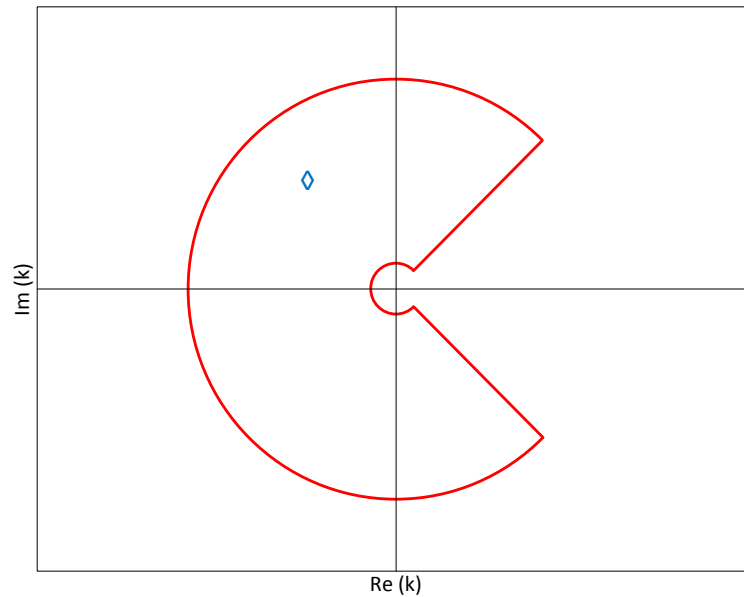
Por padrão, o coordenograma da fase A é exibido em destaque, mas a fim de melhor ajustar a proteção nas demais fases é possível alterar qual delas terá o coordenograma exibido na janela principal. Além disso, para a fase em destaque da proteção escolhida no painel lateral podem ser mostradas, além do coordenograma resultante da combinação das funções, as curvas relativas a cada uma delas (linha pontilhada).

4.4.2 Diferencial

Para a proteção diferencial baseada no plano alfa é exibida a região parametrizada para cada proteção específica (fase, sequência negativa e sequência zero), bem como o fator k (losango

azul) para a falta em questão. No caso da proteção de fase são mostrados os valores de k para A, B e C, enquanto para as proteções baseadas em sequência apenas um valor é calculado e exibido, como visto na Figura 4.14.

Figura 4.14: Plano Alfa



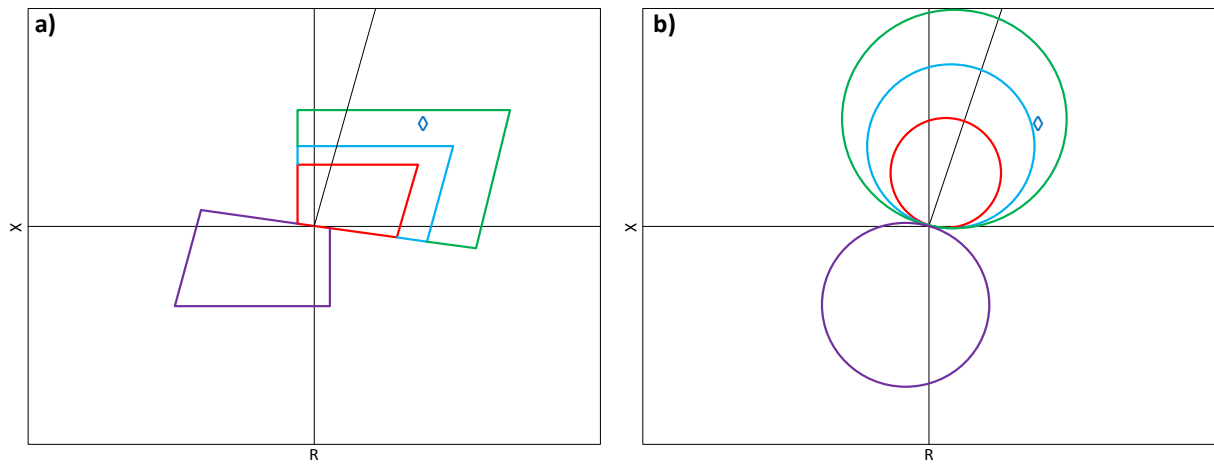
Fonte: Elaborada pelo autor

4.4.3 Distância

No ambiente de plotagem da proteção de distância são exibidas todas as zonas parametrizadas direta ou reversamente no ponto em análise, bem como as impedâncias equivalentes de falta vistas pelo IED. Analogamente ao que acontece para a proteção diferencial, a impedância equivalente de falta é calculada para A, B e C na proteção por fase, enquanto apenas um valor de Z_{eq} é obtido para as proteções de sequência.

Curvas quadrilaterais e Mho são exibidas separadamente, como mostrado na Figura 4.15, bem como as impedâncias equivalentes de falta, representadas pelo losango azul. Nesta janela é também exibido o ângulo da impedância de sequência positiva ($Z1ANG$) do alimentador protegido, que serve de suporte para o cálculo e exibição das curvas relativas a cada zona.

Figura 4.15: Curvas (a) quadrilaterais e (b) Mho no ambiente de exibição

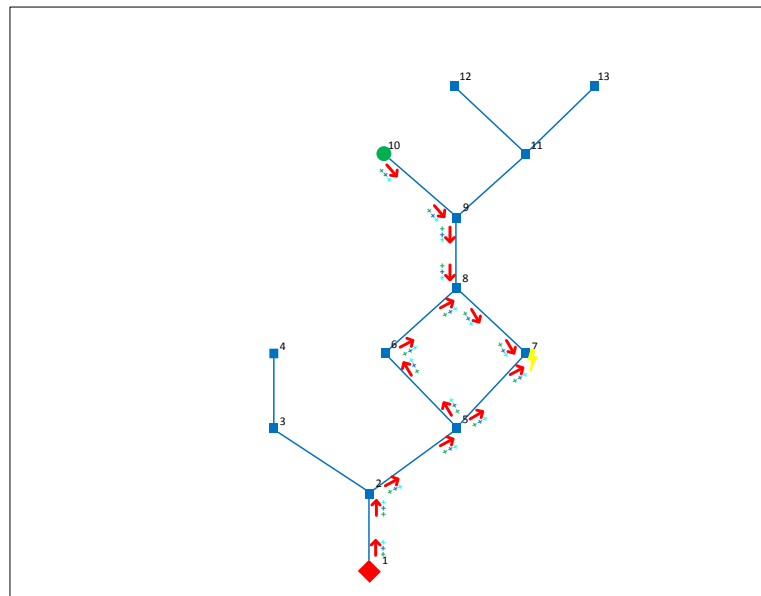


Fonte: Elaborada pelo autor

4.4.4 Topologia

Sendo selecionadas as abas de relatório e adição/remoção de proteções, é exibida no ambiente de plotagem a topologia da rede em estudo, de modo a fornecer uma visão detalhada do sistema, promovendo um melhor entendimento do mesmo e da maneira como rede e proteção se comportam na ocorrência de faltas. Este diagrama é obtido através de bibliotecas da ferramenta *opensource* Graphviz (Graphviz, 2015), chamadas através do Matlab e responsáveis por gerar um grafo representativo do sistema, como mostrado na Figura 4.16.

Figura 4.16: Grafo representando o sistema



Fonte: Elaborada pelo autor

O grafo pode ser obtido por meio de diferentes bibliotecas (dot, neato, sfdp etc.), podendo-se alternar entre elas a fim de se obter uma melhor visualização da topologia do sistema. Nesses grafos, barras de subestações são representadas por losangos vermelhos, barras com gerações distribuídas representadas por círculos verdes e demais barras por quadrados azuis.

Ainda que existam múltiplas conexões entre as barras, apenas um segmento é representado ligando-as e o ponto onde são consideradas faltas é representado por pequenos raios. Também são calculados e exibidos, a partir dos dados de falta obtidos pela ferramenta de cálculo de curtos-circuitos utilizada, os sentidos de circulação de potências e correntes, representados, respectivamente, por setas e os sinais “+” (corrente no mesmo sentido da potência) ou “-” (corrente no sentido oposto ao da potência).

5 RESULTADOS

A fim de se demonstrarem as funcionalidades da ferramenta desenvolvida foram realizados testes com os diferentes módulos da mesma, de modo a garantir seu funcionamento em diferentes condições operativas. Para tanto foram utilizados arquivos de caso (nos formatos do Anexo A) representando diferentes sistemas elétricos e ajustes para as respectivas proteções. Este capítulo apresenta os resultados obtidos para os diferentes testes realizados com a ferramenta.

O primeiro passo realizado foram extensivos testes laboratoriais para verificar se o funcionamento dos modelos de proteção (Capítulo 2) que foram programados na ferramenta proposta estavam corretos, estes resultados são apresentado na Seção 5.1 e no Apêndice B. Na Seção 5.3 são apresentados os resultados obtidos com o método de otimização proposto no capítulo 3 e por fim, na Seção 5.2 os resultados gráficos do desempenho da proteção em sistemas desequilibrados.

5.1 CALIBRAÇÃO LABORATORIAL - COMPARAÇÃO COM EQUIPAMENTOS REAIS

A fim de se verificar a validade dos modelos e resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida foram realizados ensaios em laboratório utilizando IEDs SEL 411L, submetidas a tensões e correntes geradas por uma Omicron CMC 256 Plus. Tais testes visam à obtenção dos tempos de atuação dos diferentes equipamentos de proteção alocados no sistema em análise quando submetido a diversas faltas aplicadas e estes são comparados tempos obtidos pela método proposto nesta dissertação.

Os IEDs SEL 411L são elementos de controle, automação e proteção de linhas de transmissão, reunindo em um equipamento as diferentes funções de proteção consideradas neste trabalho. Eles analisam os sinais de tensão e corrente que lhes são entregues em relação aos ajustes definidos nos mesmos e tomam decisões cabíveis.

O Omicron CMC 256 Plus é um sistema de grande precisão utilizado no teste de equipamentos de proteção, bem como na calibração de diversos equipamentos de medição. Ele possui quatro saídas de tensão e seis de corrente, os quais são utilizadas na injeção de sinais nos

relés SEL e permitem a realização de testes com as funções de proteção disponíveis naqueles equipamentos.

Para a realização dos testes foram calculados os valores de corrente e tensão - em coordenadas polares – obtidos durante a ação de diferentes faltas, os quais foram informados ao sistema de testes Omicron por meio da ferramenta Test Universe 3.00 SR2, disponibilizada pelo fabricante. Devido à natureza desequilibrada dos sistemas em estudo, foi utilizado o módulo QuickCMC, no qual podem ser configuradas as grandezas de teste em suas componentes de amplitude e ângulo de maneira independente para as três fases.

As saídas de corrente (*Current Output A*) e tensão (*Voltage Output*) disponíveis no painel frontal do equipamento foram ligadas às entradas existentes no painel traseiro das unidades SEL (*Current Terminal W* e *Voltage Terminal Y*), de forma a fornecer ao IED as correntes de secundário calculadas pela ferramenta e às quais estaria submetido em um sistema real. Para os testes diferenciais também foram utilizados os terminais *Current Output B*, conectados aos terminais *Current Terminal W* do segundo IED, além da utilização dos terminais *1300nm IEEE C37.94 Fiber* – em conexão *back-to-back* – para a comunicação entre IEDs durante testes de proteções diferenciais. O esquema das ligações realizadas pode ser visto no Apêndice C, enquanto os equipamentos montados em laboratório podem ser vistos na Figura 5.1.

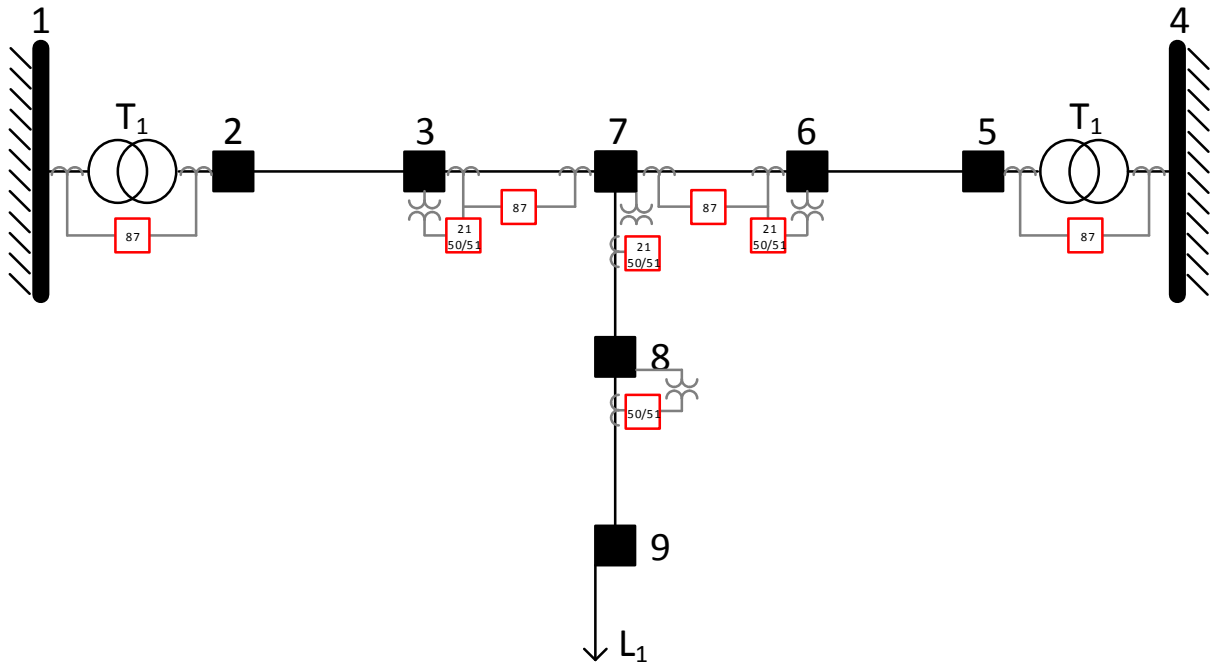
Figura 5.1: Equipamentos montados no laboratório



Fonte: Acervo do autor

Os testes foram realizados no sistema tutorial mostrado na Figura 5.2, contendo duas fontes independentes de energia e alimentando uma carga trifásica desequilibrada. Os dados desse sistema podem ser vistos no Anexo A.

Figura 5.2: Sistema tutorial 9 barras



Fonte: Elaborada pelo autor

Foram aplicadas faltas em diversos pontos do sistema, os quais permitiriam uma melhor análise dos resultados, bem como as relações de coordenação da proteção. As faltas foram divididas em monofásicas (devido ao fato de a maior parte das faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição ser dessa natureza, vide Tabela 2.1) e trifásicas (que geralmente apresentam as maiores correntes de falta).

Os resultados completos dos testes são apresentados no Apêndice B.

5.1.1 Proteção de distância

Os testes realizados a fim de se testarem as funções de proteção de distância envolveram as funções quadrilateral de fase e Mho de terra (SCHWEITZER et al., 1993; POLIKOFF, 2006; RANGEL; ZIMMERMAN, 2014; FENTIE, 2015). As proteções testadas foram alocadas no sistema tutorial de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela 5.1 e na Tabela 5.2.

Tabela 5.1: Ajustes para as proteções quadrilaterais de fase

Número	De	Para	$\angle Z1$ (°)	Zona	%	R (Ω)	X (Ω)	t (s)	Reversa
1	3	7	65,0	1	80	0,15	1,58	0,000	-
				2	120	0,30	2,40	0,300	-
				3	200	0,45	3,98	0,600	N
				4	50	0,15	0,79	0,400	S
				5	100	0,30	1,58	0,700	S
2	6	7	65,0	1	80	0,15	1,58	0,000	-
				2	120	0,30	2,40	0,300	-
				3	200	0,45	3,98	0,600	N
				4	50	0,15	0,79	0,400	S
				5	100	0,30	1,58	0,700	S
3	7	8	64,4	1	80	0,15	4,08	0,000	-
				2	120	0,30	6,00	0,300	-
				3	200	0,45	10,08	0,600	N
				4	50	0,15	2,52	0,400	S
				5	100	0,30	5,04	0,700	S

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5.2: Ajustes para as proteções mho de terra

Número	De	Para	$\angle Z1$ (°)	k0	Zona	%	Reach (Ω)	t (s)	Reversa
1	3	7	65,0	1,13 $\angle 17,32^\circ$	1	80	1,58	0,000	-
					2	120	2,40	0,300	-
					3	200	3,98	0,600	N
					4	50	0,79	0,400	S
					5	100	1,58	0,700	S
2	6	7	65,0	1,13 $\angle 17,32^\circ$	1	80	1,58	0,000	-
					2	120	2,40	0,300	-
					3	200	3,98	0,600	N
					4	50	0,79	0,400	S
					5	100	1,58	0,700	S
3	7	8	64,4	0,68 $\angle 5,79^\circ$	1	80	4,08	0,000	-
					2	120	6,00	0,300	-
					3	200	10,08	0,600	N
					4	50	2,52	0,400	S
					5	100	5,04	0,700	S

Fonte: Elaborada pelo autor

A análise foi realizada com a aplicação de faltas monofásicas e trifásicas (10 vezes cada, com $Z_f = Z_g = 0$) em 50% do alimentador 2 (entre as barras 3 e 7), sendo os valores de tensão e corrente injetados no IED vistos na Tabela 5.3. Os tempos de atuação da proteção para cada uma das situações são dados pela Tabela 5.4.

Tabela 5.3: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 50% do alimentador 2

	A-T		ABC	
V_A	17,72	∠ -30,2	9,76	∠ -42,5
V_B	78,73	∠ -157,6	11,09	∠ -159,8
V_C	78,04	∠ 96,5	12,41	∠ 83,0
I_A	8,17	∠ -105,3	11,38	∠ -102,7
I_B	0,32	∠ -89,5	11,35	∠ 134,2
I_C	0,29	∠ -90,8	10,80	∠ 15,7

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5.4: Tempos de atuação da proteção 1

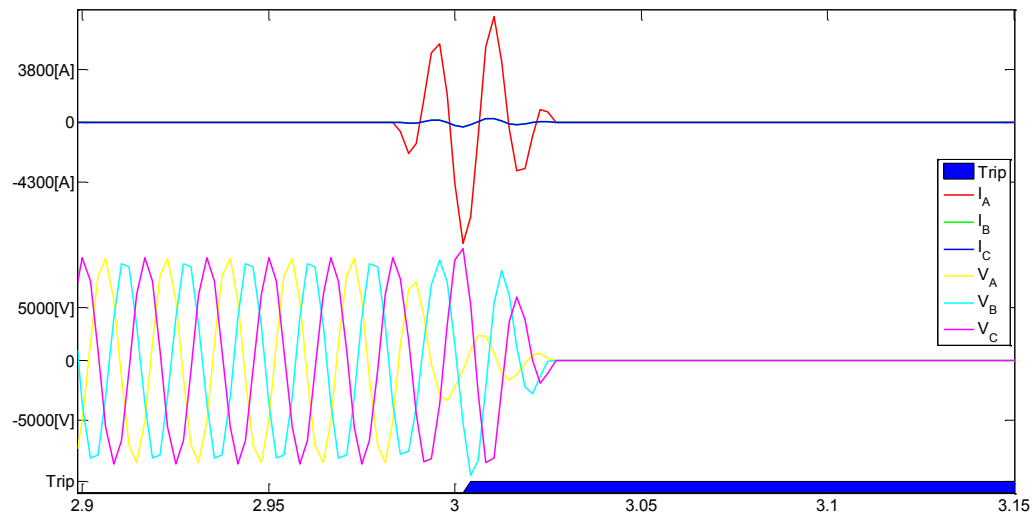
Número	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	23,1	24,1	24,5	0,0
	ABC	23,3	29,0	30,6	0,0

Fonte: Elaborada pelo autor

A diferença dos tempos de atuação entre o modelo proposto e os equipamentos reais se deve ao fato de os valores obtidos pela ferramenta serem ideais, enquanto os obtidos em laboratório se referem aos de detecção, atuação e acionamento da saída. Entretanto, tais valores são geralmente muito baixos, assim como acontece para as diferenças entre os tempos ideais e medidos. Na ferramenta proposta são utilizados valores RMS, logo a detecção do defeito é instantânea. Nos equipamentos reais são necessários algoritmos de processamento de sinais para analisar os sinais de tensões e correntes, logo estes algoritmos levam em média de 1 a 2 ciclos (16 a 33 ms) para analisar as entradas dependendo da função de proteção utilizada, sendo as diferenciais mais rápidas. Como pode ser notado nesta e nas outras simulações existe uma diferença de aproximadamente 2 ciclos entre a ferramenta proposta e o equipamento real. Caso seja de interesse do projetista, a ferramenta permite considerar este tempo.

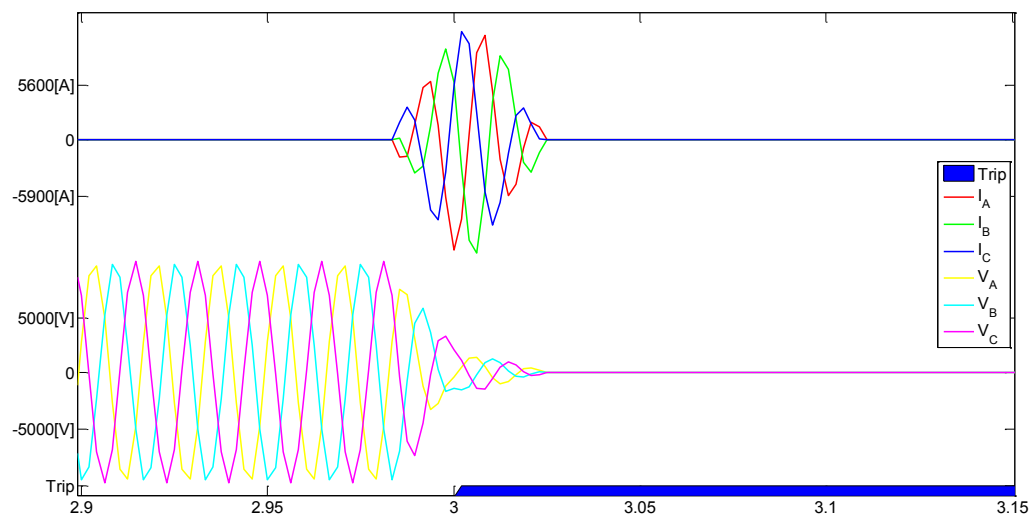
As ondas de tensão e corrente, bem como a atuação dos relés para as dadas faltas, podem ser vistas na Figura 5.3 e na Figura 5.4.

Figura 5.3: Atuação da proteção para falta A-T em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.4: Atuação da proteção para falta ABC em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Também foi considerada a ocorrência de faltas monofásicas e trifásicas em 90% do alimentador 1 (entre as barras 2 e 3), condição na qual as zonas reversas da proteção de distância

1 devem atuar, bem como uma possível atuação as zonas diretas da proteção de distância 2 (no alimentador entre 4, entre as barras 6 e 7). Os valores de tensão em corrente aplicados podem ser vistos na Tabela 5.5 para a proteção 1 e na Tabela 5.6 para a proteção 2.

Tabela 5.5: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 90% do alimentador 1

	A-T		ABC	
V_A	1,25	∠ -37,0	0,24	∠ 10,1
V_B	82,30	∠ -160,0	1,80	∠ 168,8
V_C	80,43	∠ 99,3	2,08	∠ 106,9
I_A	5,28	∠ 77,5	7,77	∠ 81,4
I_B	0,77	∠ -89,8	7,75	∠ -44,2
I_C	0,70	∠ -91,3	7,16	∠ -160,5

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5.6: Tensões e correntes no relé 2 para faltas em 90% do alimentador 1

	A-T		ABC	
V_A	39,02	∠ -32,1	30,13	∠ -38,6
V_B	71,22	∠ -151,1	30,42	∠ -154,2
V_C	73,41	∠ 89,6	32,71	∠ 83,6
I_A	5,28	∠ -102,4	7,77	∠ -98,5
I_B	0,77	∠ 90,2	7,75	∠ 135,8
I_C	0,7	∠ 88,7	7,16	∠ 19,4

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação das proteções 1 e 2 para as faltas mostradas nas tabelas acima podem ser vistos na Tabela 5.7.

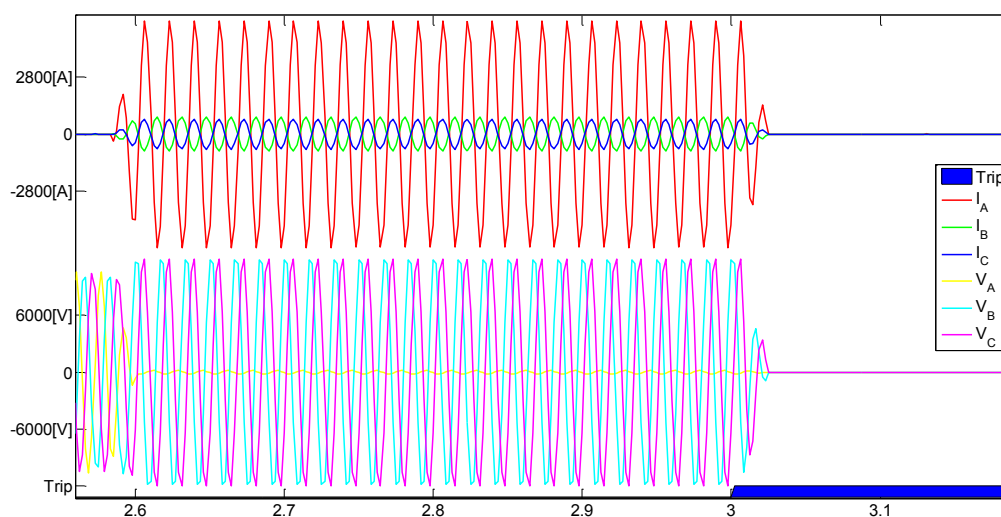
Tabela 5.7: Tempos de atuação da proteção para faltas em 90% do alimentador 1

Número	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	423,0	425,1	428,5	400,0
	ABC	421,3	427,1	431,4	400,0
2	A-T	-	-	-	-
	ABC	629,1	629,9	630,6	600,0

Fonte: Elaborada pelo autor

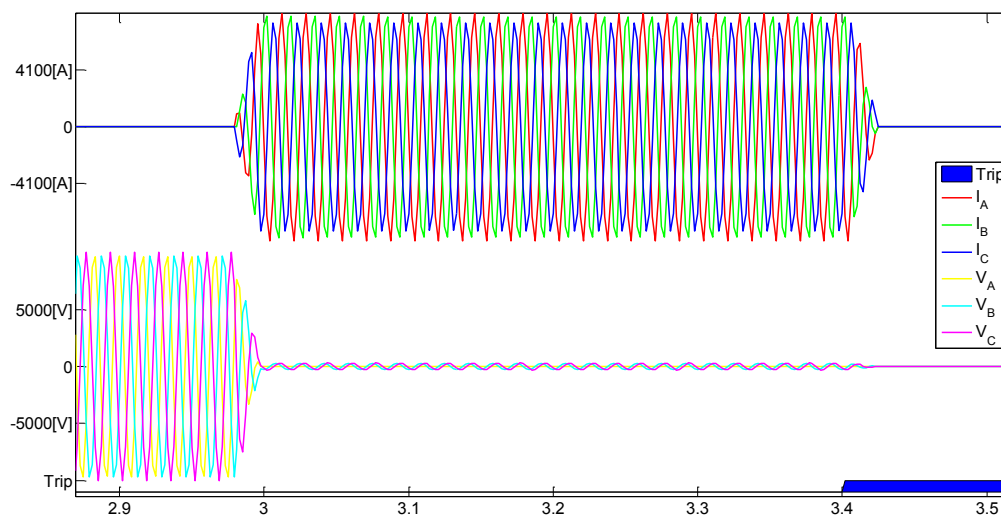
As ondas de tensão e corrente podem ser vistas na Figura 5.5, na Figura 5.6 e na Figura 5.7, assim como o sinal de *trip* para cada situação.

Figura 5.5: Atuação da proteção 1 para falta A-T em 90% do alimentador 1



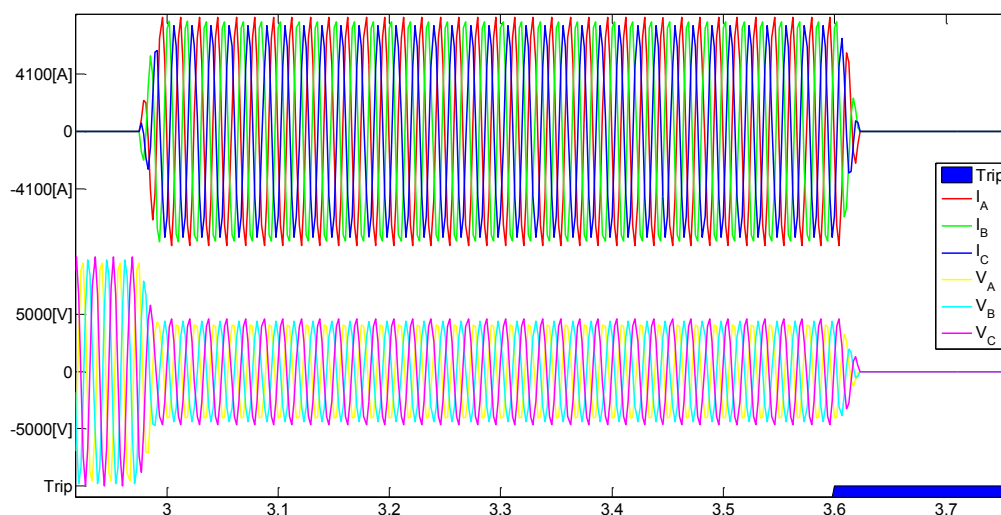
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.6: Atuação da proteção 1 para falta ABC em 90% do alimentador 1



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.7: Atuação da proteção 2 para falta ABC em 90% do alimentador 1



Fonte: Elaborada pelo autor

5.1.2 Proteção de sobrecorrente

Testes da atuação das proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada inversa também foram realizados. Para essas proteções, devido ao fato de os IEDs utilizados não

possibilitarem o ajuste (de maneira direta) da função direcional de sobrecorrente por fase, foi necessária a utilização do controle de torque a fim de se observar a atuação direcional da proteção (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES - SEL, 2010; ALEXANDER, 2015). Os equipamentos foram alocados no sistema teste de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela 5.8. Embora a ferramenta permita o ajuste separado por fase da proteção, o mesmo foi realizado de maneira comum para A, B e C.

Tabela 5.8: Ajustes para as proteções de sobrecorrente

Número	De	Para	I_{50}	Curva	I_{51}	TMS	Direção
1	3	7	11,67	IEC Norm Inversa	0,33	0,95	Direta
2	3	7	1,67	IEC Norm Inversa	0,20	0,05	Reversa
3	6	7	11,67	IEC Norm Inversa	0,33	0,95	Direta
4	6	7	1,67	IEC Norm Inversa	0,20	0,05	Reversa
5	7	8	8,50	IEC Norm Inversa	0,33	0,30	-
6	8	9	1,25	IEC Norm Inversa	0,30	0,15	-

Fonte: Elaborada pelo autor

A comparação do desempenho da proteção de sobrecorrente começa com a aplicação de faltas A-T e ABC francas no barramento 2 do sistema teste. Para tais situações os valores de tensão e corrente podem ser vistos na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Tensões e correntes nos relés 1,2 e 3 para faltas na barra 2

Número		A-T		ABC	
1	V _A	10,72	∠ -35,9	10,40	∠ -37,3
	V _B	75,05	∠ -152,2	10,09	∠ -156,9
	V _C	73,04	∠ 92,8	10,48	∠ 86,2
	I _A	6,35	∠ 78,6	8,41	∠ 82,7
	I _B	1,73	∠ -96,4	8,49	∠ -43,5
	I _C	1,44	∠ -99,2	7,82	∠ -159,7
2	V _A	10,72	∠ -35,9	10,40	∠ -37,3
	V _B	75,05	∠ -152,2	10,09	∠ -156,9
	V _C	73,04	∠ 92,8	10,48	∠ 86,2
	I _A	6,35	∠ 78,6	8,41	∠ 82,7
	I _B	1,73	∠ -96,4	8,49	∠ -43,5
	I _C	1,44	∠ -99,2	7,82	∠ -159,7
3	V _A	41,64	∠ -32,9	6,35	∠ -101,4
	V _B	69,07	∠ -147,6	1,73	∠ 83,6
	V _C	71,15	∠ 87,1	1,44	∠ 80,8
	I _A	35,93	∠ -37,5	8,41	∠ -97,3
	I _B	35,59	∠ -153,7	8,49	∠ 136,5
	I _C	37,65	∠ 84,3	7,82	∠ 20,3

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação das proteções mais próximas da falta (1 e 2) podem ser vistos na Tabela 5.10. Como pode ser observado, só houve *trip* da proteção 2, a única a proteger o circuito naquela direção.

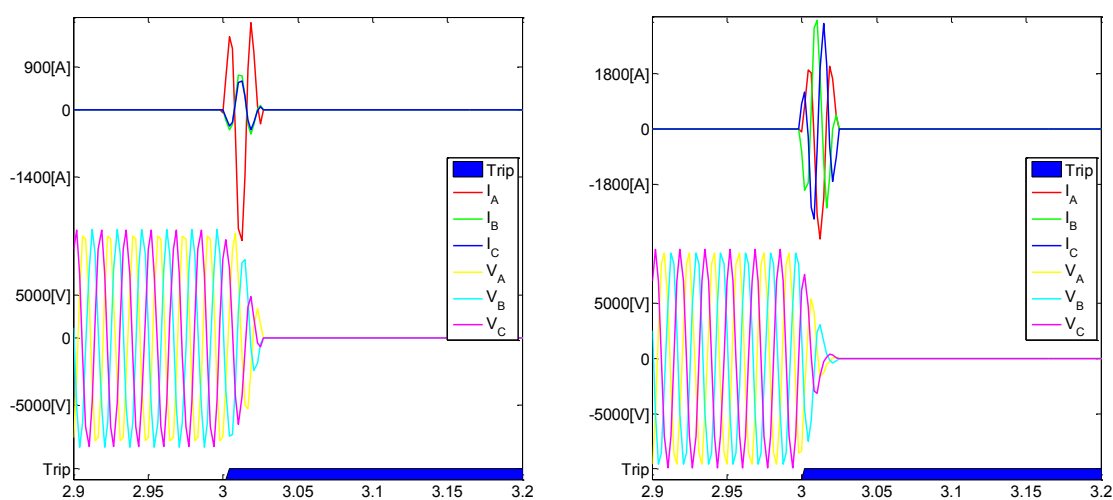
Tabela 5.10: Tempos de atuação das proteções 1, 2 e 3 para faltas na barra 2

Número	Função	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
2	ANSI 50	A-T	10,8	12,2	13,5	0,0
		ABC	7,1	8,0	8,9	0,0
	ANSI 51	A-T	111,9	113,8	115,0	98,0
		ABC	103,9	105,5	107,3	90,0
3	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	2196,0	2197,2	2199,0	2191,0
		ABC	1987,0	1987,8	1989,0	1988,0

Fonte: Elaborada pelo autor

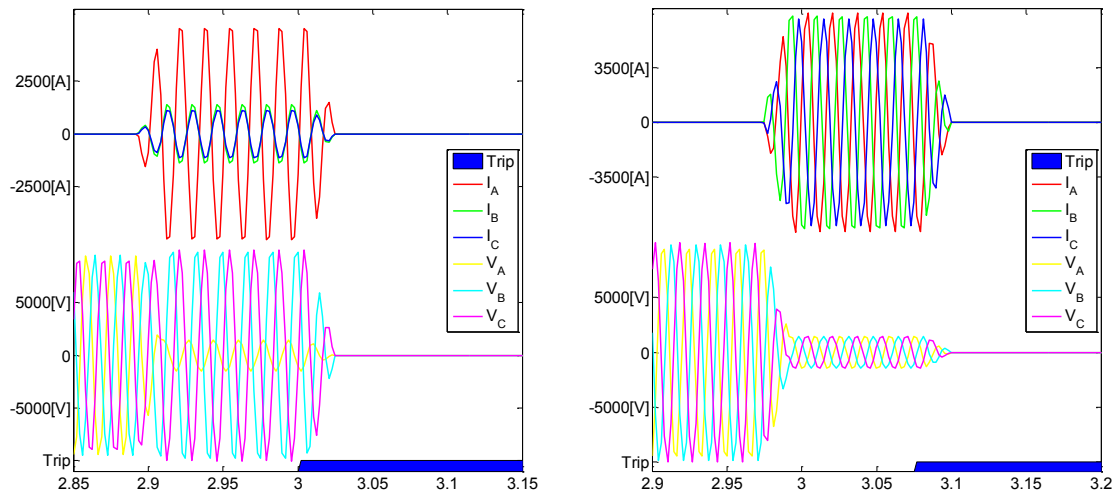
As tensões e correntes que circulam pelos equipamentos durante a falta podem ser vistas na Figura 5.8, na Figura 5.9, na Figura 5.10 e na Figura 5.11, assim como a atuação dos relés para as dadas faltas.

Figura 5.8: Atuação da proteção de sobrecorrente instantânea 2 para faltas A-T e ABC na barra 2



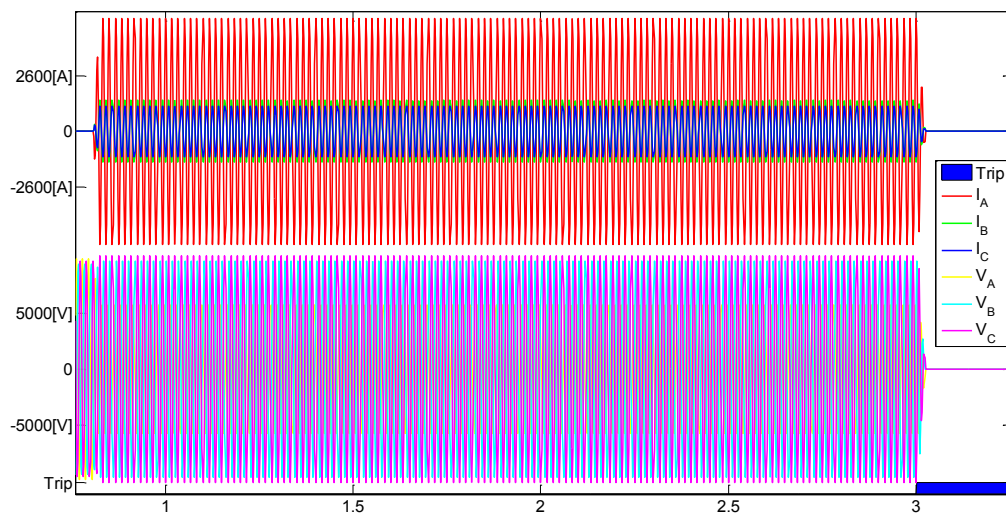
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.9: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 2 para faltas A-T e ABC na barra 2



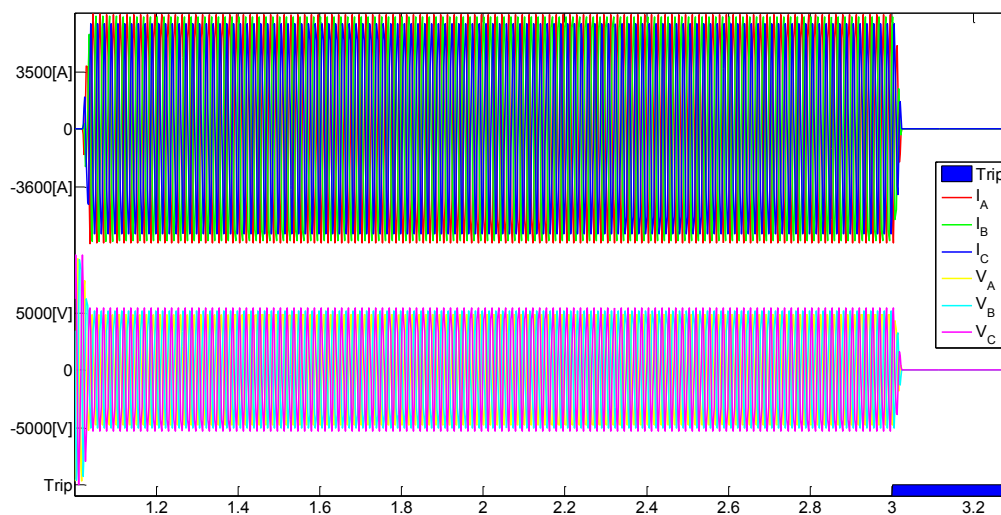
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.10: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas A-T na barra 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.11: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas ABC na barra 2



Fonte: Elaborada pelo autor

5.1.3 Proteção diferencial

As funções diferenciais de fase para transformadores e alimentadores também foram testadas, para faltas dentro e fora das respectivas zonas diferenciais (SEL, 2011; ZIMMERMAN; COSTELLO, 2013). Os elementos foram inseridos no sistema de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela 5.11.

Tabela 5.11: Ajustes para as proteções diferenciais

	Número	De	Para	Pickup (p.u.)	Raio (p.u.)	Ângulo (°)
Alimentador	1	3	7	0,5	2,0	150,0
	2	6	7	0,5	2,0	150,0
Transformador	1	1	2	0,5	2,0	150,0
	2	4	5	0,5	2,0	150,0

Fonte: Elaborada pelo autor

Foram consideradas faltas A-T e ABC em 50% do alimentador 2 (entre as barras 3 e 7), sendo os valores corrente obtidos nos dois terminais vistos na Tabela 5.12, enquanto a Tabela 5.13 apresenta os tempos de atuação da proteção

Tabela 5.12: Correntes nos terminais 1 e 2 da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2

	A-T		ABC	
I_{A1}	7,35	∠ -105,3	10,24	∠ -102,7
I_{B1}	0,29	∠ -89,5	10,22	∠ 134,2
I_{C1}	0,26	∠ -90,8	9,72	∠ 15,7
I_{A2}	5,24	∠ -104,0	7,93	∠ -99,7
I_{B2}	0,29	∠ 90,5	7,89	∠ 135,4
I_{C2}	0,26	∠ 89,2	7,35	∠ 18,4

Fonte: Elaborada pelo autor

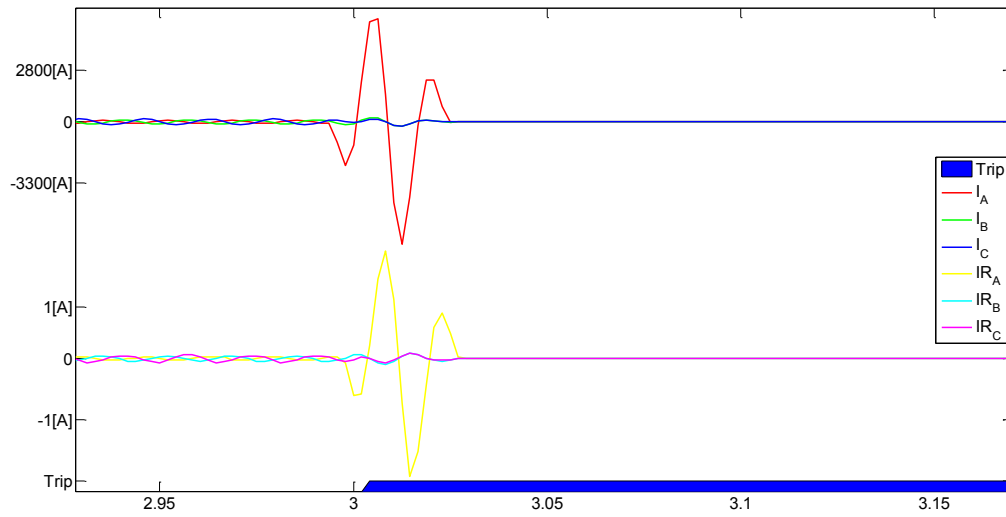
Tabela 5.13: Tempos de atuação da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2

Número	Falta	Terminal	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	1	13,3	14,6	19,7	0,0
		2	12,9	14,2	19,1	
	ABC	1	12,9	13,5	14,2	0,0
		2	12,6	13,9	14,4	

Fonte: Elaborada pelo autor

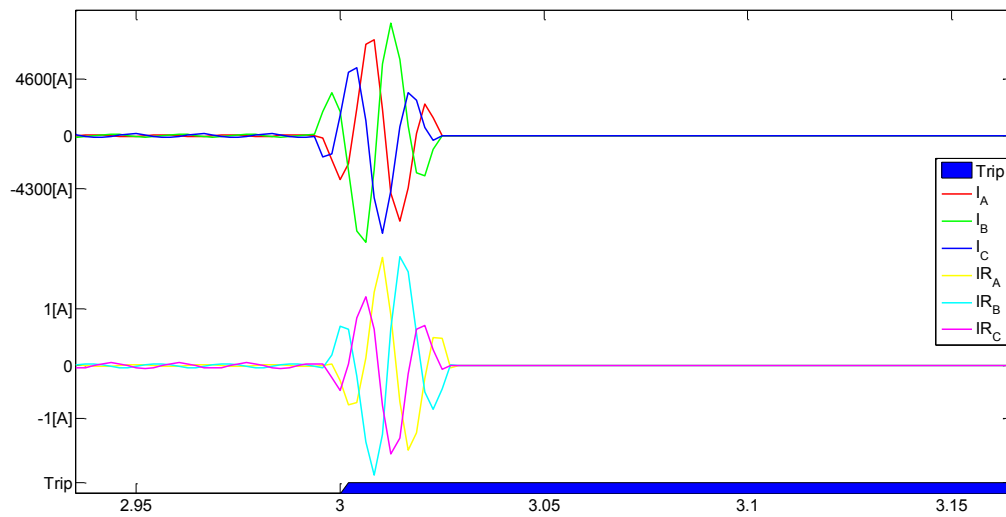
As curvas das correntes injetadas nos equipamentos localizados nos terminais do alimentador podem ser vistas na Figura 5.12 e na Figura 5.13, assim como os respectivos tempos de atuação da proteção.

Figura 5.12: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas A-T em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 5.13: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas ABC em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

5.2 ANÁLISE GRÁFICA DE SISTEMAS DESEQUILIBRADOS PELA FERRAMENTA PROPOSTA

Esta Seção visa realizar a simulação de faltas em diferentes sistemas teste desenvolvidos pelo IEEE e comumente utilizados em estudos de distribuição. Estes sistemas representam sistemas reais providos de características observadas nas redes que se deseja estudar, como a assimetria entre fases, trechos mono ou bifásicos e desequilíbrio na distribuição de cargas. São realizados testes com os sistemas IEEE 13, 34 e 123 barras (KERSTING, 2001).

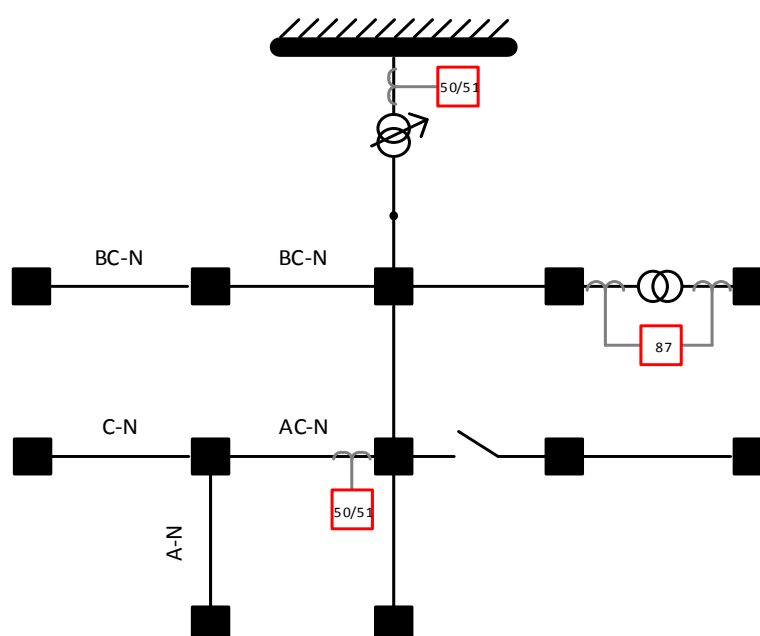
Os ajustes das proteções consideradas nesta Seção são realizados de maneira a garantir a atuação das mesmas quando na ocorrência de diferentes faltas, sem, no entanto, darem origem a qualquer tipo de atuação quando o sistema opera normalmente. Essas configurações são de uso apenas tutorial, de maneira a permitir a demonstração das funcionalidades da ferramenta, não correspondendo aos melhores ajustes possíveis.

Sabe-se que as proteções de distância e diferencial não são utilizadas comumente em sistemas de distribuição no dias atuais (alguns trabalhos sobre *smart-grids* indicam sua utilização). Elas foram utilizadas apenas para mostrar os resultados da aplicação em sistemas elétricos conhecidos e bastante difundidos na literatura.

5.2.1 IEEE 13 Barras

Este sistema opera com tensão de 4,16kV e é comumente utilizado no teste de ferramentas de análise. Ele é pequeno e muito carregado, sendo formado por uma única fonte de tensão (regulada) na subestação, linhas aéreas e subterrâneas, capacitores em derivação, um transformador e cargas desequilibradas. Um diagrama representando a topologia do sistema pode ser visto na Figura 5.14.

Figura 5.14: Sistema IEEE 13 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor

Foram alocadas nesse sistema diferentes proteções, permitindo a verificação da atuação de diferentes funções quando na ocorrência de faltas. Os locais de instalação das proteções e seus ajustes foram escolhidos de maneira a permitir testes na ferramenta, podendo não ser as melhores opções para se proteger o sistema.

A primeira proteção testada é uma diferencial de fase protegendo o transformador entre as barras 633 e 634. Os ajustes utilizados para essa proteção (Seção 2.2.4.3) podem ser vistos na Tabela 5.14, enquanto as correntes, calculadas para faltas aplicadas no secundário do transformador protegido, e os respectivos tempos de atuação fornecidos pela ferramenta podem ser vistos na Tabela 5.15.

Tabela 5.14: Ajustes da proteção diferencial de transformador

De	Para	Ângulo (°)	Pickup (p.u.)	Raio (p.u.)
633	634	150,00	0,5	2,0

Fonte: Elaborada pelo autor

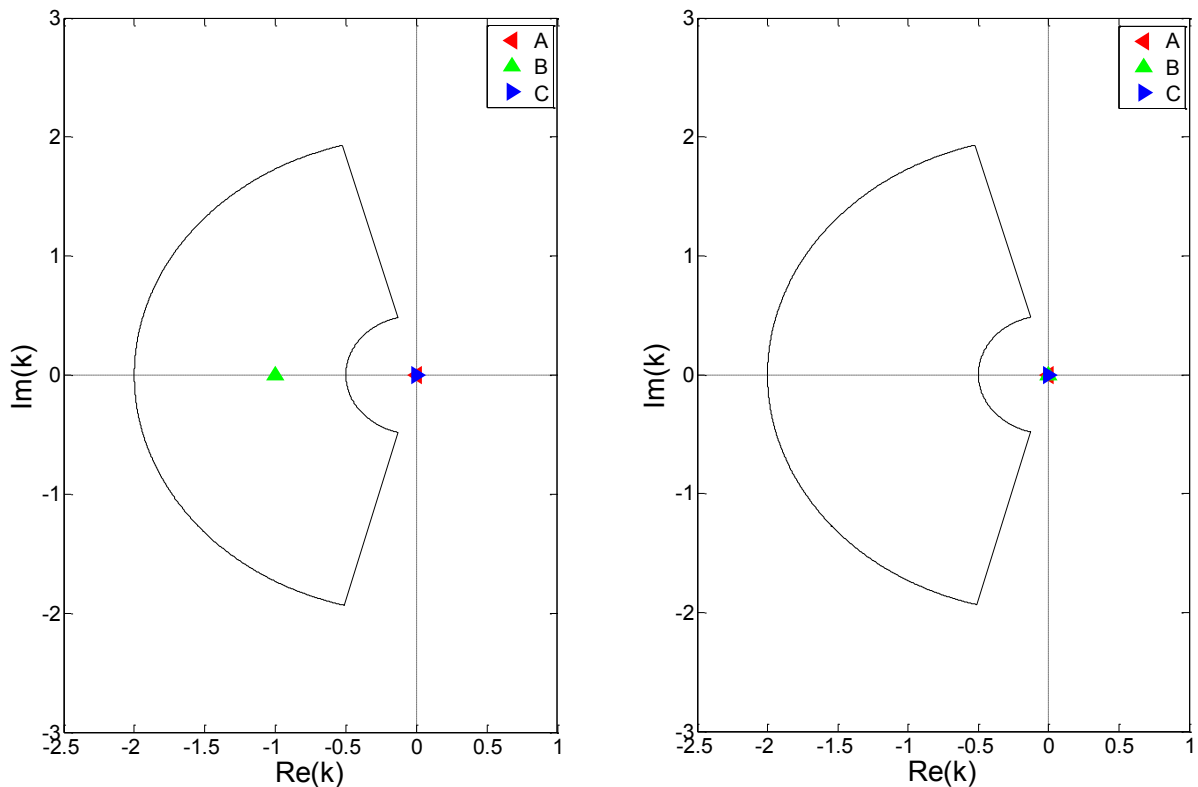
Tabela 5.15: Correntes e tempos de atuação da proteção diferencial de transformador

De	Para	Falta	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	T_{87} (s)
633	634	A-T	$1506,00 \angle -97,1$	$0,00 \angle 0,0$	$0,00 \angle 0,0$	0,000
			$0,00 \angle 0,0$	$0,00 \angle 0,0$	$0,00 \angle 0,0$	
		ABC	$1768,60 \angle -96,0$	$1454,50 \angle 142,5$	$1724,70 \angle 23,6$	0,000
			$0,00 \angle 0,0$	$0,00 \angle 0,0$	$0,00 \angle 0,0$	

Fonte: Elaborada pelo autor

O plano Alfa gerado a partir dos ajustes da Tabela 5.14 pode ser visto na Figura 5.15, assim como os valores para o fator k obtidos a partir das correntes da Tabela 5.15.

Figura 5.15: Plano Alfa para faltas A-T e ABC



Fonte: Elaborada pelo autor

Também são consideradas proteções de sobrecorrente instantânea (Seção 2.2.1) e temporizada inversa (Seção 2.2.2.1) em dois pontos distintos, cujos ajustes podem ser vistos na Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Ajustes das proteções de sobrecorrente

	De	Para	I_{50} (A)	I_{51} (A)	TMS (s)	Curva
Transform.	650	601	100,00	30,00	0,2	IEC
Aliment.	671	684	1000,00	200,00	0,2	Norm. Inversa

Fonte: Elaborada pelo autor

Considerando esses ajustes, a proteção alocada junto ao transformador é testada mediante a aplicação de faltas na barra 601, enquanto a proteção no alimentador é testada para faltas na barra 648. As correntes calculadas para essas situações, bem como os tempos de atuação associados, podem ser vistas na Tabela 5.17.

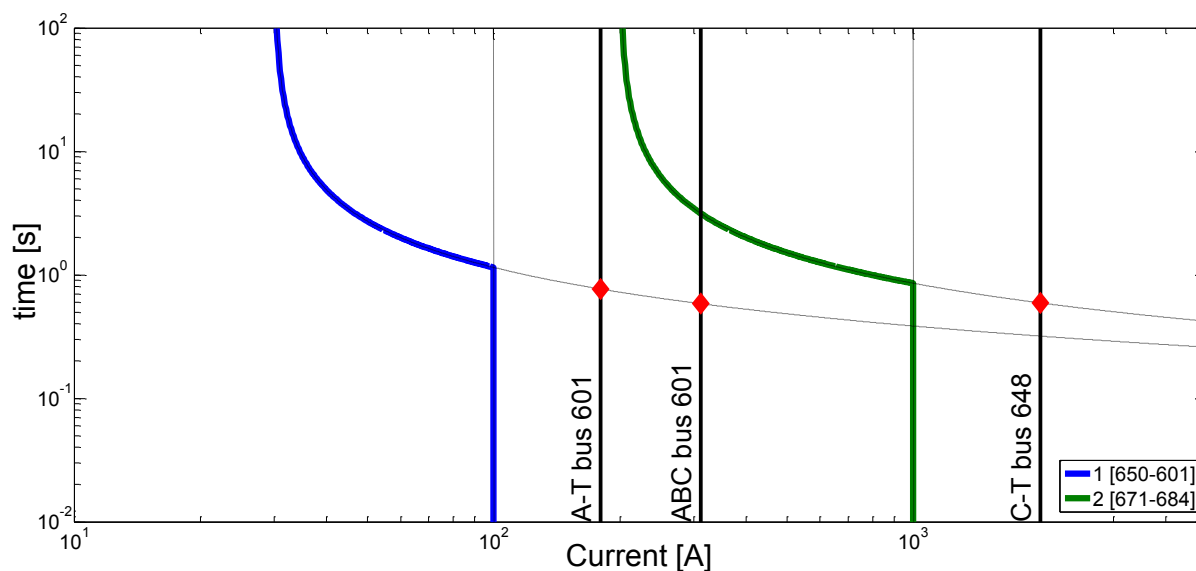
Tabela 5.17: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente

	De	Para	Falta	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	t_{50} (s)	t_{51} (s)
Transform.	650	601	A-T	179,80 \angle -112,9	0,90 \angle -0,5	179,40 \angle 67,4	0,000	0,768
			ABC	311,40 \angle -82,9	311,40 \angle 157,1	311,40 \angle 37,1	0,000	0,584
Aliment.	671	684	C-T	0,00 \angle 0,0	-	2006,60 \angle 18,2	0,000	0,593

Fonte: Elaborada pelo autor

O coordenograma resultante dos ajustes da Tabela 5.16 pode ser visto na Figura 5.16, com destaque para os pontos onde são detectadas faltas, conforme a Tabela 5.17.

Figura 5.16: Coordenograma das proteções entre 605 e 601 e entre 671 e 684

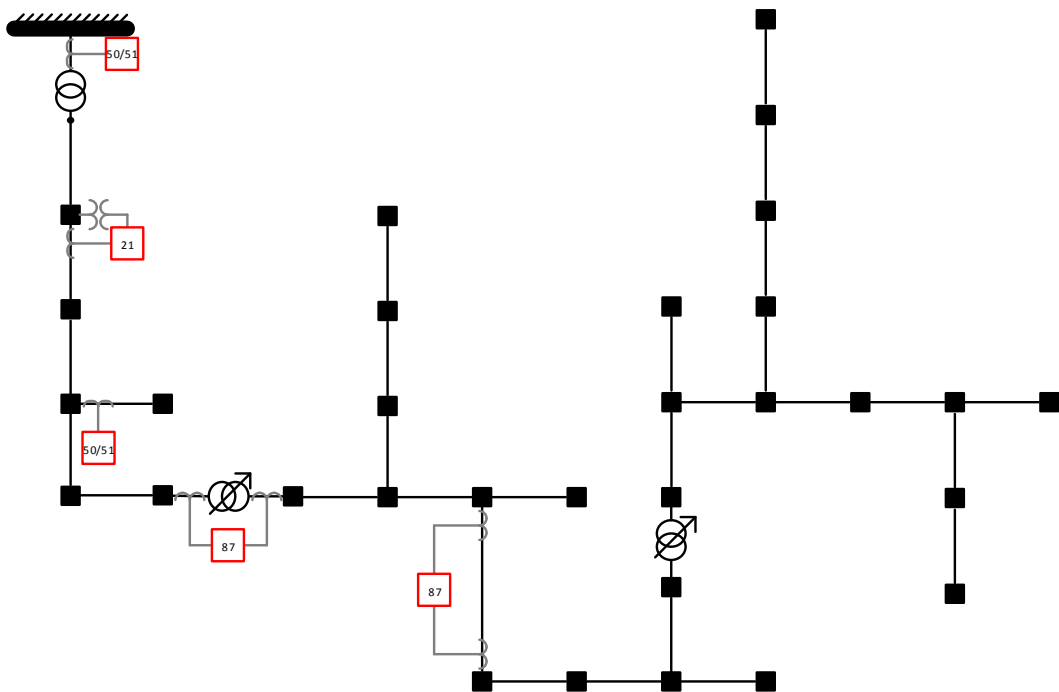


Fonte: Elaborada pelo autor

5.2.2 IEEE 34 Barras

O sistema IEEE 34 Barras representa um alimentador real localizado no Arizona, com tensão nominal de 24,9kV. Este sistema é longo e levemente carregado, contendo dois reguladores, um transformador, cargas desequilibradas e capacitores em derivação. Sua topologia pode ser vista na Figura 5.17.

Figura 5.17: Sistema IEEE 34 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor

Para este caso são alocadas proteções diferenciais de fase protegendo o transformador entre as barras 814 e 850 e o alimentador entre as barras 824 e 828. Os ajustes dessas proteções são vistos na Tabela 5.18.

Tabela 5.18: Ajustes da proteção diferencial de transformador

	De	Para	Ângulo (°)	Pickup (p.u.)	Raio (p.u.)
Transform.	814	850	150,00	0,5	2,0
Aliment.	824	828	150,00	0,5	2,0

Fonte: Elaborada pelo autor

As correntes calculadas e os tempos de atuação das proteções podem ser vistos na Tabela 5.19. Para o transformador são consideradas faltas no secundário, enquanto as faltas do alimentador se dão em 50% do mesmo.

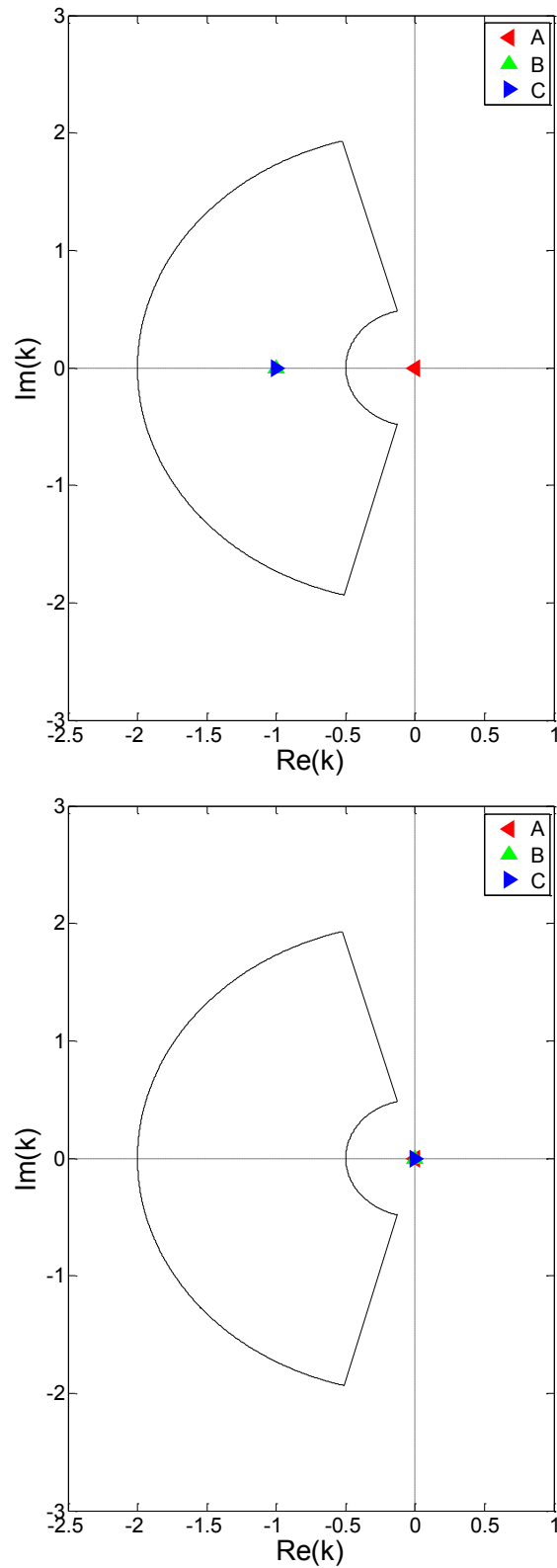
Tabela 5.19: Correntes e tempos de atuação das proteções diferenciais

	De	Para	Falta	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	t_{87} (s)
Transform.	814	850	B-T	23,20 ∠ 60,8	138,10 ∠ 140,6	22,30 ∠ 167,7	0,000
				23,20 ∠ -119,2	0,40 ∠ -95,5	22,30 ∠ -12,3	
			ABC	157,60 ∠ -99,5	160,20 ∠ 139,3	155,50 ∠ 19,2	0,000
				0,20 ∠ -18,6	0,20 ∠ -18,6	0,20 ∠ -18,5	
Aliment.	824	828	C-T	22,30 ∠ 47,4	23,10 ∠ -59,1	132,90 ∠ 22,1	0,000
				22,30 ∠ -132,6	23,10 ∠ 120,9	0,30 ∠ 144,3	
			ABC	152,70 ∠ -97,7	155,60 ∠ 141,0	150,60 ∠ 20,8	0,000
				0,20 ∠ -16,8	0,20 ∠ -16,8	0,20 ∠ -16,8	

Fonte: Elaborada pelo autor

O plano Alfa gerado a partir dos ajustes para o alimentador da Tabela 5.18 pode ser visto na Figura 5.18, assim como os valores para o fator k obtidos a partir das correntes da Tabela 5.19.

Figura 5.18: Plano Alfa para faltas C-T e ABC no alimentador entre 824 e 828



Fonte: Elaborada pelo autor

Nesse sistema também são alocadas proteções de sobrecorrente nos alimentadores entre as barras 800 e 802 (trifásico) e entre 808 e 810 (B-N). Os ajustes considerados podem ser vistos na Tabela 5.20.

Tabela 5.20: Ajustes das proteções de sobrecorrente

De	Para	I_{50} (A)	I_{51} (A)	TMS (s)	Curva
800	802	500,00	50,00	0,3	IEC
808	810	100,00	50,00	0,2	Norm. Inversa

Fonte: Elaborada pelo autor

As correntes calculadas para faltas na barra “Para” podem ser vistas na Tabela 5.21, assim como os tempos de atuação da proteção.

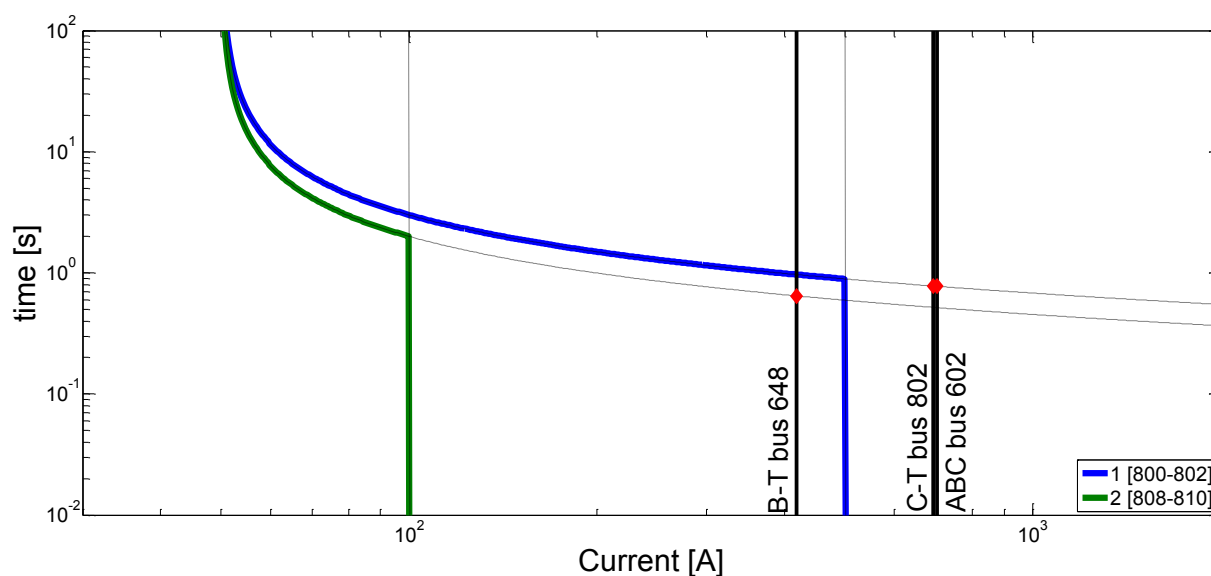
Tabela 5.21: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente

De	Para	Falta	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	t_{50} (s)	t_{51} (s)	
Transform.	800	C-T	21,10 \angle 51,9	21,90 \angle -63,7	693,00 \angle 8,7	0,000	0,778	
		ABC	702,40 \angle -111,4	703,20 \angle 128,4	701,00 \angle 8,5	0,000	0,774	
Aliment.	808	810	B-T	-	418,10 \angle 145,60	-	0,000	0,645

Fonte: Elaborada pelo autor

O coordenograma resultante dos ajustes da Tabela 5.20 pode ser visto na Figura 5.19, com destaque para os pontos onde são detectadas faltas, conforme a Tabela 5.21.

Figura 5.19: Coordenograma das proteções entre 800 e 802 e entre 808 e 810



Fonte: Elaborada pelo autor

Também é considerada a inserção de uma proteção de distância no alimentador entre as barras 802 e 806, cujos ajustes podem ser vistos na Tabela 5.22.

Tabela 5.22: Ajustes da proteção de distância

De	Para	Zona	%	R ¹ (Ω)	t (s)	Reversa
		1	80	0,15	0,000	-
		2	120	0,30	0,300	-
802	806	3	200	0,45	0,600	N
		4	50	0,15	0,400	S
		5	100	0,30	0,700	S

¹ Aplicável às zonas quadrilaterais.

Fonte: Elaborada pelo autor

Para testar essa função são simuladas faltas em 50% e 100% da linha, sendo as tensões e correntes calculadas mostradas na Tabela 5.23, onde os tempos de atuação mostrados se referem ao menor valor obtido para as diferentes funções de distância utilizadas (Mho e quadrilateral, de terra e fase).

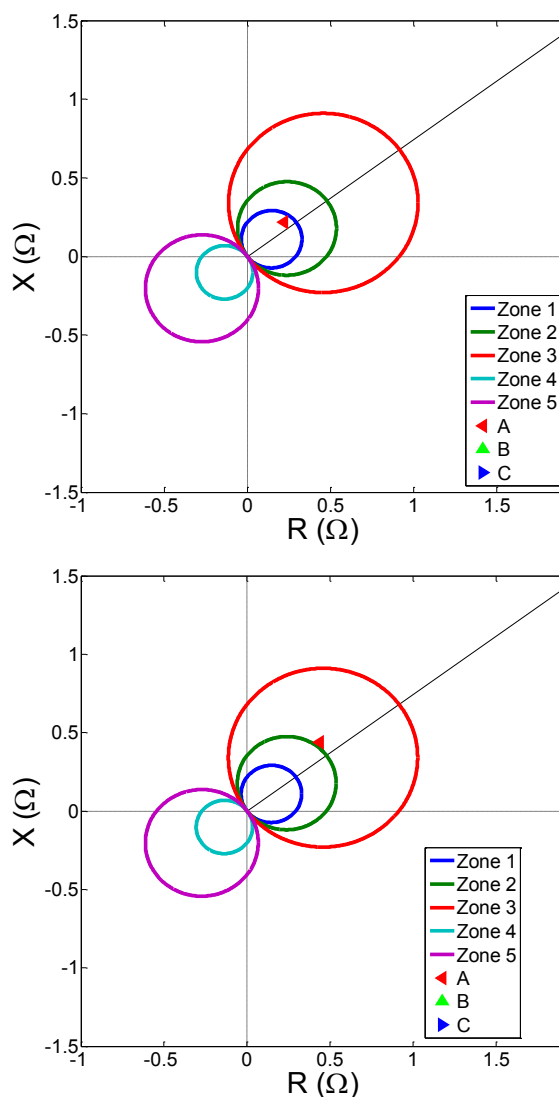
Tabela 5.23: Tensões, correntes e tempos de atuação da proteção de distância

De	Para	%	Falta	A	B	C	t ₂₁ (s)	
802	806	50	A-T	I (A)	684,80 ∠ -110,8	21,30 ∠ -68,3	22,00 ∠ 176,2	0,000
				V (V)	213,80 ∠ -65,7	14864,70 ∠ -151,3	14940,30 ∠ 90,1	
			ABC	I (A)	676,60 ∠ -110,3	21,30 ∠ -68,5	22,00 ∠ 176,3	0,000
				V (V)	422,60 ∠ -65,2	14865,70 ∠ -151,3	14939,40 ∠ 90,1	
		100	A-T	I (A)	696,90 ∠ -110,9	698,00 ∠ 128,9	695,10 ∠ 8,9	0,300
				V (V)	153,50 ∠ -73,7	150,20 ∠ 159,8	175,50 ∠ 49,9	
			ABC	I (A)	691,40 ∠ -110,4	692,80 ∠ 129,3	689,30 ∠ 9,3	0,300
				V (V)	315,60 ∠ -74,7	298,70 ∠ 162,9	335,30 ∠ 49,6	

Fonte: Elaborada pelo autor

As zonas Mho ground geradas a partir dos ajustes da Tabela 5.22 podem ser vistas na Figura 5.20, assim como a impedância aparente calculada a partir dos valores de tensão em corrente da Tabela 5.23 para faltas monofásicas em 50% e 100% do alimentador protegido.

Figura 5.20: Zonas Mho ground



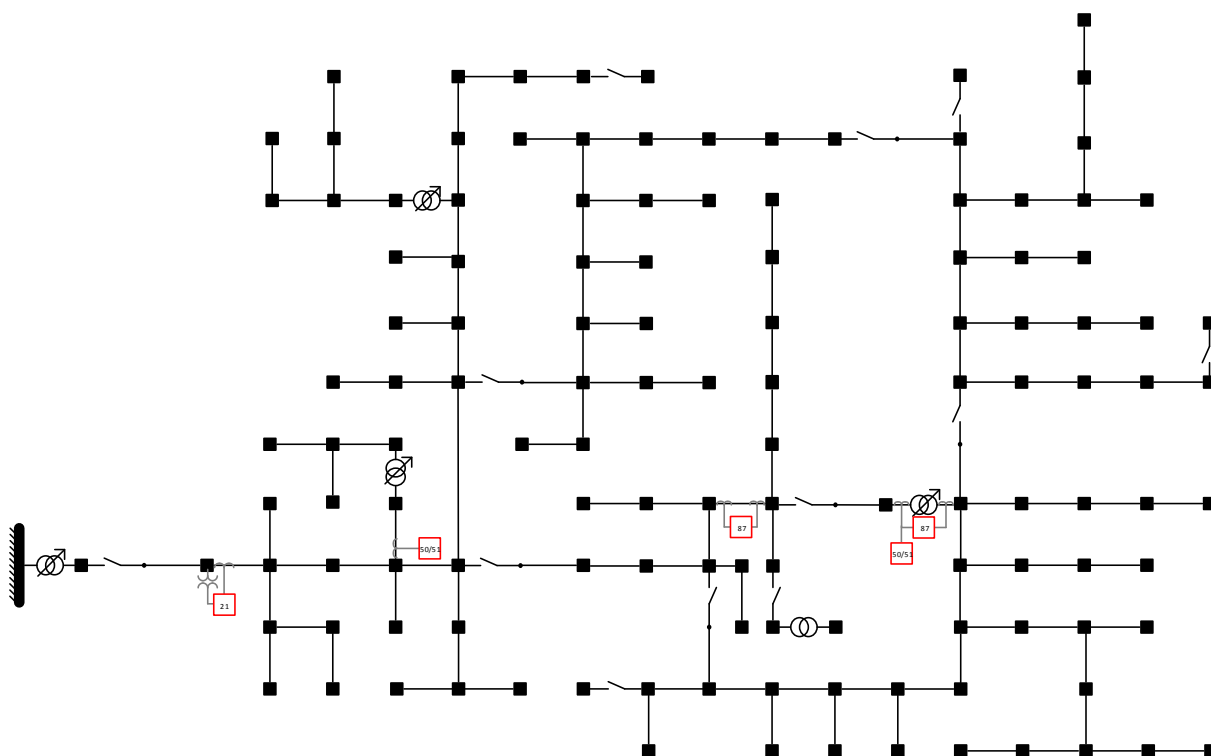
Fonte: Elaborada pelo autor

Para a falta em 100% do alimentador a impedância aparente calculada a partir dos dados da Tabela 5.23 representa um valor fora da segunda zona de proteção, embora a falta aconteça dentro dos limites da mesma. Isso acontece devido ao fato da representação ali realizada não considerar o fator de compensação de sequência negativa associado, o qual traz a impedância da falta para dentro dos limites da zona correta. Essa correção não é feita na impedância exibida graficamente porque os fatores de compensação são diferentes entre a primeira zona, as demais zonas diretas e as zonas reversas, de modo que a impedância considerada para cada uma delas acaba sendo diferente.

5.2.3 IEEE 123 Barras

O sistema IEEE 123 Barras (Figura 5.21) opera a 4.16kV e possui problemas relacionados a quedas de tensão, sendo provido de quatro reguladores de tensão. O sistema também contém alimentadores aéreos e subterrâneos, cargas desequilibradas, banco de capacitores em derivação e chaves.

Figura 5.21: Sistema IEEE 123 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor

Para este caso são inseridas proteções diferenciais protegendo o transformador entre as barras 160 e 67 e o alimentador entre as barras 57 e 60. Nos dois casos são adotados os mesmos ajustes da Tabela 5.18.

A fim de se testar a primeira proteção são aplicadas faltas no primário do transformador, enquanto para a segunda são consideradas faltas em 50% do alimentador. Os valores de corrente e tempo de atuação obtidos podem ser vistos na Tabela 5.24.

Tabela 5.24: Correntes e tempos de atuação das proteções diferenciais

	De	Para	Falta	IA (A)		IB (A)		IC (A)		t87 (s)
Transform.	160	67	A-T	1649,60	∠ -97,9	148,20	∠ -79,5	149,90	∠ -164,3	0,000
				2,00	∠ 32,0	148,20	∠ 100,5	149,90	∠ 15,7	
			ABC	3607,60	∠ -83,4	4953,30	∠ 142,0	3549,80	∠ 6,9	0,000
				37,80	∠ 109,1	37,80	∠ 109,1	37,90	∠ 109,1	
Aliment.	57	60	B-T	138,60	∠ 71,7	2774,80	∠ 138,8	135,20	∠ 165,1	0,000
				138,60	∠ -108,3	1,80	∠ -79,4	135,20	∠ -14,9	
			ABC	3792,40	∠ -100,5	4018,60	∠ 137,9	3812,30	∠ 15,7	0,000
				1,80	∠ -15,2	1,80	∠ -15,2	1,80	∠ -15,2	

Fonte: Elaborada pelo autor

As proteções de sobrecorrente são inseridas no primário do transformador entre as barras 160 e 67 (trifásico) e no alimentador entre as barras 8 e 9 (A-T). Os ajustes relacionados a essas proteções podem ser vistos na Tabela 5.25.

Tabela 5.25: Ajustes das proteções de sobrecorrente

	De	Para	I ₅₀ (A)	I ₅₁ (A)	TMS	Curva
Transform.	160	67	800,00	250,00	0,2	IEC
Aliment.	8	9	200,00	75,00	0,2	Norm. Inversa

Fonte: Elaborada pelo autor

As correntes obtidas para faltas na barra “Para” das proteções de sobrecorrente podem ser vistas na Tabela 5.26, assim como os tempos de atuação relacionados.

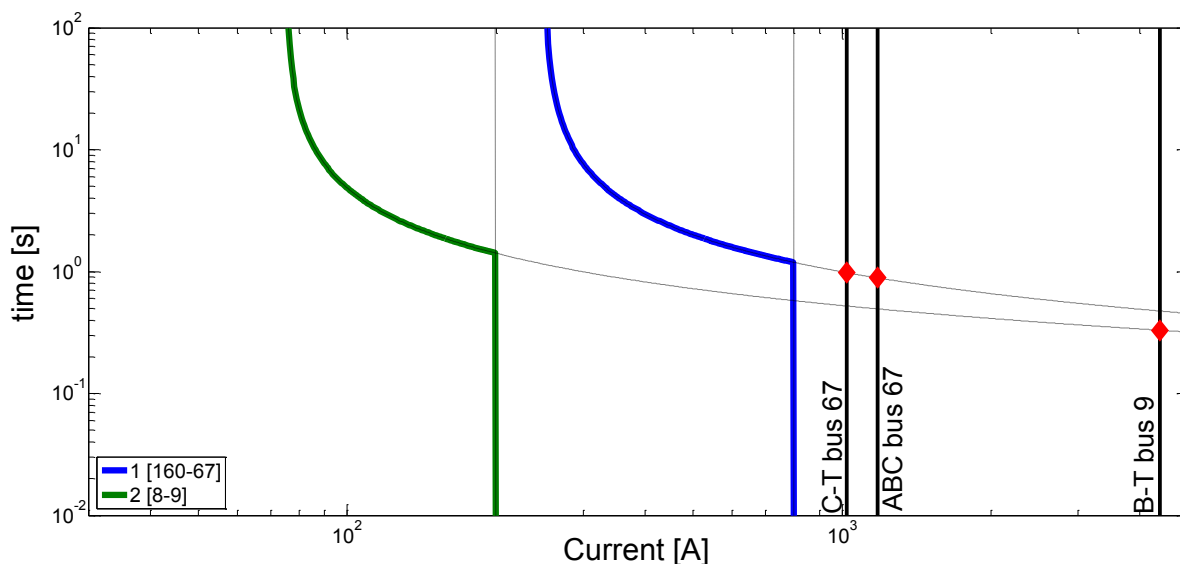
Tabela 5.26: Correntes e tempos de atuação da proteção de sobrecorrente

	De	Para	Falta	I _A (A)		I _B (A)		I _C (A)		t ₅₀ (s)	t ₅₁ (s)
Transform.	160	67	C-T	121,10	∠ 51,8	126,70	∠ -55,7	1021,70	∠ 12,2	0,000	0,981
			ABC	1159,40	∠ -108,8	1181,30	∠ 130,9	1163,30	∠ 10,1	0,000	0,888
Aliment.	8	9	A-T	4394,60	∠ -102,0	-		-		0,000	0,330

Fonte: Elaborada pelo autor

O coordenograma resultante dos ajustes da Tabela 5.25 pode ser visto na Figura 5.22, com destaque para os pontos onde são detectadas faltas, conforme a Tabela 5.26.

Figura 5.22: Coordenograma das proteções entre 160 e 67 e entre 8 e 9



Fonte: Elaborada pelo autor

Nesse sistema é também inserida uma proteção de distância no alimentador entre as barras 149 e 1, utilizando os mesmos ajustes percentuais, de alcance e temporais mostrados na Tabela 5.22.

São então aplicadas faltas em 50% e 100% da linha protegida, sendo os resultados obtidos mostrados na Tabela 5.27.

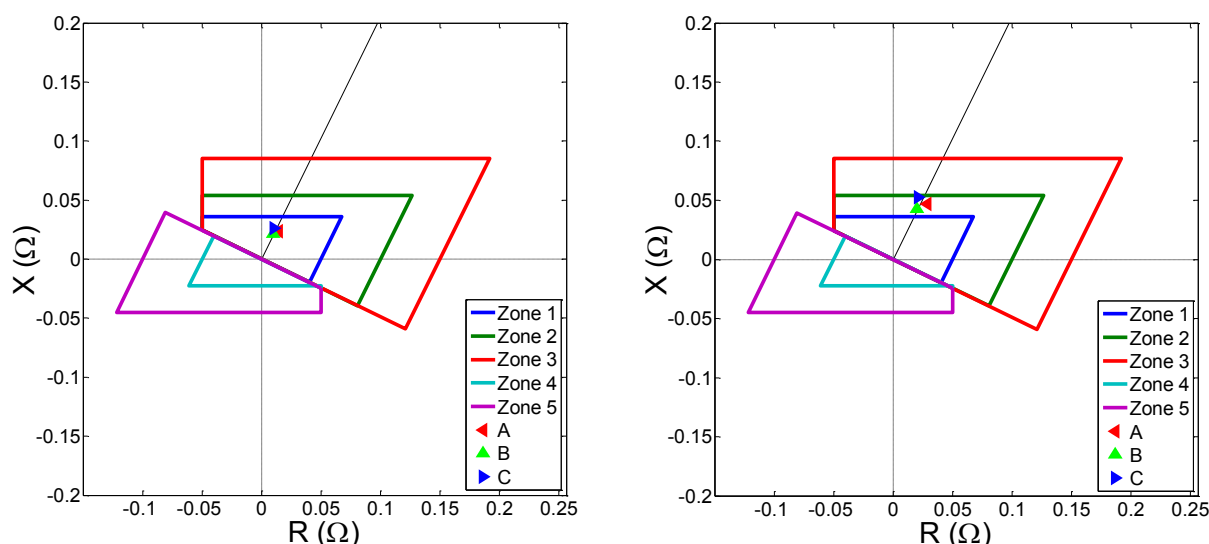
Tabela 5.27: Tensões, correntes e tempos de atuação da proteção de distância

De	Para	%	Falta	A	B	C	t_{21} (s)	
149	1	50	B-T	I (A)	122,50 ∠ 62,1	7477,70 ∠ 129,4	118,10 ∠ 174,3	0,000
				V (V)	2435,80 ∠ -30,1	327,50 ∠ -164,7	2433,90 ∠ 89,8	
			ABC	I (A)	7892,20 ∠ -110,7	7961,20 ∠ 128,5	7837,20 ∠ 8,4	0,000
				V (V)	217,00 ∠ -52,1	188,80 ∠ -166,6	221,20 ∠ 76,8	
		100	B-T	I (A)	126,10 ∠ 64,1	6600,90 ∠ 131,2	120,30 ∠ 172,2	0,300
				V (V)	2436,90 ∠ -30,0	579,20 ∠ -163,0	2434,20 ∠ 89,8	
ABC	I (A)		7280,90 ∠ -108,9	7402,30 ∠ 129,7	7191,40 ∠ 9,5	0,300		
	V (V)		399,90 ∠ -50,4	351,00 ∠ -165,4	405,80 ∠ 77,9			

Fonte: Elaborada pelo autor

As zonas quadrilaterais de fase geradas a partir dos ajustes da Tabela 5.22 podem ser vistas na Figura 5.23, assim como a impedância aparente calculada a partir dos valores de tensão em corrente da Tabela 5.27 para faltas trifásicas em 50% e 100% do alimentador protegido.

Figura 5.23: Zonas quadrilaterais de fase



Fonte: Elaborada pelo autor

Os testes realizados ao longo da Seção 5.2 possibilitaram a realização de testes das funções de proteção implementadas na ferramenta durante a ocorrência de diferentes faltas e em diferentes sistemas teste, ocorrendo a atuação da proteção de maneira adequada. Os tempos de atuação obtidos condizem com os valores teóricos calculados para os diferentes cenários e para as funções de sobrecorrente, diferenciais e de distância.

5.3 DIMENSIONAMENTO E AJUSTE ÓTIMO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Nesta seção são apresentados os resultados referentes à utilização da ferramenta para o cálculo dos ajustes ótimos das proteções de sobrecorrente e distância, além do cálculo das relações de transformação de TCs e TPs. Para esse fim serão considerados o sistema teste de 9 barras e o sistema IEEE 34.

5.3.1 Ajuste das proteções de sobrecorrente

O ajuste da proteção de sobrecorrente é realizado através do método proposto na Seção 3.2. Esse método considera os diferentes ajustes que podem ser escolhidos através da interface

gráfica e é capaz de fornecer uma solução com tempo mínimo de atuação para diversos cenários e com coordenação da proteção.

Nas simulações realizadas o número de gerações é dado pela Equação (32), enquanto as taxas de cruzamento e de mutação, obtidas por meio de testes considerando diferentes sistemas e combinações de parâmetros, se encontram dentro dos limites descritos na literatura (Seção 3.2.2.5). São consideradas faltas monofásicas (mais comuns) e trifásicas (geralmente mais danosas) para o cálculo das relações de coordenação.

Os ajustes utilizados pelo algoritmo genético durante múltiplas execuções para a coordenação das proteções alocadas no sistema tutorial de 9 barras e no sistema IEEE 34 barras podem ser vistos na Tabela 5.28.

Tabela 5.28: Parâmetros das simulações

	9 Barras	34 Barras
Proteções	6	9
Tempo coordenação	300ms	200ms
Indivíduos	100	100
Gerações	104	208
Taxa <i>Crossover</i>	80%	80%
Taxa mutação	3%	3%
Faltas ¹	A-T	A-T
	B-T	B-T
	C-T	C-T
	ABC	ABC
Número de execuções	500	100

¹ Quando existirem as fases necessárias.

Fonte: Elaborada pelo autor

Para essas simulações os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 5.29, considerando que para o primeiro caso foram ajustadas as proteções de sobrecorrente de fase instantâneas, temporizadas inversas e temporizadas de tempo definido. Para o segundo caso foram ajustadas as proteções de sobrecorrente de fase e neutro, instantâneas e temporizadas inversas.

Tabela 5.29: Soluções obtidas pelo Algoritmo Genético

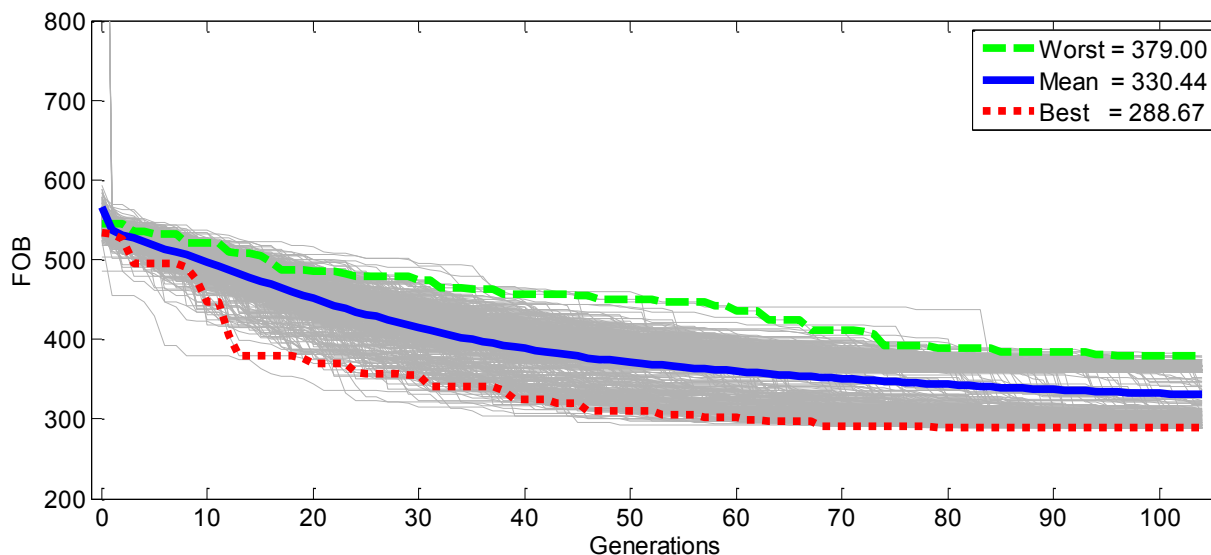
	Mínima	Máxima	Coordena	Média	t (mm:ss)	dt%		
	FOB	FOB		FOB		< 10%	< 20%	< 30%
9 Barras	288,67	379,00	S	330,44	4:45	232	253	497
34 Barras	4777,56	4859,83	S	4818,05	48:17	100	100	100

Fonte: Elaborada pelo autor

Onde as três últimas colunas da Tabela 5.29 representam o número de soluções cujo valor da função objetivo é até 10%, 20% e 30% maior do que a melhor solução encontrada. Tais intervalos são destacados porque o número de gerações é definido de modo a permitir apenas a coordenação da proteção, não garantindo a convergência das soluções.

A Figura 5.24 apresenta a evolução da função objetivo dos indivíduos testados ao longo das 104 gerações para as 500 simulações realizadas para o caso 9 barras, onde são destacadas as evoluções, ao longo do processo de otimização, das soluções com melhor e pior resultados finais, bem como o valor médio das soluções a cada geração.

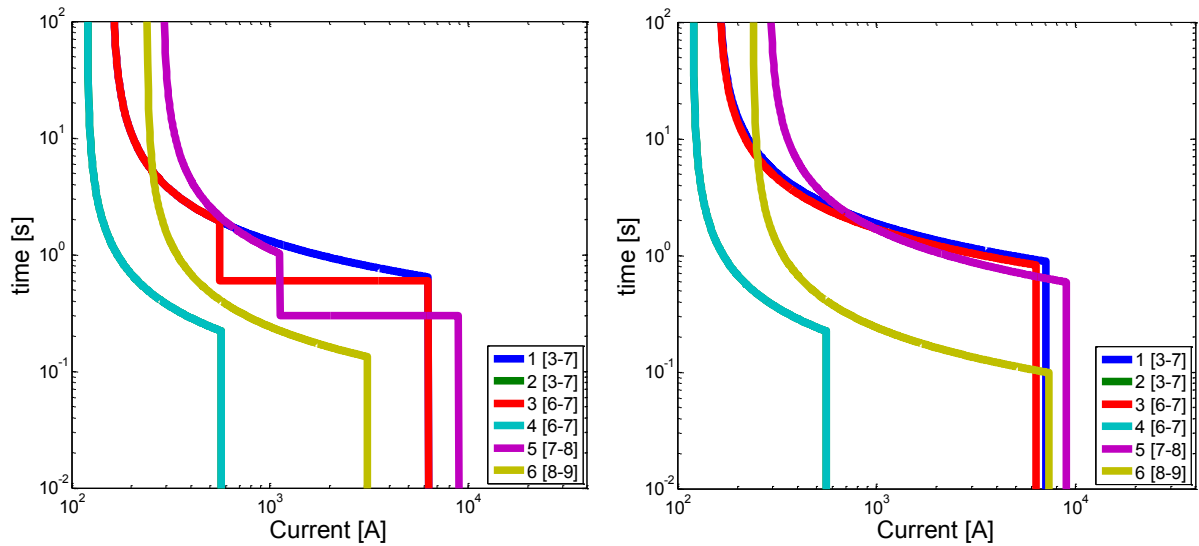
Figura 5.24: Evolução das soluções para o sistema 9 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor

O coordenograma traçado a partir do melhor caso para a proteção do sistema 9 barras pode ser visto na Figura 5.25, assim como o obtido para a pior solução. Em ambos os casos, embora pareça não haver coordenação das proteções 1 e 3 com as demais, a existência de duas fontes explica o fato de as correntes de ajuste da função 51 serem inferiores para proteções a montante.

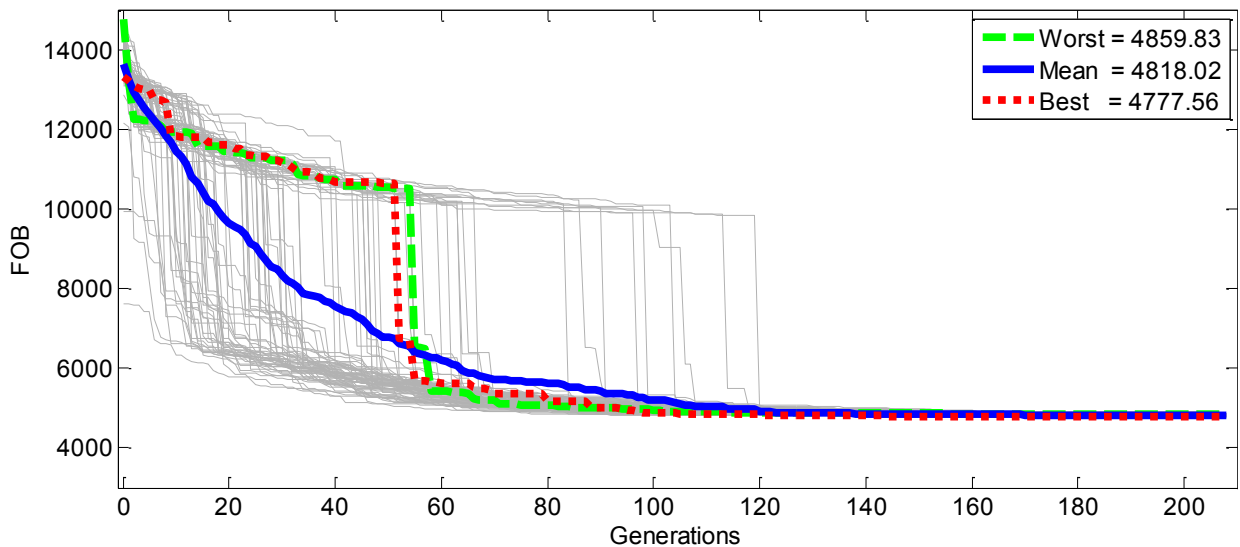
Figura 5.25: Coordenogramas referentes aos melhores e aos piores ajustes para o sistema 9 barras



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 5.26 apresenta a evolução da função objetivo dos indivíduos testados ao longo das 208 gerações para as 100 simulações realizadas para o caso 34 barras.

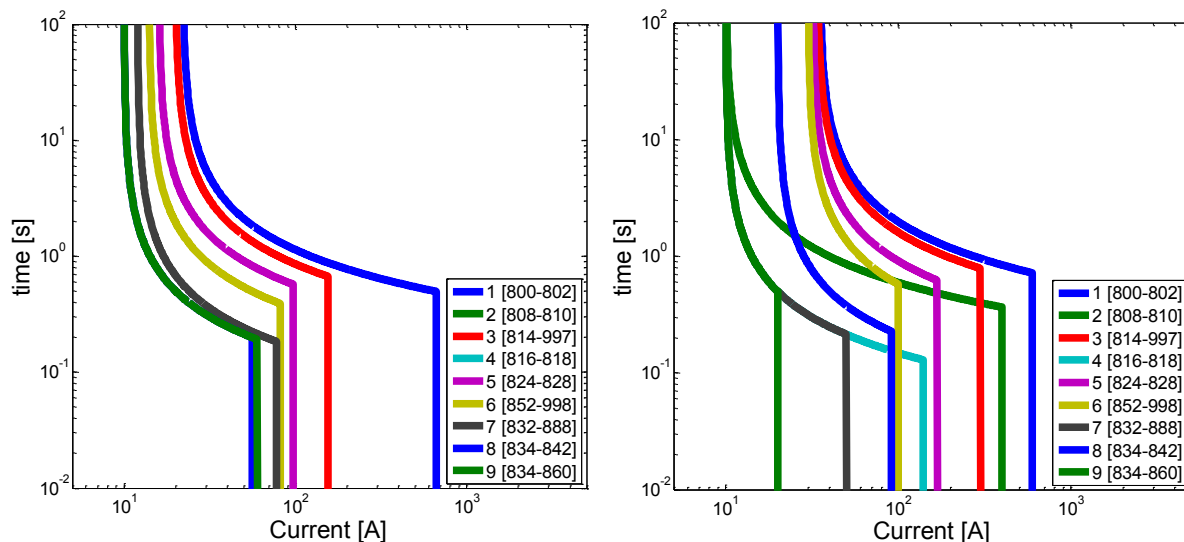
Figura 5.26: Evolução das soluções para o sistema 34 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor

O coordenograma traçado para a proteção de neutro do sistema IEEE 34 barras a partir do melhor caso pode ser visto na Figura 5.27, juntamente com o coordenograma gerado a partir da pior solução para a proteção de fase.

Figura 5.27: Coordenogramas referentes aos melhores ajustes para a proteção de neutro e os piores para a proteção de fase do sistema 34 barras



Fonte: Elaborada pelo autor

5.3.2 Definição das zonas de distância

O ajuste da proteção de distância é feito através do cálculo dos percentuais de cada alimentador a ser protegido, bem como das linhas vizinhas, conforme apresentado na Seção 3.3. O método se baseia nos ajustes definidos pelo usuário e atualiza os valores de ajuste da proteção para cada alimentador.

Nas simulações realizadas são considerados o sistema tutorial de 9 barras e o sistema IEEE 123 barras, para os quais são calculados os ajustes. Esse ajuste é realizado utilizando os valores médios para as impedâncias próprias e mútuas, conforme as Equações (34) e (35).

Os diferentes valores de percentual, temporização e direção das proteções alocadas no sistema de 9 barras e utilizados na simulação podem ser vistos na Tabela 5.30.

Tabela 5.30: Ajustes para a parametrização automatizada no sistema 9 barras

De	Para	Zona	%	R (Ω)	t (s)	Reversa
		1	80	0,15	0,000	-
		2	120	0,30	0,300	-
3	7	3	200	0,45	0,600	N
		4	50	0,15	0,400	S
		5	200	0,30	0,700	S
		1	80	0,15	0,000	-
		2	120	0,30	0,300	-
7	8	3	200	0,45	0,600	N
		4	50	0,15	0,400	S
		5	200	0,30	0,700	S

Fonte: Elaborada pelo autor

A partir desses ajustes são calculados os valores de impedância referentes aos mesmos, os quais são atualizados nas proteções. Os ajustes das proteções de distância Mho e quadrilaterais de fase (em valores de primário) obtidos podem ser vistos na Tabela 5.31.

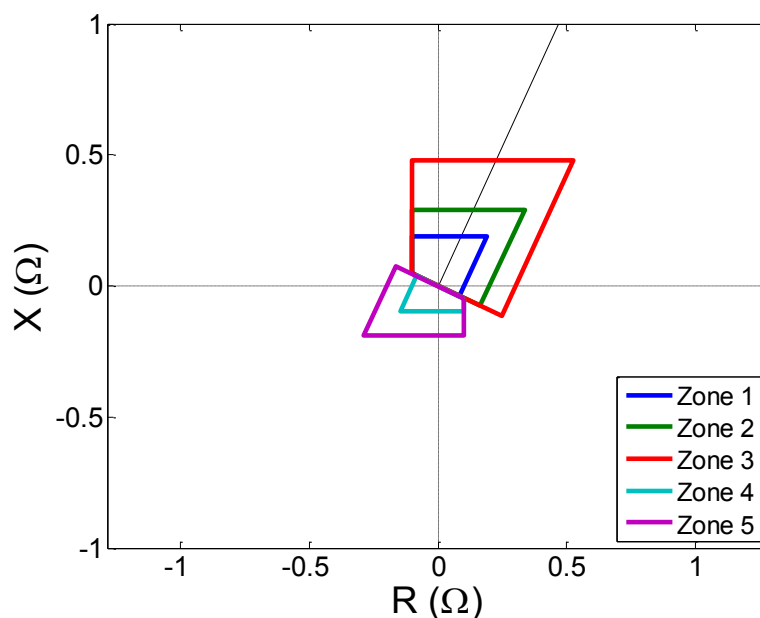
Tabela 5.31: Ajustes da proteção de distância no sistema 9 barras

De	Para	Zona	Z1ANG ($^{\circ}$)	Mho	Quad	
				Alcance (Ω)	R (Ω)	X (Ω)
		1		0,210	0,150	0,210
		2		0,320	0,300	0,320
3	7	3	65,0	0,530	0,450	0,530
		4		0,105	0,150	0,105
		5		0,210	0,300	0,210
		1		0,170	0,150	0,170
		2		0,250	0,300	0,250
7	8	3	64,4	0,420	0,450	0,420
		4		0,105	0,150	0,105
		5		0,210	0,300	0,210

Fonte: Elaborada pelo autor

As curvas referentes às cinco zonas quadrilaterais e geradas a partir dos ajustes calculados pela ferramenta para a proteção entre as barras 3 e 7 podem ser vistas na Figura 5.28.

Figura 5.28: Zonas quadrilaterais da proteção do alimentador 3-7



Fonte: Elaborada pelo autor

Para o sistema IEEE 123 barras são alocadas proteções de distância no alimentador entre as barras 13 e 18, utilizando os mesmos ajustes da Tabela 5.30. Os ajustes para as proteções Mho e quadrilaterais obtidos podem ser vistos na Tabela 5.32.

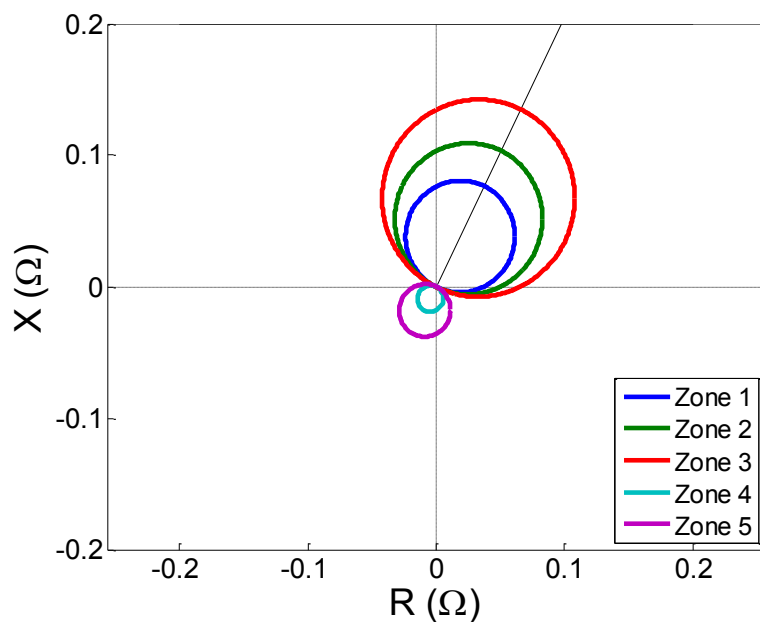
Tabela 5.32: Ajustes da proteção de distância no sistema IEEE 123 barras

De	Para	Zona	Z1ANG (°)	Mho	Quad	
				Alcance (Ω)	R (Ω)	X (Ω)
13	18	1		0,085	0,030	0,085
		2		0,115	0,060	0,115
		3	64,0	0,150	0,090	0,150
		4		0,020	0,030	0,020
		5		0,040	0,060	0,040

Fonte: Elaborada pelo autor

As curvas referentes às cinco zonas Mho geradas a partir dos ajustes obtidos podem ser vistas na Figura 5.29.

Figura 5.29: Zonas quadrilaterais da proteção do alimentador 13-18



Fonte: Elaborada pelo autor

5.3.3 Cálculo das relações de transformação

O dimensionamento dos transformadores de potencial e corrente é realizado a partir das grandezas elétricas obtidas para diferentes faltas, conforme apresentado na Seção 3.4. Para tanto ele simula os tipos de faltas definidos pelo usuário e ajusta as relações de transformação que melhor se adequam.

Nas simulações de ajuste das relações de transformação são considerados o sistema teste 9 barras e o sistema IEEE 13, sendo para tanto consideradas faltas monofásicas e trifásicas. Em ambos os casos são consideradas proteções diferenciais e de distância, conforme a Tabela 5.33.

Tabela 5.33: Equipamentos e Proteções

	Faltas ¹	Equipamento	De	Para	Proteção
9 Barras	A-T	Transformador	1	2	87
	B-T				
	C-T ABC	Alimentador	3	7	21
13 Barras	A-T	Transformador	650	601	87
	B-T				
	C-T ABC	Alimentador	601	632	21

¹ Quando existirem as fases necessárias.

Fonte: Elaborada pelo autor

As relações de transformação de potencial e corrente obtidas através da ferramenta podem ser vistas na Tabela 5.34.

Tabela 5.34: Relações de transformação obtidas

	Equipamento	De	Para	RTC	RTP
9 Barras	Transformador	1	2	75:5 800:5	-
	Alimentador	3	7	400:5	8050:115
13 Barras	Transformador	650	601	20:5 500:5	-
	Alimentador	601	632	400:5	3450:115

Fonte: Elaborada pelo autor

6 CONCLUSÕES

A existência de desequilíbrios nos sistemas de distribuição por si só já traz desafios à proteção, mas a adoção cada vez maior de topologias malhadas e gerações distribuídas nos mesmos tende a piorar ainda mais este cenário. Sistemas contendo tais características podem ser analisados através de ferramentas concebidas para sistemas equilibrados, mas os resultados obtidos podem não representar o comportamento real da proteção quando na ocorrência de diferentes faltas, comprometendo a atuação de uma proteção ajustada com o auxílio dessas ferramentas.

Nesse sentido, uma ferramenta trifásica para síntese e análise da proteção de sistemas elétricos pode contribuir de maneira significativa nos esforços de se ajustar a proteção nesse tipo de sistema. Por obter correntes e tensões para as três fases e analisar a proteção para cada uma delas de maneira independente, a ferramenta é capaz de obter resultados mais próximos daqueles obtidos por alternativas monofásicas, permitindo a obtenção de melhores resultados para a proteção desse tipo de sistema.

A comparação com os resultados obtidos por IEDs reais na Seção 5.1 valida os resultados obtidos pela ferramenta, garantindo que ela forneça tempos de atuação confiáveis. Nos testes realizados as diferenças encontradas se devem ao fato dos tempos obtidos pela ferramenta se referirem unicamente ao tempo de atuação, enquanto os tempos obtidos pelos relés SEL-411L também contemplam tempos de detecção da falta e de acionamento da saída, sendo a diferença menor em acionamentos com maior temporização.

Como visto na Seção 5.2, a ferramenta permite a simulação de circuitos com diferentes números de barras de maneira adequada, sendo também capaz de lidar com proteções e tipos de circuitos distintos corretamente. Assim, podem ser testados sistemas reais de subtransmissão e distribuição, e a partir destes serem obtidos conjuntos de ajustes cujo desempenho se aproxima bastante da realidade.

O módulo de parametrização e dimensionamento automatizados facilita a definição dos ajustes adequados para a correta proteção do sistema, incluindo aí a garantia da correta coordenação dos dispositivos para diferentes faltas. Dessa forma, podem ser encontradas configurações otimizadas para diferentes sistemas em estudo e números de proteções associadas através das rotinas implementadas.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

A utilização da ferramenta desenvolvida na definição dos ajustes das proteções de sobrecorrente, distância e diferenciais permite a obtenção de resultados de boa qualidade, capazes de melhorarem a forma como é feita a proteção do sistema em análise. A proteção desses sistemas, no entanto, não deve se limitar às funções analisadas, podendo serem utilizadas também proteções de sub e sobretensão ou direcional de potência, além de fusíveis.

Trabalhos futuros relacionados ao tema podem então considerar funções adicionais de proteção, capazes de complementar as já contempladas pela ferramenta, tornando os resultados obtidos ainda mais completos. Além disso, a coordenação poderia ser realizada de maneira a contemplar as diferentes funções, garantindo a atuação conjunta das mesmas e assim uma atuação ainda mais precisa dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

ALEXANDER, George. *Application Guide AG2015-09 - Applying Directional and Torque Control to Overcurrent Elements in SEL-351 Series Relays*. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories., 2015

ALSTOM (FIRM). **Network protection & automation guide: protective relays, measurement & control**. [Great Britain]: Alstom Grid, 2011. .978-0-9568678-0-3.

AMARAL, Marcelo Batista. **Modelagem Estática de Carga por Meio de Medição Direta: Proposição de uma Metodologia Sistematizada, seus Impactos e Benefícios**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/ppee/files/2008/12/211036.pdf>>. Acesso em: 28 abr. 2014.

ANEEL. PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. , 2016, Seção Módulo 1 - Introdução (Revisão 9) . Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 12 ago. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6855. . Transformadores de potencial indutivos. , 2009 .

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. NBR 6856. . Transformador de corrente - Especificação e ensaios. , 2015 .

BEDEKAR, P.P.; Bhide, S.R.; KALE, V.S. Coordination of overcurrent relays in distribution system using linear programming technique. In: 2009 INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, AUTOMATION, COMMUNICATION AND ENERGY CONSERVATION, 2009. INCACEC 2009, jun. 2009, [S.l: s.n.], jun. 2009. p.1–4.

BENNER, C.L.; RUSSELL, B.D.; SUNDARAM, A. Feeder Interruptions Caused by Recurring Faults on Distribution Feeders: Faults You Don't Know About. In: PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2008 61ST ANNUAL CONFERENCE FOR, abr. 2008, [S.l: s.n.], abr. 2008. p.584–590.

CARVALHO FILHO, Márcio De. **Uma metodologia para análise de falhas em sistemas elétricos multifásicos**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014. Disponível em: <http://www.ufjf.br/ppee/files/2015/02/Dissertação_Marcio_Final_13102014.pdf>.

CELLI, G. *et al.* Meshed vs. radial MV distribution network in presence of large amount of DG. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2004. IEEE PES, out. 2004, [S.l: s.n.], out. 2004. p.709–714 vol.2.

CHABANLOO, R. M. *et al.* A new genetic algorithm method for optimal coordination of overcurrent and distance relays considering various characteristics for overcurrent relays. In: POWER AND ENERGY CONFERENCE, 2008. PECON 2008. IEEE 2ND INTERNATIONAL, dez. 2008, [S.l: s.n.], dez. 2008. p.569–573.

CHABANLOO, R. Mohammadi *et al.* Optimal Combined Overcurrent and Distance Relays Coordination Incorporating Intelligent Overcurrent Relays Characteristic Selection. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 26, n. 3, p. 1381–1391, jul. 2011.

COKER, M. L.; KGASOANE, H. Load modeling. In: 1999 IEEE AFRICON, 1999, [S.l: s.n.], 1999. p.663–668 vol.2.

COMASSETTO, L. *et al.* Software for Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 23, n. 4, p. 2241–2246, out. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. ND-3.1. . Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas. , 2014 . Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20Técnicas/nd3_1_000001p.pdf>.

DONGMEI, Zhao; PEI, Wang; XU, Zhang. Reactive power optimization by genetic algorithm integrated with reduced gradient method. In: 2014 IEEE WORKSHOP ON ADVANCED RESEARCH AND TECHNOLOGY IN INDUSTRY APPLICATIONS (WARTIA), set. 2014, [S.l: s.n.], set. 2014. p.838–841.

FENTIE, Donald. Understanding the Dynamic Mho Distance Characteristic. In: 42ND ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 2015, [S.l: s.n.], 2015. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6719_UnderstandingDynamic_DF_20160210_Web.pdf?v=20160407-094129>.

GHOOGARE, J. M.; BAPAT, V. N. Field based case studies on optimal coordination of overcurrent relays using Genetic Algorithm. In: 2015 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL, COMPUTER AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES (ICECCT), mar. 2015, [S.l: s.n.], mar. 2015. p.1–7.

GOLDBERG, David E. **Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning.** Reading, Mass: Addison-Wesley Pub. Co, 1989. 412 p. .978-0-201-15767-3.

GÖNEN, Turan. **Electric Power Distribution Engineering.** Third edition ed. Boca Raton: Taylor & Francis, 2014. 1035 p. .978-1-4822-0700-2.

Graphviz - Graph Visualization Software. Bedminster NJ: AT&T Research, 2015. Disponível em: <<http://www.graphviz.org/>>. Acesso em: 17 fev. 2015. .

HOLLAND, John H.; REITMAN, Judith S. Cognitive Systems Based on Adaptive Algorithms. **SIGART Bull.** n. 63, p. 49–49, jun. 1977.

IEEE. IEEE Std C37.2-2008. . IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers. , 2008, p. 1–24 .

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays - IEEE. **IEEE Std C37.112-1996** , 1997.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60255-151 Measuring relays and protection equipment* . [S.l.]: International Electrotechnical Commission. , 2009

JAVADIAN, S.A.M.; TAMIZKAR, R.; HAGHIFAM, M.-R. A protection and reconfiguration scheme for distribution networks with DG. In: POWERTECH, 2009 IEEE BUCHAREST, jun. 2009, [S.l: s.n.], jun. 2009. p.1–8.

JECU, C. *et al.* MV distribution protection schemes to reduce customers and DGs interruptions. In: POWERTECH, 2011 IEEE TRONDHEIM, 19 jun. 2011, [S.l.]: IEEE, 19 jun. 2011. p.1–7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6019352>>. Acesso em: 18 maio 2016. 978-1-4244-8419-5. .

KASZTENNY, Bogdan; FISCHER, Norman. *Equivalent alpha plane fault determination for a multi-terminal power apparatus* Classificação nos Estados Unidos 361/87; Classificação internacional H02H3/08; Classificação cooperativa H02H3/28 . [S.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.google.com/patents/US8649142>>. Acesso em: 31 ago. 2015. , 11 fev. 2014

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, 2001, [S.l: s.n.], 2001. p.908–912 vol.2.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto circuito** OCLC: 816941531. Porto Alegre (RS): Sagra-DC Luzzatto, 2007. .978-85-241-0368-1.

KOOCHAKI, A. *et al.* Optimal Overcurrent relays coordination using genetic algorithm. In: 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON OPTIMIZATION OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT, 2008. OPTIM 2008, maio 2008, [S.l: s.n.], maio 2008. p.197–202.

KUMARI, N.; JHA, A. N. Particle Swarm Optimization and Gradient Descent Methods for Optimization of PI Controller for AGC of Multi-area Thermal-Wind-Hydro Power Plants. In: 2013 UKSIM 15TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER MODELLING AND SIMULATION (UKSIM), abr. 2013, [S.l: s.n.], abr. 2013. p.536–541.

LEDESMA, Jorge Javier Gimenez *et al.* Algorithm for the Analysis of Coordination of Protection for Distribution Systems. **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)** v. 13, n. 7, p. 2168–2175 , jul. 2015.

LEDESMA, Jorge Javier Gimenez. **Uma metodologia para análise da coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

LI, X.; LI, F. GPU-based two-step preconditioning for conjugate gradient method in power flow. In: 2015 IEEE POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, jul. 2015, [S.l: s.n.], jul. 2015. p.1–5.

MARCOLINO, M. H.; LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. Sanches. Optimal Coordination of Overcurrent Directional and Distance Relays in Meshed Networks Using Genetic Algorithm. **IEEE Latin America Transactions** v. 13, n. 9, p. 2975–2982 , set. 2015.

MARTIN, D. *et al.* Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources. In: PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2012 65TH ANNUAL CONFERENCE FOR, abr. 2012, [S.l: s.n.], abr. 2012. p.166–177.

MING, Du; JUNTING, Wang. Updated distance protection makes distribution network more intelligent. In: 2010 CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CICED), set. 2010, [S.l: s.n.], set. 2010. p.1–5.

MIT PRESS. Editorial Introduction. **Evolutionary Computation** v. 1, n. 1, p. iii–v, 1 mar. 1993.

MITCHELL, Melanie. **An introduction to genetic algorithms**. 7. print ed. Cambridge, Mass.: [s.n.], 2001. 209 p. (Complex adaptive systems). 978-0-262-63185-3.

MOHAMMADI, R. *et al.* Overcurrent Relays Coordination Considering the Priority of Constraints. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 26, n. 3, p. 1927–1938, jul. 2011.

NFPA. *NFPA 70: National Electrical Code*. [S.l.]: National Fire Protection Association. Disponível em: <<http://www.nfpa.org/codes-and-standards/document-information-pages?mode=code&code=70&tab=editions>>. Acesso em: 3 nov. 2015., 2014

NOGHABI, A. S.; SADEH, J.; MASHHADI, H. R. Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 24, n. 4, p. 1857–1863, out. 2009.

PENIDO, D. R R *et al.* Three-Phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems** v. 23, n. 2, p. 494–503, maio 2008.

PENIDO, Débora Rosana Ribeiro *et al.* Methodology for analysis of N-Conductor electrical systems using the Current Injection Method. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica** v. 21, n. 3, p. 308–321, jun. 2010.

POLIKOFF, Alex. *Guia de Aplicação AG2006-02 - Testes dos Elementos de Terra dos Relés de Distância SEL*. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories. Disponível em: <http://www.selinc.com.br/guia_aplic/Testes_dos_Elementos_de_Distancia_de_Terra_dos_Relés_de_Distancia_SEL.pdf>. , 2006

RANGEL, Alex; ZIMMERMAN, Karl. *Guia de aplicação AG2014-08 - Testes do Elemento Quadrilateral de Fase do SEL-421-4-5 para uma Falta Trifásica Equilibrada*. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories. Disponível em: <http://www.selinc.com.br/guia_aplic/AG2014-08_20140311.pdf>. , 2014

RESENDE, Diogo Soares *et al.* Ambiente Gráfico para a Verificação da Coordenação de Relés de Sobrecorrente em Sist Desequilibrados. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, set. 2014, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: [s.n.], set. 2014. p.1–6. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/CBA2014/anais/PDF/1569934641.pdf>>.

SALAZAR, C. A. Castillo; ENRIQUEZ, A. Conde. Coordination of Overcurrent Relays Using Genetic Algorithms and Unconventional Curves. **IEEE Latin America Transactions** v. 12, n. 8, p. 1449–1455, dez. 2014.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-411L Relay Protection and Automation System - Instruction Manual*. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories. Disponível em: <<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=10522>>. Acesso em: 12 out. 2014., 2012

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES - SEL. *Memória de Cálculo para os Ajustes do Relé de Proteção de Alimentador SEL-751A*. [S.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.selinc.com.br/calculo/ROTEIRO%20DE%20AJUSTES%20SEL-751A.PDF>>. , ca 2010

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES - SEL. *Memória de Cálculo para os Ajustes do Relé de Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão SEL-411L*. [S.l: s.n.]. Disponível em: <[http://www.selinc.com.br/calculo/ROTEIRO_DE_AJUSTES_SEL_411L_\(2T\).pdf](http://www.selinc.com.br/calculo/ROTEIRO_DE_AJUSTES_SEL_411L_(2T).pdf)>. , ca 2011

SCHWEITZER III, Edmund O.; SCHEER, Gary W.; FELTIS, Mark W. A fresh look at distribution protection. In: SECOND INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON DISTRIBUTION AUTOMATION AND DEMAND SIDE MANAGEMENT, 1992, Fort Lauderdale - USA. **Anais...** Fort Lauderdale - USA: [s.n.], 1992. Disponível em: <<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2397>>.

SCHWEITZER III, Edmund; ROBERTS, Jeff; GUZMAN, Armando. $Z = V/I$ não faz um Relé de Distância. In: 20TH ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 1993, [S.l: s.n.], 1993.

SIEMENS. *Ground Sensor Current Transformer Cable Routing*. Disponível em: <<http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/newsletters/archive/pages/ground-sensor-current-transformer-cable-routing.aspx>>. Acesso em: 4 fev. 2016.

UKIL, A.; DECK, B.; SHAH, V.H. Smart distribution protection using current-only directional overcurrent relay. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE (ISGT EUROPE), 2010 IEEE PES, out. 2010, [S.l: s.n.], out. 2010. p.1–7.

USTUN, T.S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Differential protection of microgrids with central protection unit support. In: 2013 IEEE TENCON SPRING CONFERENCE, abr. 2013, [S.l: s.n.], abr. 2013. p.15–19.

VOIMA, S.; LAAKSONEN, H.; KAUHANIEMI, K. Adaptive protection scheme for smart grids. In: 12TH IET INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION (DPSP 2014), mar. 2014, [S.l: s.n.], mar. 2014. p.1–6.

ZHAN, H. *et al.* Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid** v. 7, n. 1, p. 55–65, jan. 2016.

ZIEGLER, Gerhard. **Numerical distance protection: principles and applications**. Munich and Erlangen: Publicis MCD, 1999. .3-89578-142-8.

ZIMMERMAN, Karl; COSTELLO, David. A Practical Approach to Line Current Differential Testing. In: 66TH ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2013, [S.l: s.n.], 2013. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6605_PracticalApproach_KZ-DC_20130328_Web.pdf?v=20151125-091718>.

APÊNDICE A ALGORITMOS GENÉTICOS

O desenvolvimento das atividades humanas sempre se depara com problemas onde é necessária a aplicação de conceitos de otimização a fim de se definir a melhor alternativa de solução para o mesmo. Usualmente procura-se resolver tais problemas por meio de métodos algébricos, como o método do gradiente (KUMARI; JHA, 2013; DONGMEI; PEI; XU, 2014; LI; LI, 2015), os quais são capazes de percorrer o espaço de busca de maneira orientada, rumo à melhor solução. Contudo, a solução baseada em tais métodos nem sempre é possível ou viável, demandando novos métodos capazes de resolverem tais problemas ou mesmo reduzirem o esforço computacional necessário.

A busca por soluções para tais problemas deu origem à computação evolucionária, ramo da ciência da computação que a cada dia mostra seu valor na solução de tais problemas. Estes métodos de busca de solução se baseiam em mecanismos evolutivos encontrados na natureza, os quais, em conjunto com a seleção natural, garantem a preservação de indivíduos com melhores condições de prosperar naquele ambiente e, por conseguinte, darem origem a gerações de indivíduos cada vez melhores (MIT PRESS, 1993). Aplicados à otimização estes conceitos permitem a localização de soluções que tendem a melhorar com o passar das gerações, aproximando cada vez mais dos ótimos globais procurados.

Cada método se baseia em um comportamento observado na natureza, sendo a solução encontrada relacionada ao meio em que ela se encontra. Da mesma forma, as meta-heurísticas dependem do problema a ser tratado, sendo para cada um deles indicada uma técnica adequada.

Para muitos desses problemas, os Algoritmos Genéticos (HOLLAND; REITMAN, 1977) podem ser a melhor escolha, por apresentarem uma formulação que mais se assemelha ao mesmo. Problemas com um espaço de busca discreto (ou discretizável), por exemplo, se aproveitam da modelagem baseada em codificação utilizada por esse tipo de algoritmo. Além disso, os mesmos são aplicáveis a diversas soluções por não imporem as mesmas limitações encontradas nos métodos tradicionais. Até mesmo a estratégia de gerar uma solução e então testá-la torna o método ainda mais aconselhado para certos problemas, por não depender de derivadas e/ou outros conhecimentos prévios (GOLDBERG, 1989).

Cada solução utilizada durante a resolução de um problema via algoritmo genético é chamada indivíduo, sendo as posições do vetor de solução chamadas de cromossomos. Dependendo da forma como o problema é modelado os cromossomos podem ser divididos em genes, situação na qual o genótipo (solução codificada) é diferente do fenótipo (características reais modeladas) (GOLDBERG, 1989).

A.1 PROCESSO DE SOLUÇÃO

O processo de solução através de algoritmos genéticos começa pela representação do problema nos moldes utilizados pelo algoritmo, modelando o genótipo em vetores de tamanho finito em um alfabeto finito. Nessa modelagem a codificação pode ser feita por meio de uma representação binária (mais comum), real ou qualquer outra que permita uma melhor representação do problema. No caso específico da representação real o genótipo geralmente é equivalente ao fenótipo, não existindo um processo de codificação (MITCHELL, 2001).

Sendo definida a codificação, são ajustados os parâmetros genéticos relacionados ao método. Tais parâmetros são de grande importância devido ao fato de influenciarem diretamente no comportamento do algoritmo, sendo um conhecimento do problema necessário à sua escolha. Os parâmetros são:

Tamanho da população: Diz respeito ao número de indivíduos avaliados pelo algoritmo a cada iteração. Quanto maior seu número maior será a cobertura do espaço de busca e mais chances o algoritmo terá de alcançar um resultado satisfatório. Por outro lado esse aumento da população levará a um maior tempo de processamento (MITCHELL, 2001).

Taxa de *crossover*: Define a probabilidade de um indivíduo ser combinado com um ou mais indivíduos, dando origem a soluções com diferentes características. Na ocorrência de um *crossover*, pais ruins podem dar origem a bons filhos e vice-versa. Com uma taxa alta, a maior parte da população é cruzada e a qualidade das soluções pode decair, enquanto baixas taxas impedem o surgimento de grande diversidade genética (MITCHELL, 2001).

Taxa de mutação: Estabelece as chances de um gene específico ser mutado ou não. Este processo geralmente ocorre de maneira independente em cada posição do vetor de solução e seu

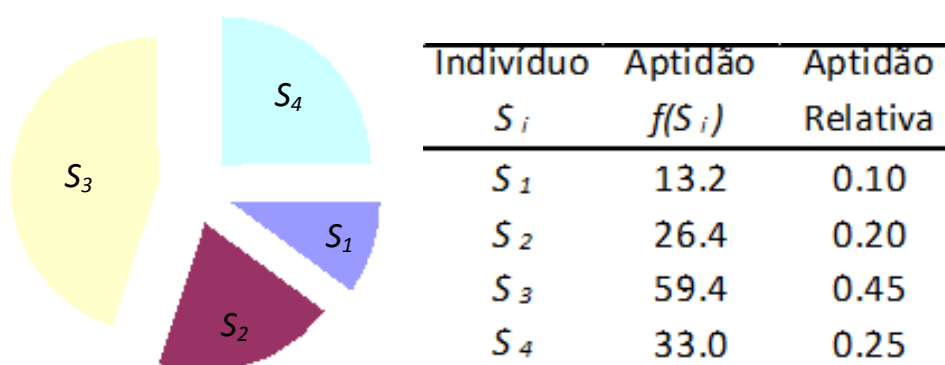
ajuste adequado impede a estagnação (valor baixo) do processo ou a transformação do mesmo em uma busca totalmente aleatória (valor alto) (MITCHELL, 2001).

Critério de parada: Define o melhor momento em que se encerra a execução do AG, de modo a permitir que o mesmo seja executado por um tempo capaz de gerar soluções adequadas. O critério mais comum é a parada por máximo de gerações, mas também podem ser escolhidos critérios baseados na estagnação da solução ótima, obtenção do ótimo global (quando conhecido) ou qualquer outro método.

Com o método de codificação e os parâmetros do algoritmo escolhidos é criada uma geração inicial naqueles moldes, o que costuma ser feito de maneira aleatória, permitindo (mas não garantindo) o surgimento de indivíduos distribuídos por todo o universo de busca. Estes indivíduos são então testados e seus valores de aptidão (função objetivo) são utilizados pelo processo de seleção.

Embora possa ser realizada de diferentes maneiras, a seleção dos indivíduos é comumente realizada por meio do método da roleta (GOLDBERG, 1989), onde as soluções são escolhidas para fazer parte da próxima geração através de um sorteio, onde sua representação na roleta (Figura B.1) é proporcional (no caso de um processo de maximização; ou inversamente proporcional em processos de minimização) à sua aptidão. Essa roleta é “girada” a fim de se definirem quais indivíduos farão parte da próxima geração.

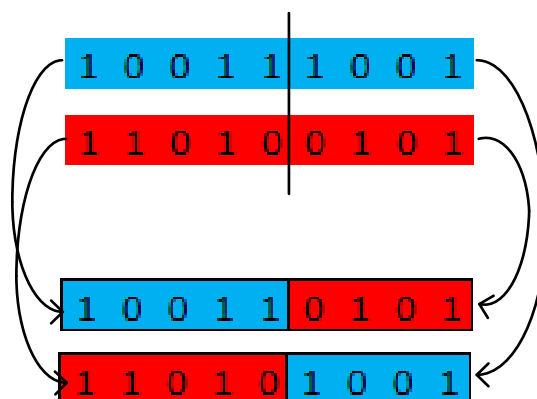
Figura A.1: Roleta



Fonte: Elaborada pelo autor

Tendo sido selecionados, os indivíduos são entregues aos operadores de *crossover* e mutação, responsáveis por modificar os indivíduos ao longo de diversas gerações, estendendo a busca até que se alcancem resultados satisfatórios. É de responsabilidade destes operadores garantir a diversificação e manutenção das características adquiridas por gerações anteriores.

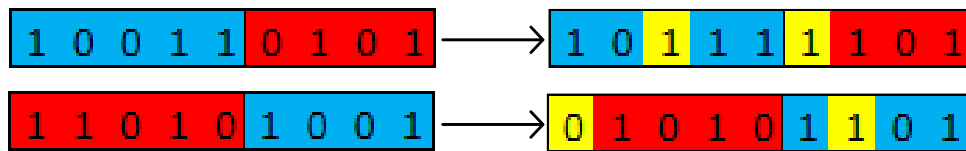
A operação de cruzamento (*crossover*) é responsável por transmitir características dos pais para seus filhos, as quais podem carregar consigo parte da chave para a solução desejada. Essa operação pode ser realizada de diferentes formas, como a recombinação em um ponto (Figura A.2), recombinação em dois pontos, recombinação uniforme, entre outras, utilizando informação genética de dois (mais comum) ou mais pais.

Figura A.2: *Crossover* de um ponto

Fonte: Elaborada pelo autor

Tendo sido realizado o cruzamento entre pais selecionados, os filhos são acometidos por mutações, as quais ocorrem ponto a ponto e são necessários para a introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando aleatoriamente cada gene. Por mudar os genes livremente, o operador de mutação pode levar a alterações na direção em que a busca ocorre, permitindo que o algoritmo possa se mover normalmente ao longo do espaço de busca sem no entanto se prender a mínimos locais. A atuação desse operador pode ser vista na Figura A.3.

Figura A.3: Mutação



Fonte: Elaborada pelo autor

O processo de operação realizado pelos AGs pode ser resumido pelo pseudocódigo:

inicia_população(P,0)

enquanto(não(d))

avaliação(P,t)

seleção_dos_pais(P,t)

***crossover*(P,t)**

mutação(P,t)

Onde:

P População;

t Geração;

d Critério de parada.

APÊNDICE B TESTES COMPLETOS DE CALIBRAÇÃO LABORATORIAL

B.1 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

Os testes realizados a fim de se testarem as funções de proteção de distância envolveram as funções quadrilateral de fase e Mho de terra (SCHWEITZER et al., 1993; POLIKOFF, 2006; RANGEL; ZIMMERMAN, 2014; FENTIE, 2015). As proteções testadas foram alocadas no sistema tutorial de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela B.1 e na Tabela B.2.

Tabela B.1: Ajustes para as proteções quadrilaterais de fase

Número	De	Para	$\angle Z1$ (°)	Zona	%	R (Ω)	X (Ω)	t (s)	Reversa
1	3	7	65,0	1	80	0,15	1,58	0,000	-
				2	120	0,30	2,40	0,300	-
				3	200	0,45	3,98	0,600	N
				4	50	0,15	0,79	0,400	S
				5	100	0,30	1,58	0,700	S
2	6	7	65,0	1	80	0,15	1,58	0,000	-
				2	120	0,30	2,40	0,300	-
				3	200	0,45	3,98	0,600	N
				4	50	0,15	0,79	0,400	S
				5	100	0,30	1,58	0,700	S
3	7	8	64,4	1	80	0,15	4,08	0,000	-
				2	120	0,30	6,00	0,300	-
				3	200	0,45	10,08	0,600	N
				4	50	0,15	2,52	0,400	S
				5	100	0,30	5,04	0,700	S

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela B.2: Ajustes para as proteções mho de terra

Número	De	Para	$\angle Z1$ (°)	k0	Zona	%	Reach (Ω)	t (s)	Reversa
1	3	7	65,0	1,13 $\angle 17,32^\circ$	1	80	1,58	0,000	-
					2	120	2,40	0,300	-
					3	200	3,98	0,600	N
					4	50	0,79	0,400	S
					5	100	1,58	0,700	S
2	6	7	65,0	1,13 $\angle 17,32^\circ$	1	80	1,58	0,000	-
					2	120	2,40	0,300	-
					3	200	3,98	0,600	N
					4	50	0,79	0,400	S
					5	100	1,58	0,700	S
3	7	8	64,4	0,68 $\angle 5,79^\circ$	1	80	4,08	0,000	-
					2	120	6,00	0,300	-
					3	200	10,08	0,600	N
					4	50	2,52	0,400	S
					5	100	5,04	0,700	S

Fonte: Elaborada pelo autor

A análise começa com a aplicação de faltas mono e trifásicas (10 vezes cada, com $Z_f = Z_g = 0$) em 50% do alimentador 2 (entre as barras 3 e 7), sendo os valores de tensão e corrente injetados no IED vistos na Tabela B.3. Os tempos de atuação da proteção para cada uma das situações são dados pela Tabela C.4.

Tabela B.3: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 50% do alimentador 2

	A-T		ABC	
V_A	17,72 \angle	-30,2	9,76 \angle	-42,5
V_B	78,73 \angle	-157,6	11,09 \angle	-159,8
V_C	78,04 \angle	96,5	12,41 \angle	83,0
I_A	8,17 \angle	-105,3	11,38 \angle	-102,7
I_B	0,32 \angle	-89,5	11,35 \angle	134,2
I_C	0,29 \angle	-90,8	10,80 \angle	15,7

Fonte: Elaborada pelo autor

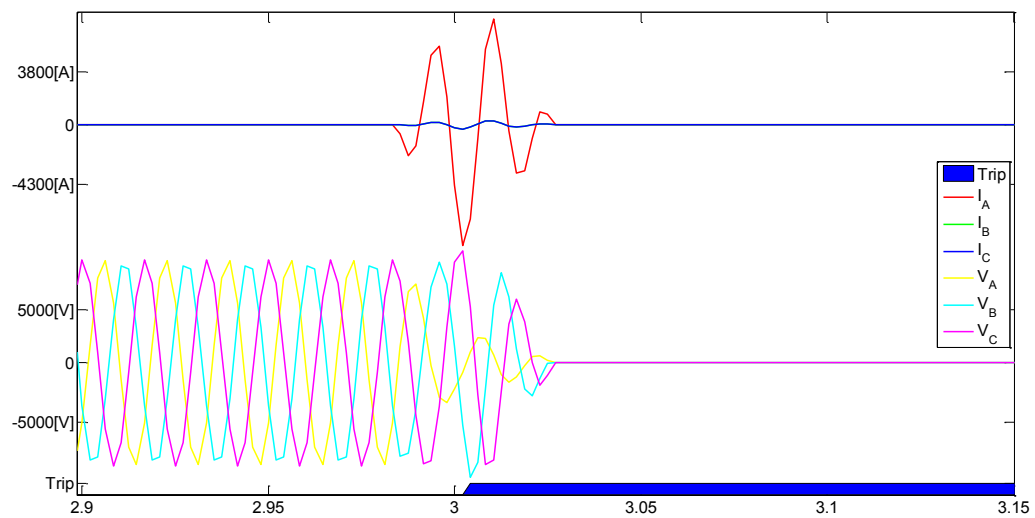
Tabela B.4: Tempos de atuação da proteção 1

Número	Falta	IED			$t_{\text{ferramenta}}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	23,1	24,1	24,5	0,0
	ABC	23,3	29,0	30,6	0,0

Fonte: Elaborada pelo autor

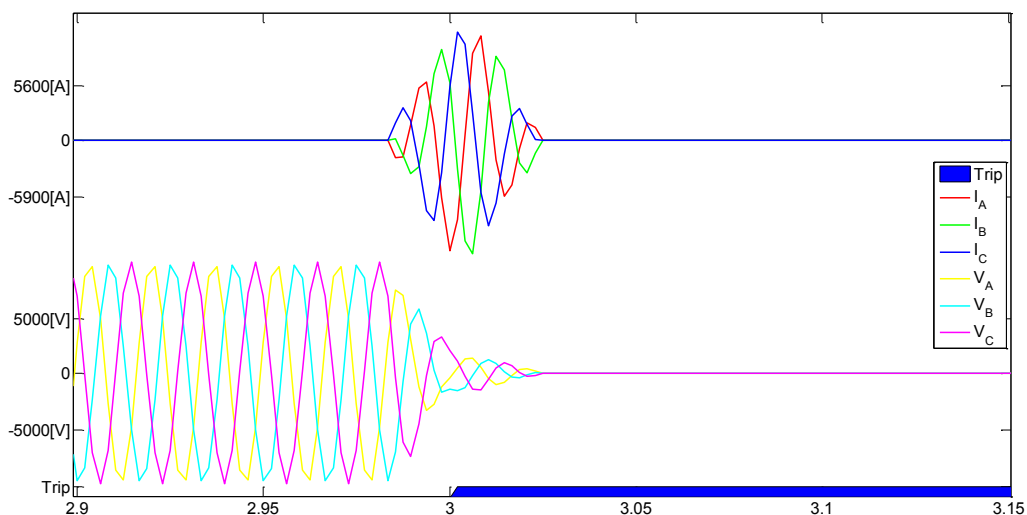
As ondas de tensão e corrente, bem como a atuação dos relés para as dadas faltas, podem ser vistas na Figura B.1 e na Figura B.2.

Figura B.1: Atuação da proteção para falta A-T em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.2: Atuação da proteção para falta ABC em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Também foi considerada a ocorrência de faltas monofásicas e trifásicas em 90% do alimentador 1 (entre as barras 2 e 3), condição na qual as zonas reversas da proteção de distância 1 devem atuar, bem como uma possível atuação as zonas diretas da proteção de distância 2 (no alimentador entre 4, entre as barras 6 e 7). Os valores de tensão em corrente aplicados podem ser vistos na Tabela B.5 para a proteção 1 e na Tabela B.6 para a proteção 2.

Tabela B.5: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 90% do alimentador 1

	A-T		ABC	
V_A	1,25	$\angle -37,0$	0,24	$\angle 10,1$
V_B	82,30	$\angle -160,0$	1,80	$\angle 168,8$
V_C	80,43	$\angle 99,3$	2,08	$\angle 106,9$
I_A	5,28	$\angle 77,5$	7,77	$\angle 81,4$
I_B	0,77	$\angle -89,8$	7,75	$\angle -44,2$
I_C	0,70	$\angle -91,3$	7,16	$\angle -160,5$

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela B.6: Tensões e correntes no relé 2 para faltas em 90% do alimentador 1

	A-T		ABC	
V_A	39,02	∠ -32,1	30,13	∠ -38,6
V_B	71,22	∠ -151,1	30,42	∠ -154,2
V_C	73,41	∠ 89,6	32,71	∠ 83,6
I_A	5,28	∠ -102,4	7,77	∠ -98,5
I_B	0,77	∠ 90,2	7,75	∠ 135,8
I_C	0,7	∠ 88,7	7,16	∠ 19,4

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação das proteções 1 e 2 para as faltas mostradas nas tabelas acima podem ser vistos na Tabela B.7.

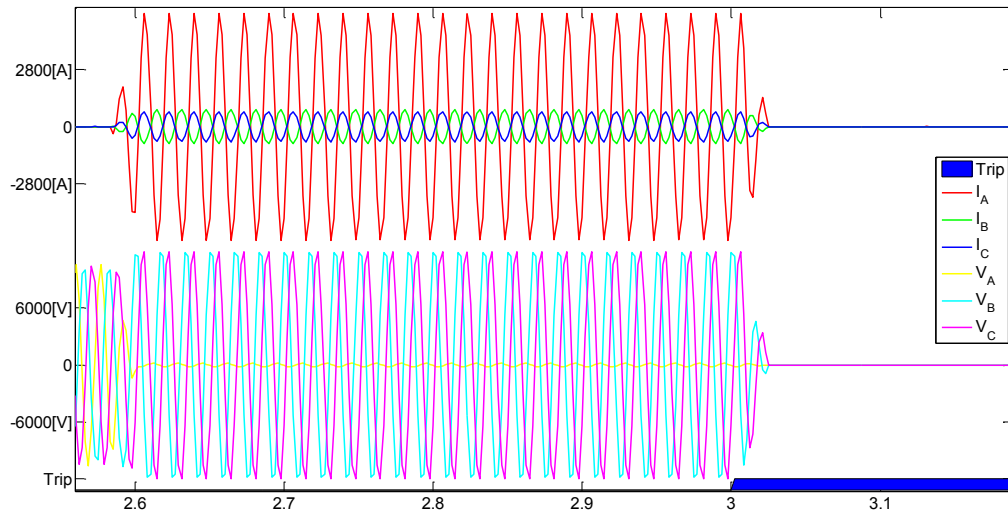
Tabela B.7: Tempos de atuação da proteção para faltas em 90% do alimentador 1

Número	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	423,0	425,1	428,5	400,0
	ABC	421,3	427,1	431,4	400,0
2	A-T	-	-	-	-
	ABC	629,1	629,9	630,6	600,0

Fonte: Elaborada pelo autor

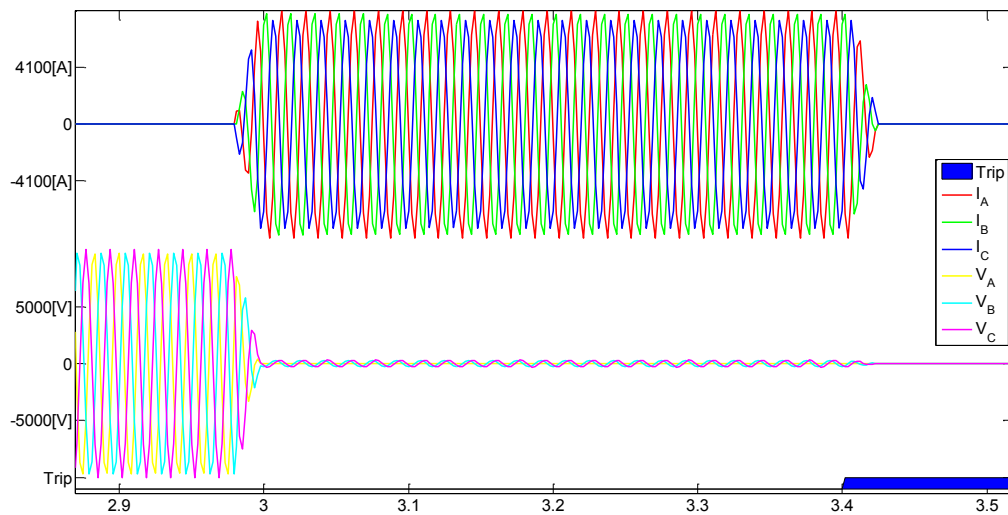
As ondas de tensão e corrente podem ser vistas na Figura B.3, na Figura B.4 e na Figura B.5, assim como o sinal de *trip* para cada situação.

Figura B.3: Atuação da proteção 1 para falta A-T em 90% do alimentador 1



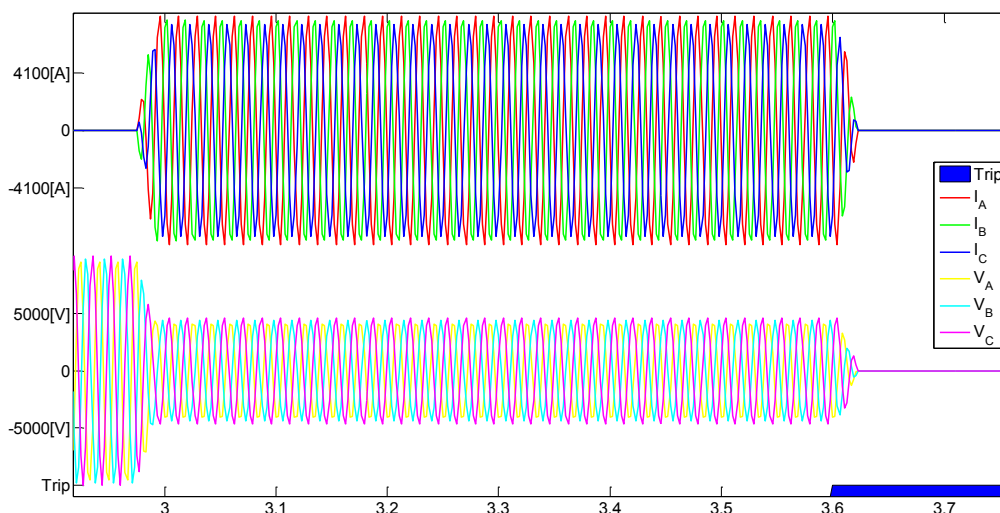
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.4: Atuação da proteção 1 para falta ABC em 90% do alimentador 1



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.5: Atuação da proteção 2 para falta ABC em 90% do alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando a ocorrência da falta em uma posição equivalente a 210% do alimentador protegida pela proteção 2, a atuação da mesma não deveria ocorrer. Contudo, devido ao fato de o ajuste ter sido efetuado considerando a menor média das impedâncias de sequência dos alimentadores a jusante, a impedância medida em uma das fases acabou por ficar dentro da região de atuação do equipamento, dando origem ao *trip*.

Na barra 7 do sistema teste também foram consideradas faltas, sendo as grandezas injetadas no IED mostradas na Tabela B.8.

Tabela B.8: Tensões e correntes no relé 1 para faltas na barra 7

	A-T		ABC	
V_A	28,01	$\angle -30,7$	17,93	$\angle -41,0$
V_B	76,05	$\angle -155,3$	18,94	$\angle -156,7$
V_C	76,19	$\angle 94,2$	20,83	$\angle 82,8$
I_A	6,70	$\angle -104,8$	9,94	$\angle -101,0$
I_B	0,00	$\angle 0,0$	9,89	$\angle 134,9$
I_C	0,00	$\angle 0,0$	9,30	$\angle 17,2$

Fonte: Elaborada pelo autor

Para estas tensões e correntes a atuação dos relés se deu nos tempos mostrados na Tabela B.9.

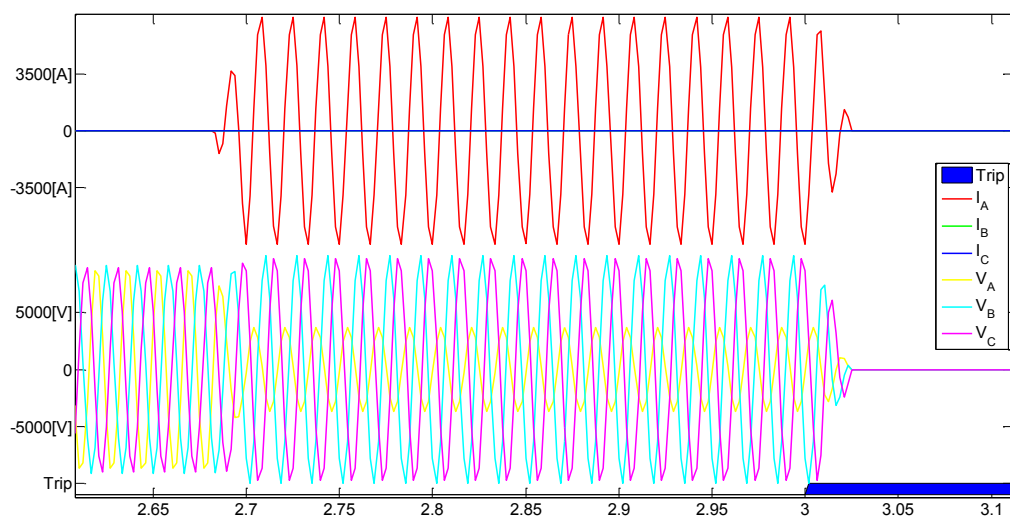
Tabela B.9: Tempos de atuação da proteção para faltas na barra 7

Número	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	323,9	326,4	328,8	300,0
	ABC	328,7	329,3	330,3	300,0

Fonte: Elaborada pelo autor

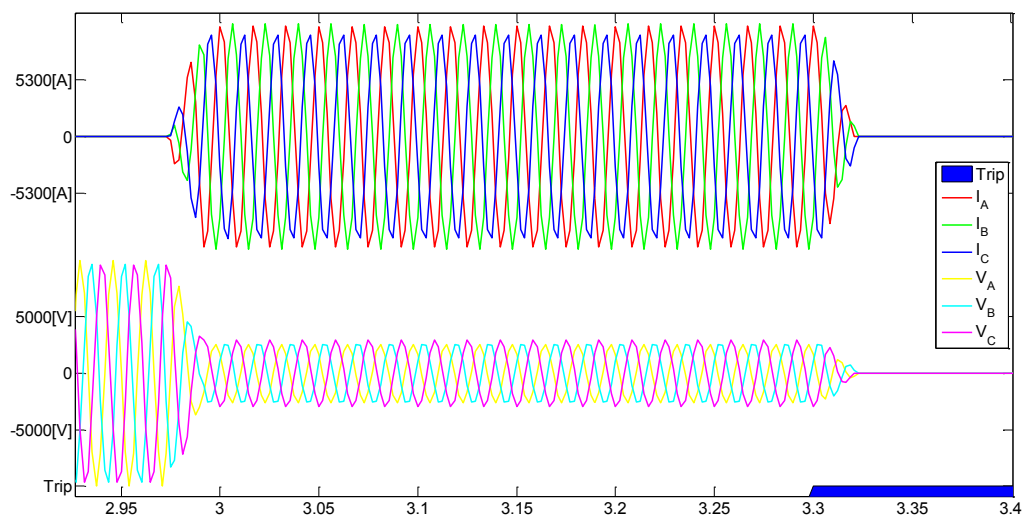
O sinal de *trip* é visto na Figura B.6 e na Figura B.7, assim como as ondas de tensão e corrente a ele relacionadas.

Figura B.6: Atuação da proteção 1 para falta A-T na barra 7



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.7: Atuação da proteção 1 para falta ABC na barra 7



Fonte: Elaborada pelo autor

Também foram consideradas faltas trifásicas em 50% do alimentador 5, entre as barras 7 e 8, cujos valores de tensão e corrente medidos pelas proteções 1 e 3 podem ser vistas na Tabela B.10 e na Tabela B.11.

Tabela B.10: Tensões e correntes no relé 1 para faltas em 50% do alimentador 5

ABC			
V_A	27,55	\angle	-39,0
V_B	27,96	\angle	-156,0
V_C	29,98	\angle	84,1
I_A	8,21	\angle	-99,1
I_B	8,23	\angle	136,3
I_C	7,65	\angle	18,4

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela B.11: Tensões e correntes no relé 3 para faltas em 50% do alimentador 5

ABC			
V_A	11,42	\angle	-38,5
V_B	12,80	\angle	-162,3
V_C	13,67	\angle	88,7
I_A	12,31	\angle	-99,1
I_B	12,35	\angle	136,3
I_C	11,47	\angle	18,4

Fonte: Elaborada pelo autor

Para as dadas condições, os tempos de operação associados podem ser vistos na Tabela B.12.

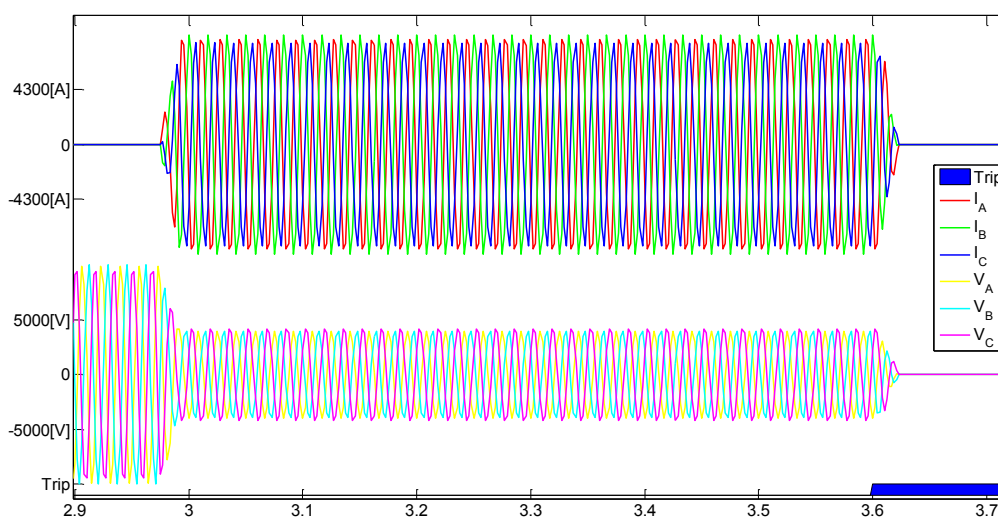
Tabela B.12: Tempos de atuação da proteção para faltas em 50% da linha 5

Número	Falta	IED			$t_{\text{ferramenta}}$ (ms)
		t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	ABC	624,8	628,5	631,0	600,0
3	ABC	29,0	29,8	31,1	0,0

Fonte: Elaborada pelo autor

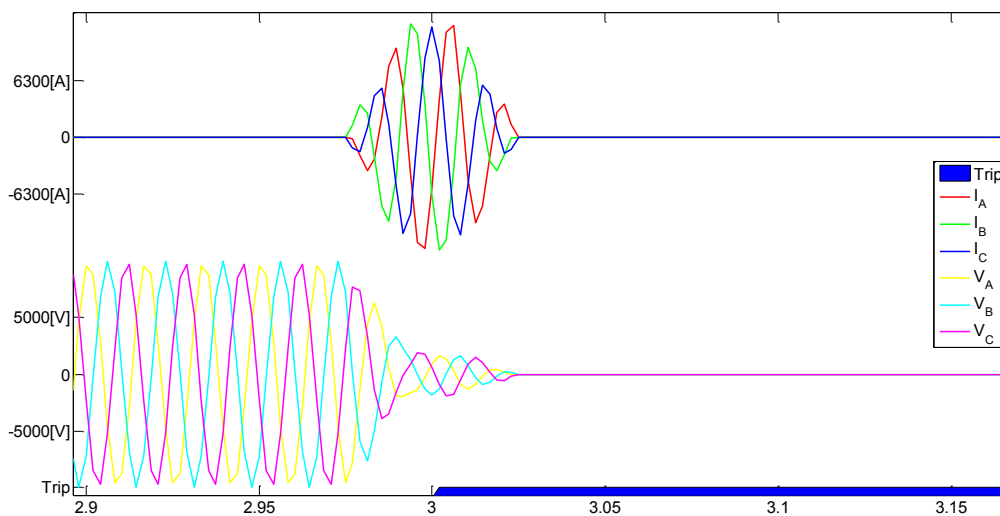
Os sinais relacionados a estes eventos podem ser vistos na Figura B.8 e na Figura B.9.

Figura B.8: Atuação da proteção 1 para falta ABC em 50% do alimentador 5



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.9: Atuação da proteção 1 para falta ABC em 50% do alimentador 5



Fonte: Elaborada pelo autor

C.2 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Foram também realizados testes visando verificar a atuação das proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada inversa. Para essas proteções, devido ao fato de os IEDs utilizados não possibilitarem o ajuste (de maneira direta) da função direcional de sobrecorrente por fase, foi necessária a utilização do controle de torque a fim de se observar a atuação direcional da proteção (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES - SEL, 2010; ALEXANDER, 2015). Os equipamentos foram alocados no sistema teste de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela B.13. Embora a ferramenta permita o ajuste por fase da proteção, o mesmo foi realizado de maneira comum para A, B e C.

Tabela B.13: Ajustes para as proteções de sobrecorrente

Número	De	Para	I_{50}	Curva	I_{51}	TMS	Direção
1	3	7	11,67	IEC Norm Inversa	0,33	0,95	Direta
2	3	7	1,67	IEC Norm Inversa	0,20	0,05	Reversa
3	6	7	11,67	IEC Norm Inversa	0,33	0,95	Direta
4	6	7	1,67	IEC Norm Inversa	0,20	0,05	Reversa
5	7	8	8,50	IEC Norm Inversa	0,33	0,30	-
6	8	9	1,25	IEC Norm Inversa	0,30	0,15	-

Fonte: Elaborada pelo autor

A comparação do desempenho da proteção de sobrecorrente começa com a aplicação de faltas A-T e ABC francas no barramento 2 do sistema teste. Para tais situações os valores de tensão e corrente podem ser vistos na Tabela B.14.

Tabela B.14: Tensões e correntes nos relés 1,2 e 3 para faltas na barra 2

Número	A-T			ABC		
1	V_A	10,72	∠ -35,9	10,40	∠ -37,3	
	V_B	75,05	∠ -152,2	10,09	∠ -156,9	
	V_C	73,04	∠ 92,8	10,48	∠ 86,2	
	I_A	6,35	∠ 78,6	8,41	∠ 82,7	
	I_B	1,73	∠ -96,4	8,49	∠ -43,5	
	I_C	1,44	∠ -99,2	7,82	∠ -159,7	
2	V_A	10,72	∠ -35,9	10,40	∠ -37,3	
	V_B	75,05	∠ -152,2	10,09	∠ -156,9	
	V_C	73,04	∠ 92,8	10,48	∠ 86,2	
	I_A	6,35	∠ 78,6	8,41	∠ 82,7	
	I_B	1,73	∠ -96,4	8,49	∠ -43,5	
	I_C	1,44	∠ -99,2	7,82	∠ -159,7	
3	V_A	41,64	∠ -32,9	6,35	∠ -101,4	
	V_B	69,07	∠ -147,6	1,73	∠ 83,6	
	V_C	71,15	∠ 87,1	1,44	∠ 80,8	
	I_A	35,93	∠ -37,5	8,41	∠ -97,3	
	I_B	35,59	∠ -153,7	8,49	∠ 136,5	
	I_C	37,65	∠ 84,3	7,82	∠ 20,3	

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação das proteções mais próximas da falta (1 e 2) podem ser vistos na Tabela B.15. Como pode ser observado, só houve *trip* da proteção 2, a única a “olhar” naquela direção.

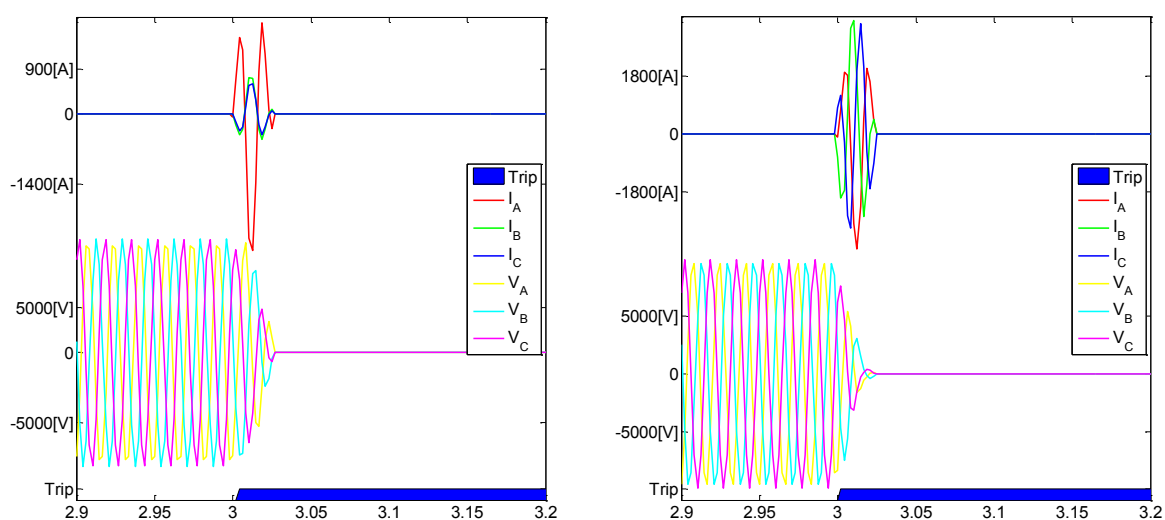
Tabela B.15: Tempos de atuação das proteções 1, 2 e 3 para faltas na barra 2

Número	Função	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
2	ANSI 50	A-T	10,8	12,2	13,5	0,0
		ABC	7,1	8,0	8,9	0,0
	ANSI 51	A-T	111,9	113,8	115,0	98,0
		ABC	103,9	105,5	107,3	90,0
3	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	2196,0	2197,2	2199,0	2191,0
		ABC	1987,0	1987,8	1989,0	1988,0

Fonte: Elaborada pelo autor

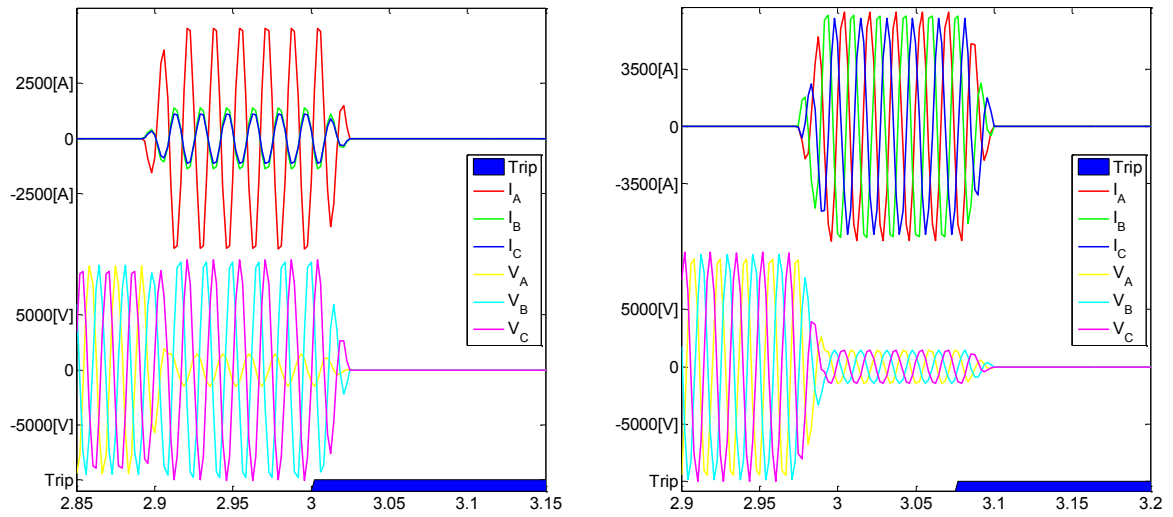
As tensões e correntes que circulam pelos equipamentos durante a falta podem ser vistas na Figura B.10, na Figura B.11, na Figura B.12 e na Figura B.13, assim como a atuação dos relés para as dadas faltas.

Figura B.10: Atuação da proteção de sobrecorrente instantânea 2 para faltas A-T e ABC na barra 2



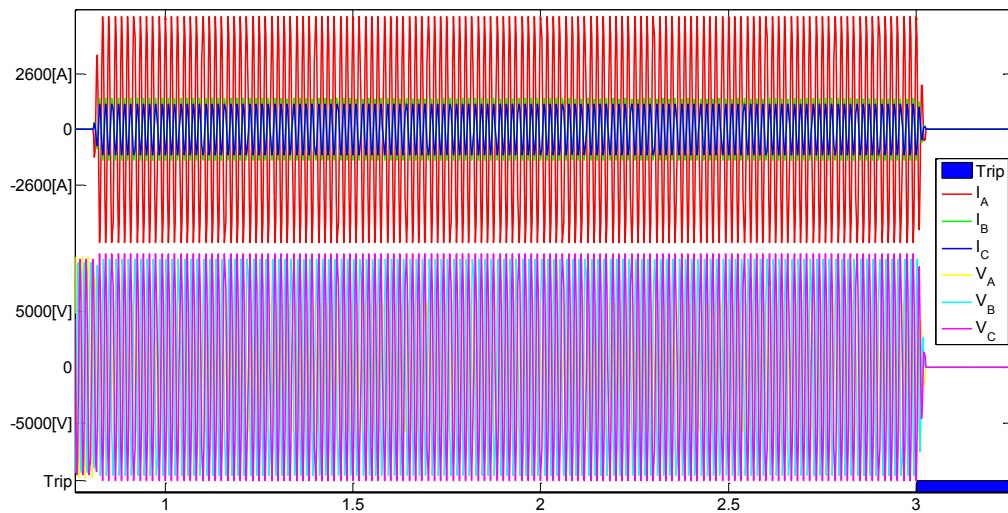
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.11: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 2 para faltas A-T e ABC na barra 2



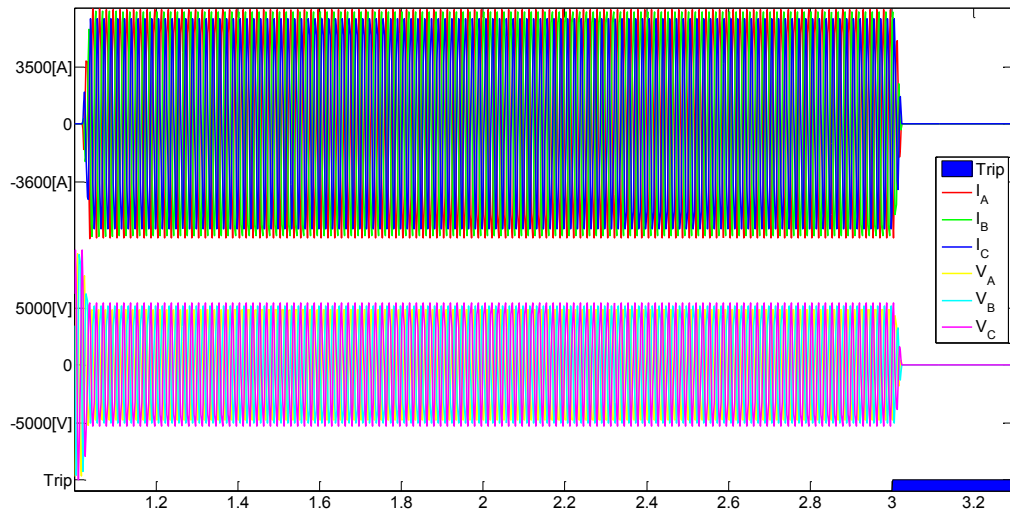
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.12: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas A-T na barra 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.13: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 3 para faltas ABC na barra 2



Fonte: Elaborada pelo autor

Também é considerada a ocorrência de faltas A-T e ABC na barra 9, sendo as tensões e correntes injetadas mostradas na Tabela B.16.

Tabela B.16: Tensões e correntes nos relés 1, 2 e 3 para faltas na barra 9

Número		A-T		ABC		
1	V _A	52,65	∠ -30,8	44,37	∠ -35,7	
	V _B	73,80	∠ -152,4	44,53	∠ -153,4	
	V _C	73,72	∠ 92,0	46,53	∠ 86,2	
	I _A	3,69	∠ -103,0	6,43	∠ -95,7	
	I _B	0,00	∠ 0,0	6,43	∠ 138,1	
	I _C	0,00	∠ 0,0	5,82	∠ 21,2	
5	V _A	40,32	∠ -31,4	34,29	∠ -35,6	
	V _B	78,78	∠ -156,2	35,04	∠ -154,6	
	V _C	76,51	∠ 96,5	36,57	∠ 87,1	
	I _A	4,43	∠ -103,0	7,72	∠ -95,7	
	I _B	0,00	∠ 0,0	7,72	∠ 138,1	
	I _C	0,00	∠ 0,0	6,98	∠ 21,2	
6	V _A	24,67	∠ -28,8	17,73	∠ -35,5	
	V _B	83,09	∠ -160,2	20,05	∠ -155,7	
	V _C	80,54	∠ 99,8	21,35	∠ 88,5	
	I _A	5,53	∠ -103,0	9,65	∠ -95,7	
	I _B	0,00	∠ 0,0	9,65	∠ 138,1	
	I _C	0,00	∠ 0,0	8,73	∠ 21,2	

Fonte: Elaborada pelo autor

Para estas correntes de falta são obtidos os tempos de atuação da proteção mostrados na Tabela B.17.

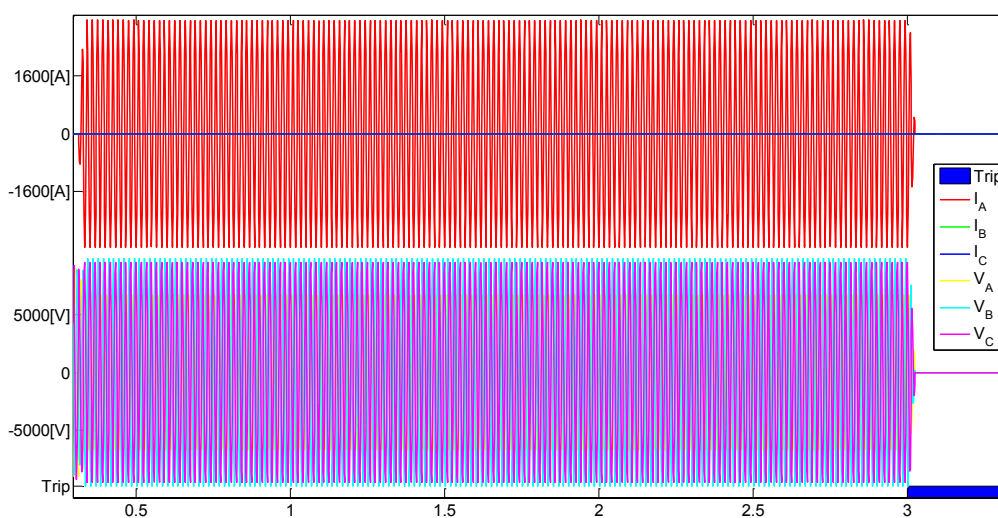
Tabela B.17: Tempos de atuação das proteções 1, 5 e 6 para faltas na barra 9

Número	Função	Falta	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	2692,0	2693,5	2695,0	2700,0
		ABC	2183,0	2185,0	2187,0	2181,0
5	ANSI 50	A-T	-	-	-	-
		ABC	-	-	-	-
	ANSI 51	A-T	795,6	797,5	799,1	788,0
		ABC	653,5	655,5	657,2	645,0
6	ANSI 50	A-T	7,3	9,3	13,3	0,0
		ABC	6,6	7,4	8,2	0,0
	ANSI 51	A-T	358,7	359,7	361,0	350,0
		ABC	304,4	305,8	307,2	292,0

Fonte: Elaborada pelo autor

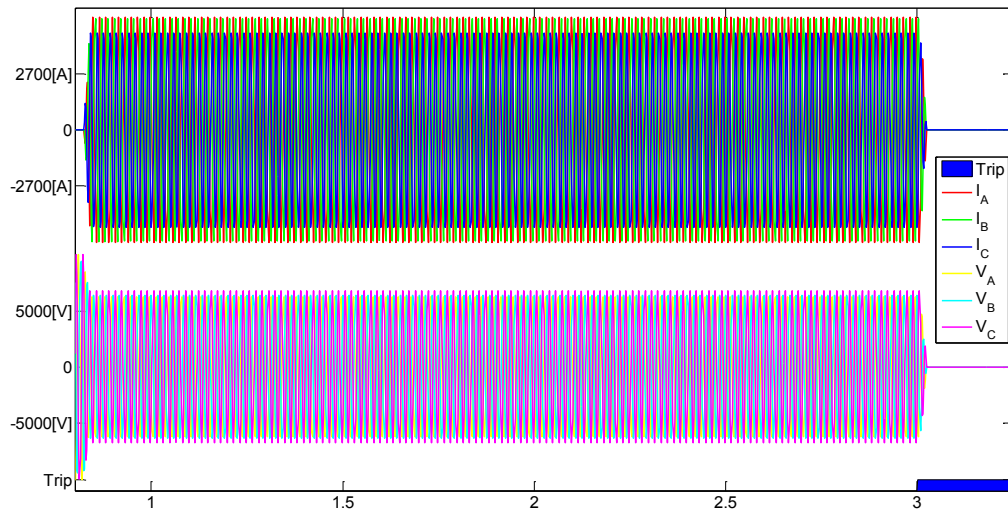
Os sinais de tensão, corrente e *trip* associados a estes testes podem ser vistos na Figura B.14 e na Figura B.15 para a proteção de 1; na Figura B.16 e na Figura B.17 para a proteção 5; e na Figura B.18 e na Figura B.19 para a proteção 6.

Figura B.14: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 1 para faltas A-T na barra 9



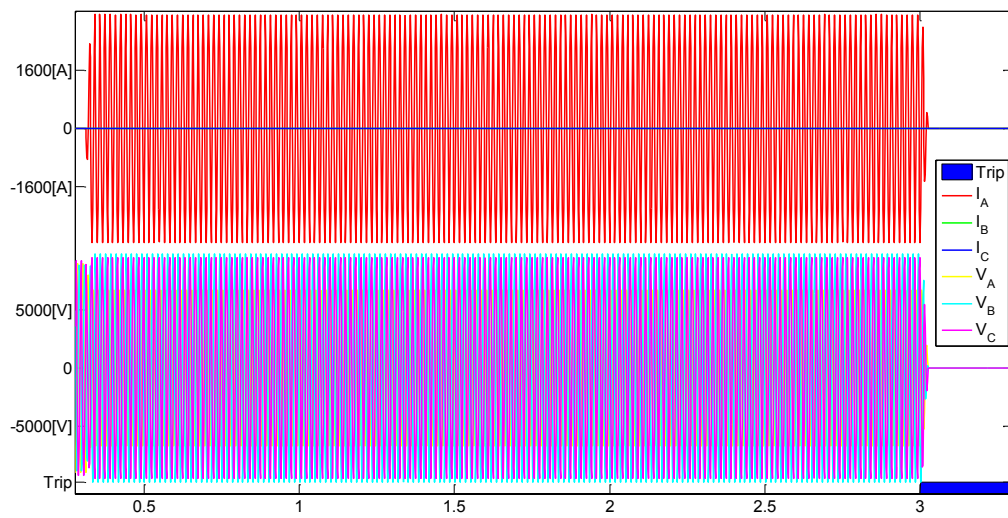
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.15: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 1 para faltas ABC na barra 9



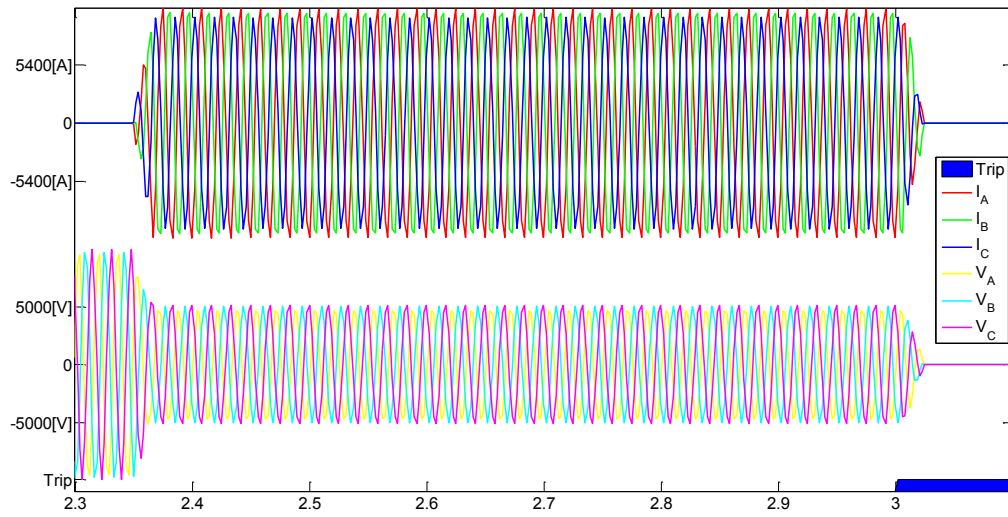
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.16: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 5 para faltas A-T na barra 9



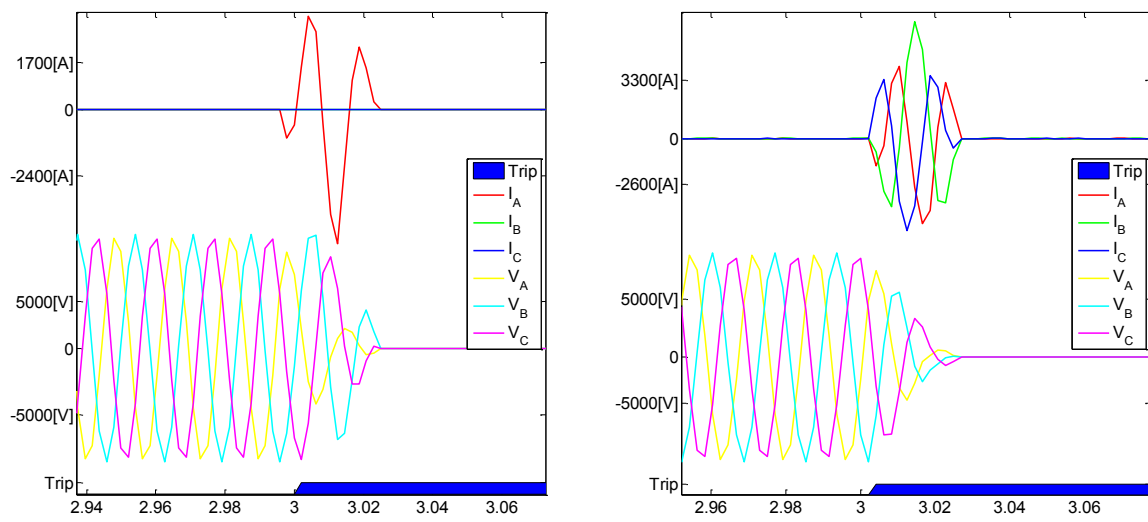
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.17: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 5 para faltas ABC na barra 9



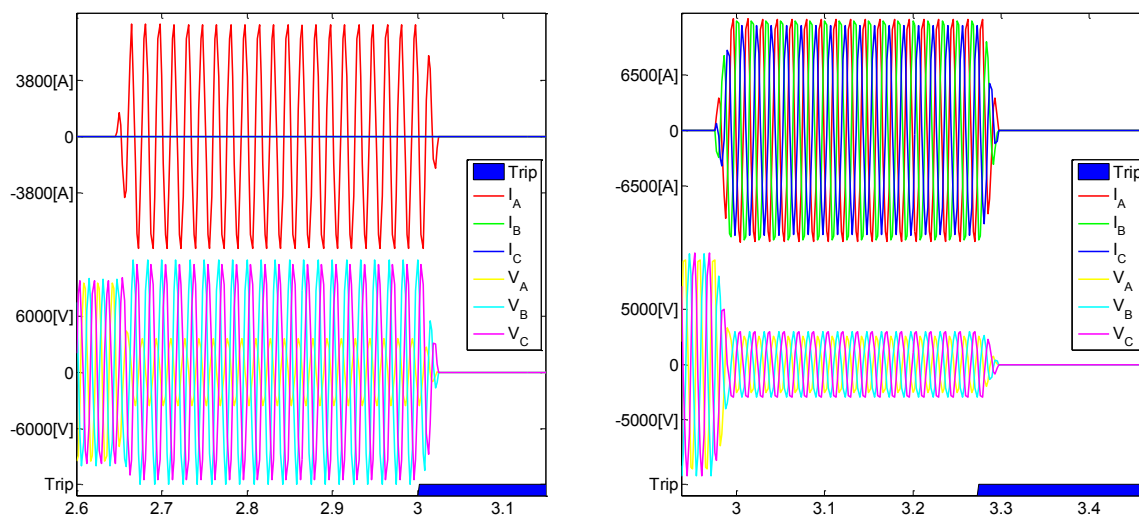
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.18: Atuação da proteção de sobrecorrente instantânea 6 para faltas A-T e ABC na barra 9



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura B.19: Atuação da proteção de sobrecorrente temporizada inversa 6 para faltas A-T e ABC na barra 9



Fonte: Elaborada pelo autor

C.3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL

As funções diferenciais de fase para transformadores e alimentadores também são testadas, para faltas dentro e fora das respectivas zonas diferenciais (SEL, 2011; ZIMMERMAN; COSTELLO, 2013). Os elementos foram inseridos no sistema de 9 barras e seus ajustes podem ser vistos na Tabela B.18.

Tabela B.18: Ajustes para as proteções diferenciais

	Número	De	Para	Pickup (p.u.)	Raio (p.u.)	Ângulo (°)
Alimentador	1	3	7	0,5	2,0	150,0
	2	6	7	0,5	2,0	150,0
Transformador	1	1	2	0,5	2,0	150,0
	2	4	5	0,5	2,0	150,0

Fonte: Elaborada pelo autor

Foram consideradas faltas A-T e ABC em 50% do alimentador 2 (entre as barras 3 e 7), sendo os valores corrente obtidos nos dois terminais vistos na Tabela B.19, enquanto a Tabela B.20 apresenta os tempos de atuação da proteção

Tabela B.19: Correntes nos terminais 1 e 2 da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2

	A-T			ABC		
I_{A1}	7,35	∠	-105,3	10,24	∠	-102,7
I_{B1}	0,29	∠	-89,5	10,22	∠	134,2
I_{C1}	0,26	∠	-90,8	9,72	∠	15,7
I_{A2}	5,24	∠	-104,0	7,93	∠	-99,7
I_{B2}	0,29	∠	90,5	7,89	∠	135,4
I_{C2}	0,26	∠	89,2	7,35	∠	18,4

Fonte: Elaborada pelo autor

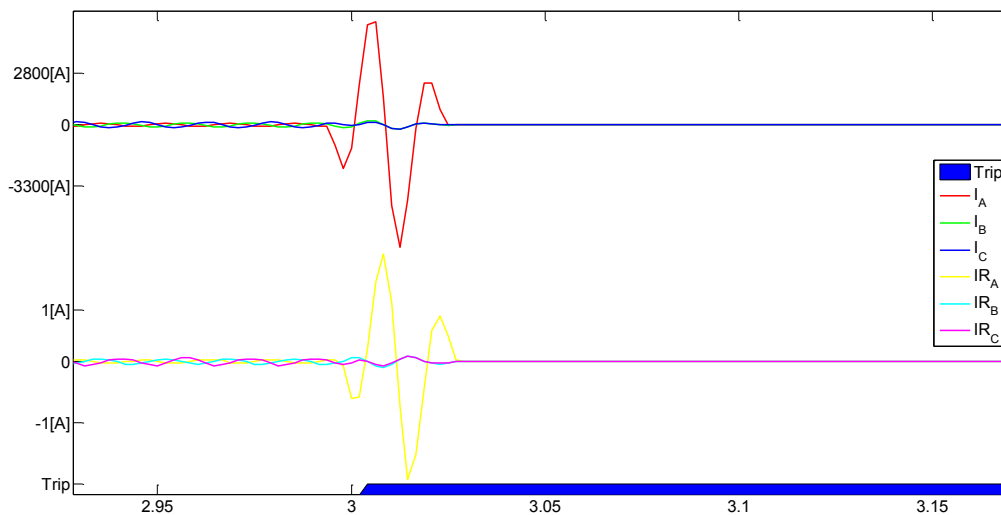
Tabela B.20: Tempos de atuação da proteção 1 para faltas em 50% do alimentador 2

Número	Falta	Terminal	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	1	13,3	14,6	19,7	0,0
		2	12,9	14,2	19,1	
	ABC	1	12,9	13,5	14,2	0,0
		2	12,6	13,9	14,4	

Fonte: Elaborada pelo autor

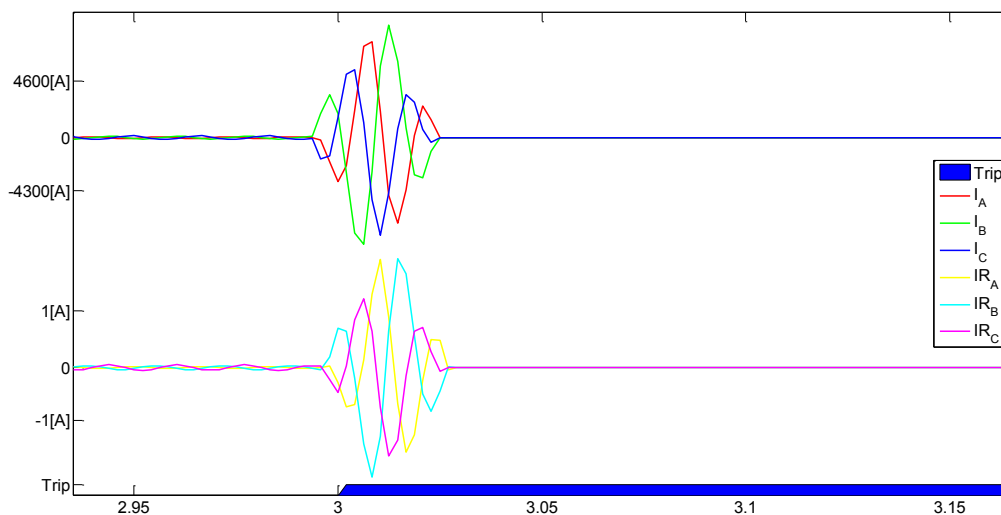
As curvas das correntes injetadas nos equipamentos localizados nos terminais do alimentador podem ser vistas na Figura B.20 e na Figura B.21, assim como os respectivos tempos de atuação da proteção.

Figura B.19: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas A-T em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

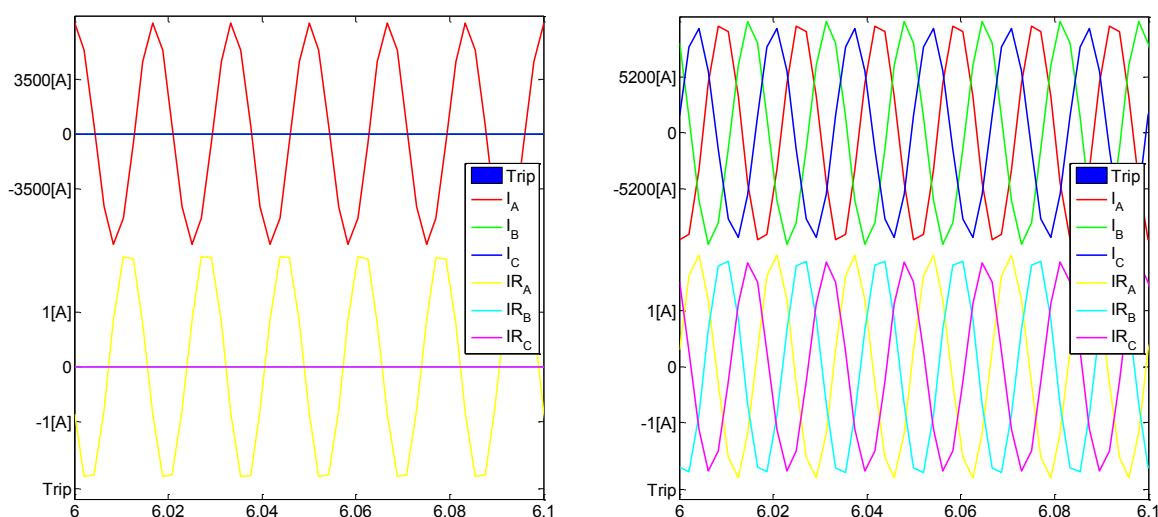
Figura B.20: Atuação da proteção diferencial 1 para faltas ABC em 50% do alimentador 2



Fonte: Elaborada pelo autor

A ocorrência de faltas fora da zona diferencial, por outro lado, não dá origem a *trips*, como visto na Figura B.21. Nessas imagens são vistas as correntes resultantes de faltas A-T e ABC na barra 7 (junto aos TCs de um dos terminais da zona).

Figura B.21: Correntes para faltas A-T e ABC na barra 7



Fonte: Elaborada pelo autor

Também foram simuladas faltas A-T e ABC dentro nos terminais da proteção diferencial de um transformador. Para essa situação as correntes injetadas nos relés podem ser vistas na Tabela B.21.

Tabela B.21: Correntes nos terminais 1 e 2 da proteção 1 para faltas no secundário do transformador 1

	A-T		ABC	
I_{A1}	6,36	$\angle -111,6$	11,89	$\angle -80,5$
I_{B1}	0,09	$\angle -82,5$	11,89	$\angle 159,5$
I_{C1}	6,44	$\angle 68,7$	11,89	$\angle 39,5$
I_{A2}	2,24	$\angle -100,3$	4,18	$\angle -70,3$
I_{B2}	0,08	$\angle 97,4$	3,84	$\angle 166,9$
I_{C2}	2,16	$\angle 79,0$	3,85	$\angle 52,7$

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tempos de atuação medidos para as faltas aplicadas no secundário do transformador podem ser vistos na Tabela B.22.

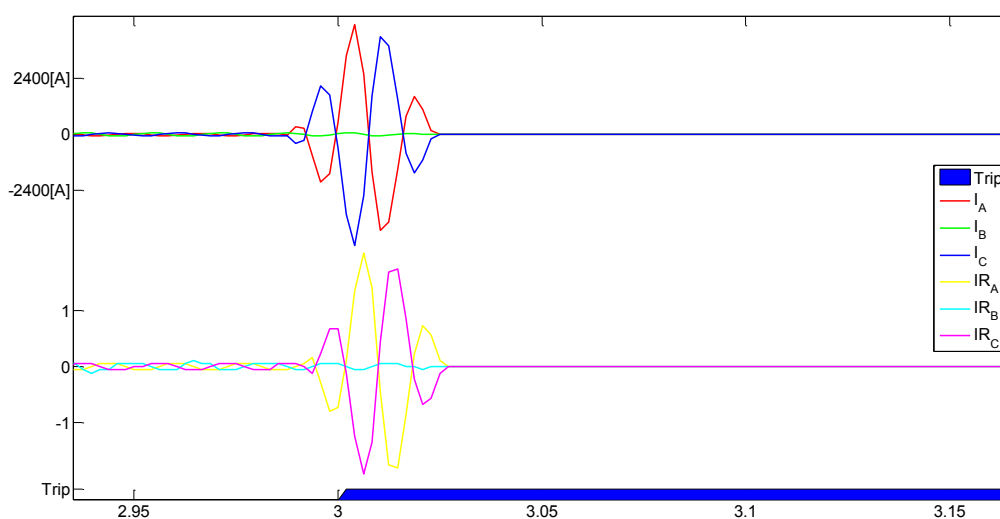
Tabela B.22: Tempos de atuação da proteção 1 para faltas no secundário do transformador 1

Número	Falta	Terminal	IED			$t_{ferramenta}$ (ms)
			t_{min} (ms)	t_{med} (ms)	t_{max} (ms)	
1	A-T	1	16,3	19,3	20,4	0,0
		2	18,0	19,0	20,0	
	ABC	1	13,5	14,6	15,5	0,0
		2	13,3	13,8	14,8	

Fonte: Elaborada pelo autor

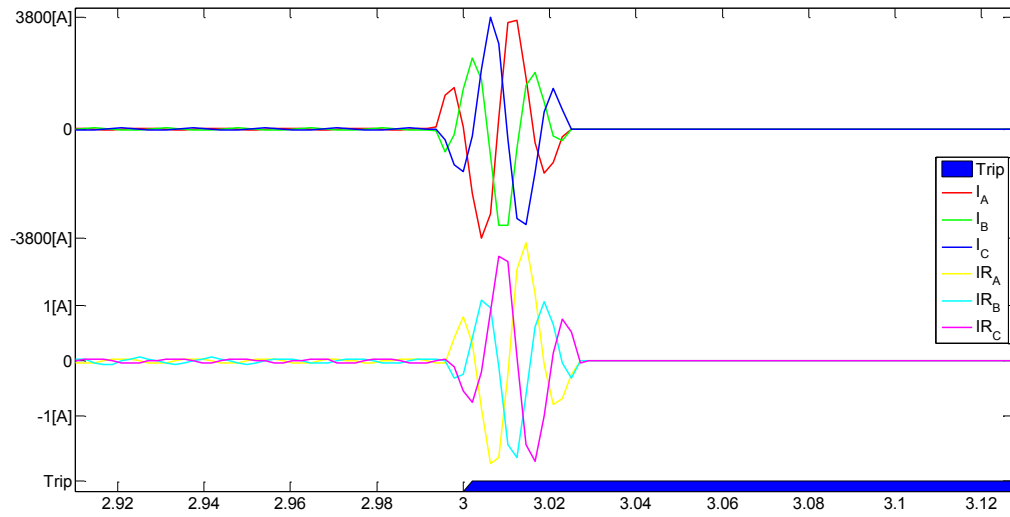
As ondas de corrente, bem como a atuação dos relés para as dadas faltas, podem ser vistas na Figura B.22 e na Figura B.23.

Figura B.22: Atuação da proteção diferencial 2 para faltas A-T no secundário do transformador 1



Fonte: Elaborada pelo autor

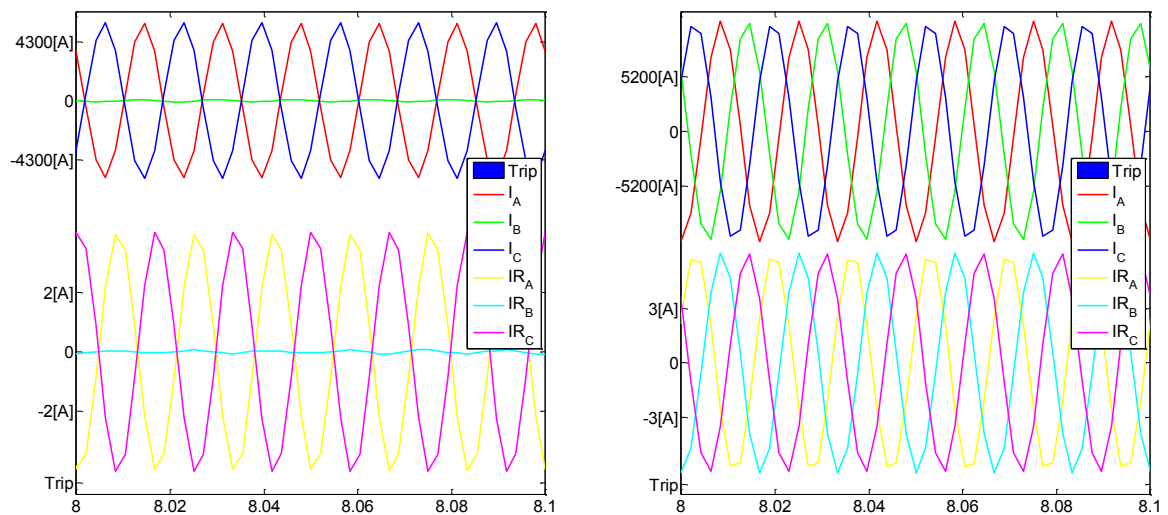
Figura C.23: Atuação da proteção diferencial 2 para faltas ABC no secundário do transformador 1



Fonte: Elaborada pelo autor

As faltas A-T e ABC aplicadas fora da zona diferencial não dão origem a *trips*, como visto na Figura B.24.

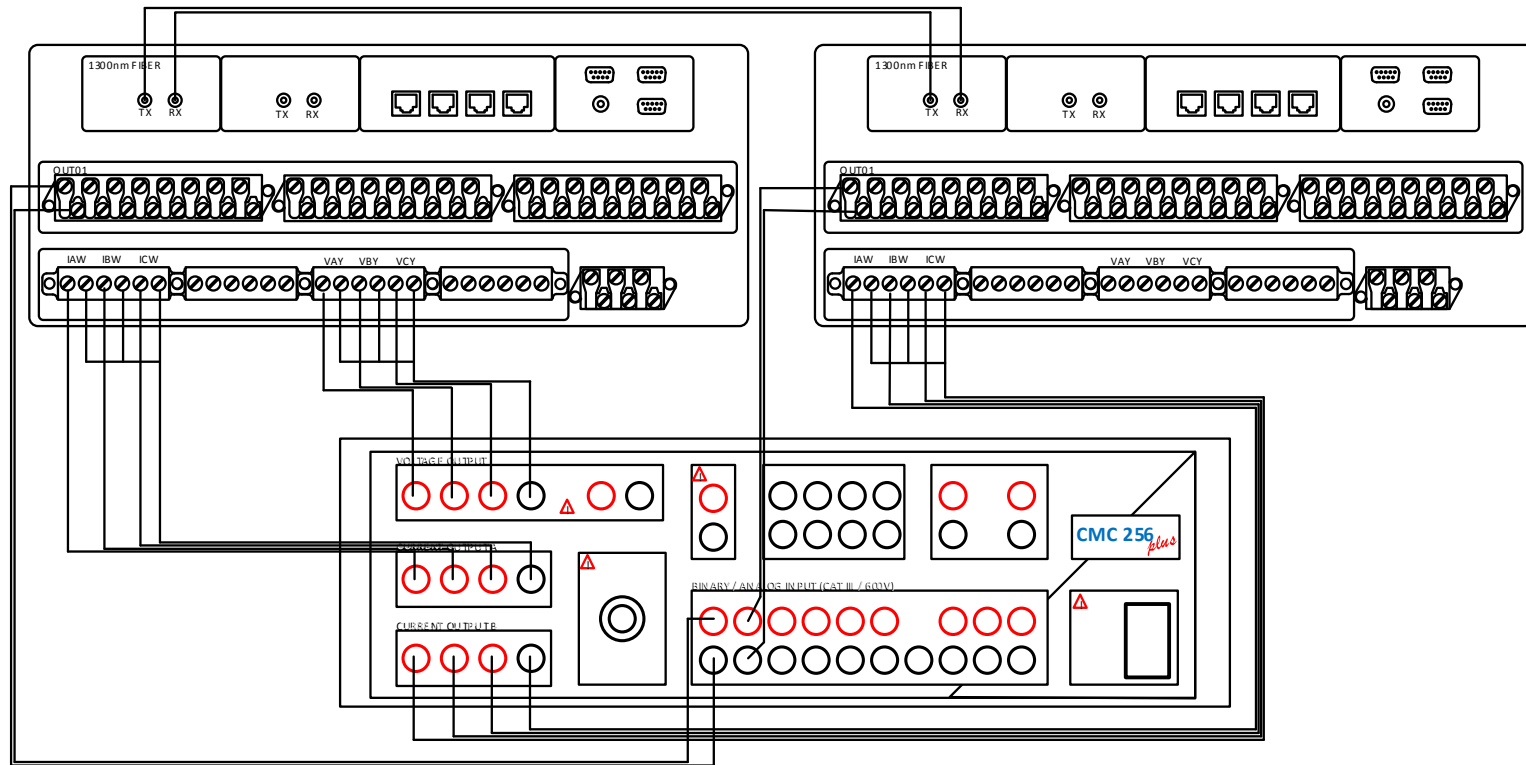
Figura B.24: Correntes para faltas A-T e ABC na barra 7



Fonte: Elaborada pelo autor

APÊNDICE C ESQUEMA DE LIGAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Figura C.1: Esquema de ligação dos equipamentos



Fonte: Elaborada pelo autor

ANEXO A FORMATOS DOS ARQUIVOS DE DADOS

A.1 SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS

BUS

1	66.395	0	66.395	-120	66.395	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
2	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
3	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
4	66.395	0	66.395	-120	66.395	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
5	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
6	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
7	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
8	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
9	7.200	0	7.200	-120	7.200	120	1	2	722.5	447.8	1080.0	470.8	1504.7	469.8	0	0	0	0

BUS\

LIN

1	2	3	.13600	.32800	.14400	.32000	.13600	.32000	.04800	.15200	.04800	.12800	.04800	.12000	0	0	0
2	3	7	.15200	.53600	.15200	.53600	.15200	.53600	.04000	.32000	.04000	.29600	.04000	.27200	0	0	0
3	5	6	.13600	.32800	.14400	.32000	.13600	.32000	.04800	.15200	.04800	.12800	.04800	.12000	0	0	0
4	6	7	.15200	.53600	.15200	.53600	.15200	.53600	.04000	.32000	.04000	.29600	.04000	.27200	0	0	0
5	7	8	.13600	.32800	.14400	.32000	.13600	.32000	.04800	.15200	.04800	.12800	.04800	.12000	0	0	0
6	8	9	.15200	.53600	.15200	.53600	.15200	.53600	.04000	.32000	.04000	.29600	.04000	.27200	0	0	0

LIN\

TRF

1	1	2	.01	.06	6000	66.395	7.200	3	1
2	4	5	.01	.06	6000	66.395	7.200	3	1

TRF\

MAC

1 1 66.395 0 66.395 -120 66.395 120
2 4 66.395 0 66.395 -120 66.395 120

MAC\

FIM

Dados de Barras

1	NUM	Número da barra
2	VA	Tensão nominal da fase A (em kv)
3	AA	Ângulo da fase A (em °)
4	VB	Tensão nominal da fase B (em kv)
5	AB	Ângulo da fase B (em °)
6	VC	Tensão nominal da fase C (em kv)
7	AC	Ângulo da fase C (em °)
8	YDL	Ligação da carga (0 = sem carga; 1 = Yt; 3 = D)
9	ZIP	Modelo ZIP da carga (0 = S cte; 1 = I cte; 2 = Z cte)
10	PA	Potência ativa na fase A (em kw)
11	QA	Potência reativa na fase A (em kvar)
12	PB	Potência ativa na fase A (em kw)
13	QB	Potência reativa na fase A (em kvar)
14	PC	Potência ativa na fase A (em kw)
15	QC	Potência reativa na fase A (em kvar)
16	YDC	Ligação do banco de capacitores (0 = sem banco; 1 = Yt; 2 = D)
17	CA	Potência reativa do banco na fase A (em kvar)
18	CB	Potência reativa do banco na fase B (em kvar)
19	CC	Potência reativa do banco na fase C (em kvar)

Dados de Linhas

1	NUM	Número da linha
---	-----	-----------------

2	DE	Barra de origem da linha
3	PR	Barra de destino da linha
4	RAA	Resistência própria da fase A (em Ohms)
5	LAA	Indutância própria da fase A (em Ohms)
6	RBB	Resistência própria da fase B (em Ohms)
7	LBB	Indutância própria da fase B (em Ohms)
8	RCC	Resistência própria da fase C (em Ohms)
9	LCC	Indutância própria da fase C (em Ohms)
10	RAB	Resistência mútua entre as fases A e B (em Ohms)
11	LAB	Reatância mútua entre as fases A e B (em Ohms)
12	RAC	Resistência mútua entre as fases A e C (em Ohms)
13	LAC	Reatância mútua entre as fases A e C (em Ohms)
14	RBC	Resistência mútua entre as fases B e C (em Ohms)
15	LBC	Reatância mútua entre as fases B e C (em Ohms)
16	CAA	Capacitância própria da fase A (em Ohms)
17	CBB	Capacitância própria da fase B (em Ohms)
18	CCC	Capacitância própria da fase C (em Ohms)
19	CAB	Capacitância mútua entre as fases A e B (em Ohms)
19	CAC	Capacitância mútua entre as fases A e C (em Ohms)
19	CBC	Capacitância mútua entre as fases B e C (em Ohms)

Dados de Transformadores

1	NUM	Número do transformador
2	DE	Barra de origem do transformador
3	PR	Barra de destino do transformador
4	R%	Resistência percentual do transformador
5	X%	Reatância percentual do transformador
6	S	Potência nominal do transformador (kVA)
7	VP	Tensão do primário (em kV)
8	VS	Tensão do secundário (em kV)
9	LP	Ligação do primário ($Y_t = 1$; $D = 3$)

10 LS Ligação do secundário ($Y_t = 1; D = 3$)

Dados das fontes

1	NUM	Número da fonte
2	BUS	Barra na qual está ligada
3	VA	Tensão da fase A (em kV)
4	AA	Ângulo da fase A (em °)
5	VB	Tensão da fase B (em kV)
6	AB	Ângulo da fase B (em °)
7	VC	Tensão da fase C (em kV)
8	AC	Ângulo da fase C (em °)

A.2 AJUSTES DA PROTEÇÃO PARA O SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS

f50

1	1	2	3	7	1	6336	1	1	-90	90	1	1
1	1	2	3	7	2	6336	1	1	-90	90	1	1
1	1	2	3	7	3	6336	1	1	-90	90	1	1
1	0	2	3	7	4	100	1	1	-90	90	1	1
2	1	2	3	7	1	570	1	1	90	-90	1	1
2	1	2	3	7	2	570	1	1	90	-90	1	1
2	1	2	3	7	3	570	1	1	90	-90	1	1
2	0	2	3	7	4	100	1	1	90	-90	1	1
3	1	4	6	7	1	6336	1	1	-90	90	1	1
3	1	4	6	7	2	6336	1	1	-90	90	1	1
3	1	4	6	7	3	6336	1	1	-90	90	1	1
3	0	4	6	7	4	100	1	1	-90	90	1	1

4 1 4 6 7 1 570 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 2 570 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 3 570 1 1 90 -90 1 1
4 0 4 6 7 4 100 1 1 90 -90 1 1
5 1 5 7 8 1 8982 1 0 -90 90 1 1
5 1 5 7 8 2 8982 1 0 -90 90 1 1
5 1 5 7 8 3 8982 1 0 -90 90 1 1
5 0 5 7 8 4 100 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 1 3120 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 2 3120 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 3 3120 1 0 -90 90 1 1
6 0 6 8 9 4 100 1 0 -90 90 1 1
f50\

f51

1 1 2 3 7 1 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
1 1 2 3 7 2 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
1 1 2 3 7 3 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
1 0 2 3 7 4 1 0.14 0.02 0 50 0.10 1 1 -90 90 1 1
2 1 2 3 7 1 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
2 1 2 3 7 2 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
2 1 2 3 7 3 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
2 0 2 3 7 4 1 0.14 0.03 0 50 0.10 1 1 90 -90 1 1
3 1 4 6 7 1 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
3 1 4 6 7 2 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
3 1 4 6 7 3 1 0.14 0.02 0 160 0.35 1 1 -90 90 1 1
3 0 4 6 7 4 1 0.14 0.05 0 50 0.10 1 1 -90 90 1 1
4 1 4 6 7 1 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 2 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 3 1 0.14 0.02 0 120 0.05 1 1 90 -90 1 1
4 0 4 6 7 4 1 0.14 0.02 0 50 0.10 1 1 90 -90 1 1
5 1 5 7 8 1 1 0.14 0.02 0 290 0.20 1 0 -90 90 1 1

```

5 1 5 7 8 2 1 0.14 0.02 0 290 0.20 1 0 -90 90 1 1
5 1 5 7 8 3 1 0.14 0.02 0 290 0.20 1 0 -90 90 1 1
5 0 5 7 8 4 1 0.14 0.03 0 50 0.10 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 1 1 0.14 0.02 0 240 0.05 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 2 1 0.14 0.02 0 240 0.05 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 3 1 0.14 0.02 0 240 0.05 1 0 -90 90 1 1
6 0 6 8 9 4 1 0.14 0.05 0 50 0.10 1 0 -90 90 1 1
f51\

```

f51dt

```

1 1 2 3 7 1 6708 3.6 1 1 -90 90 1 1
1 1 2 3 7 2 6708 3.6 1 1 -90 90 1 1
1 1 2 3 7 3 6708 3.6 1 1 -90 90 1 1
1 0 2 3 7 4 80 0.2 1 1 -90 90 1 1
2 1 2 3 7 1 6336 5.4 1 1 90 -90 1 1
2 1 2 3 7 2 6336 5.4 1 1 90 -90 1 1
2 1 2 3 7 3 6336 5.4 1 1 90 -90 1 1
2 0 2 3 7 4 80 0.3 1 1 90 -90 1 1
3 1 4 6 7 1 560 0.6 1 1 -90 90 1 1
3 1 4 6 7 2 560 0.6 1 1 -90 90 1 1
3 1 4 6 7 3 560 0.6 1 1 -90 90 1 1
3 0 4 6 7 4 80 0.5 1 1 -90 90 1 1
4 1 4 6 7 1 7454 0.6 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 2 7454 0.6 1 1 90 -90 1 1
4 1 4 6 7 3 7454 0.6 1 1 90 -90 1 1
4 0 4 6 7 4 80 0.2 1 1 90 -90 1 1
5 1 5 7 8 1 1120 0.3 1 0 -90 90 1 1
5 1 5 7 8 2 1120 0.3 1 0 -90 90 1 1
5 1 5 7 8 3 1120 0.3 1 0 -90 90 1 1
5 0 5 7 8 4 80 0.3 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 1 7721 1.8 1 0 -90 90 1 1
6 1 6 8 9 2 7721 1.8 1 0 -90 90 1 1

```

6 1 6 8 9 3 7721 1.8 1 0 -90 90 1 1
6 0 6 8 9 4 80 0.5 1 0 -90 90 1 1

f51dt\

f21

1 1 2 3 7 64.98 7 8 1 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
1 1 2 3 7 64.98 7 8 2 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
1 1 2 3 7 64.98 7 8 3 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
1 1 2 3 7 64.98 7 8 4 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
2 1 4 6 7 64.98 7 8 1 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
2 1 4 6 7 64.98 7 8 2 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
2 1 4 6 7 64.98 7 8 3 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
2 1 4 6 7 64.98 7 8 4 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.21 0.32 0.53 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
3 1 5 7 8 64.41 7 8 1 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.17 0.25 0.42 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
3 1 5 7 8 64.41 7 8 2 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.10 0.20 0.30 0.100 0.20 0.17 0.25 0.42 0.105 0.21 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
3 1 5 7 8 64.41 7 8 3 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.17 0.25 0.42 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2
3 1 5 7 8 64.41 7 8 4 0 1 1 1 1 1 0 .3 .6 .4 .7 0.17 0.25 0.42 0.105 0.21 1 2 3 2 3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 2

f21\

f87

1 1 0 0 2 1 0.5 2 150 1 1 1 1 2 1 0 0 0 0 0 0
1 0 0 0 2 2 0.5 2 150 1 1 1 1 2 1 0 0 0 0 0 0
1 0 0 0 2 3 0.5 2 150 1 1 1 1 2 1 0 0 0 0 0 0
2 1 0 0 2 1 0.5 2 150 2 4 1 2 5 1 0 0 0 0 0 0
2 0 0 0 2 2 0.5 2 150 2 4 1 2 5 1 0 0 0 0 0 0
2 0 0 0 2 3 0.5 2 150 2 4 1 2 5 1 0 0 0 0 0 0

f87\

FIM

Dados de ANSI 50

1	NUM	Número da 50
2	ON/OFF	(des)/ligada
3	NUM	Equipamento protegido
4	DE	Barra de origem do equipamento protegido
5	PR	Barra de destino do equipamento protegido
6	FASE	Fase protegida (1 = A; 2 = B; 3 = C; 4 = N)
7	I50	Corrente de ajuste (em A)
8	RTC	Relação de transformação de corrente (NBR 6855)
9	DIR	Direcional (des)/ligada
10	ANG-	Ângulo inicial da direcional (em °)
11	ANG+	Ângulo final da diferencial (em °)
12	RTP	Relação de transformação de potencial (NBR 6856)
13	EQUIP	Tipo de equipamento protegido (1 = linha; 2 = Trafo)

Dados de ANSI 51

1	NUM	número da 51
2	ON/OFF	(des)/ligada
3	NUM	Equipamento protegido
4	DE	Barra de origem do equipamento protegido
5	PR	Barra de destino do equipamento protegido
6	FASE	Fase protegida (1 = A; 2 = B; 3 = C; 4 = N)
7	CURVA	Curva
8	ALPHA	Constante referente à curva
9	BETA	Constante referente à curva
10	K	Constante referente à curva
11	Ipup	Corrente de ajuste (em A)
12	TMS	Dia de tempo
13	RTC	Relação de transformação de corrente (NBR 6855)
14	DIR	Direcional (des)/ligada

15	ANG-	Ângulo inicial da direcional (em°)
16	ANG+	Ângulo final da direcional (em°)
17	RTP	Relação de transformação de potencial (NBR 6856)
18	EQUIP	Tipo de equipamento protegido (1 = linha; 2 = Trafo)

Dados de ANSI 51DT

1	NUM	Número da 51DT
2	ON/OFF	(des)/ligada
3	NUM	Equipamento protegido
4	DE	Barra de origem do equipamento protegido
5	PR	Barra de destino do equipamento protegido
6	FASE	Fase protegida
7	I50	Corrente de ajuste (em A)
8	I50	Tempo de atuação
9	RTC	Relação de transformação de corrente (NBR 6855)
10	DIR	Direcional (des)/ligada
11	ANG-	Ângulo inicial da diferencial
12	ANG+	ângulo final da diferencial
13	RTP	Relação de transformação de potencial (NBR 6856)
14	EQUIP	Tipo de equipamento protegido (1 = linha; 2 = Trafo)

Dados de ANSI 21

1	NUM	número da 21
2	N.A.	N.A.
3	NUM	Equipamento protegido
4	DE	Barra de origem do equipamento protegido
5	PARA	Barra de destino do equipamento protegido
6	Z1ANG	Ângulo de sequência positiva da linha (em °)
7	RTC	Relação de transformação de corrente (NBR 6855)

8	RTP	Relação de transformação de tensão (NBR 6856)
9	TIPO	Tipo de proteção (1 = Quad Phase; 2 = Quad Ground; 3 = Mho Phase; 4 = Mho Ground)
10	ANG1	Ângulo de inclinação (se aplica a funções quad)
11	CKZ1	(des)/ligado da zona 1
12	CKZ2	(des)/ligado da zona 2
13	CKZ3	(des)/ligado da zona 3
14	CKZ4	(des)/ligado da zona 4
15	CKZ5	(des)/ligado da zona 5
16	TAZ1	Tempo de atuação da zona 1
17	TAZ2	Tempo de atuação da zona 2
18	TAZ3	Tempo de atuação da zona 3
19	TAZ4	Tempo de atuação da zona 4
20	TAZ5	Tempo de atuação da zona 5
21	R1	Resistência de alcance da zona 1 (Quad) ou Alcance da zona 1 (Mho)
22	R2	Resistência de alcance da zona 2 (Quad) ou Alcance da zona 2 (Mho)
23	R3	Resistência de alcance da zona 3 (Quad) ou Alcance da zona 3 (Mho)
24	R4	Resistência de alcance da zona 4 (Quad) ou Alcance da zona 4 (Mho)
25	R5	Resistência de alcance da zona 5 (Quad) ou Alcance da zona 5 (Mho)
26	X1	Impedância da zona 1 (se aplica a funções Quad)
27	X2	Impedância da zona 2 (se aplica a funções Quad)
28	X3	Impedância da zona 3 (se aplica a funções Quad)
29	X4	Impedância da zona 4 (se aplica a funções Quad)
30	X5	Impedância da zona 5 (se aplica a funções Quad)
31	Rev3	Reverse da zona 3
32	Rev4	Reverse da zona 4
33	Rev5	Reverse da zona 5
34	AZZ1	Amplitude fator compensação sequência zero zona 1 (Mho Ground)
35	FZZ1	Fase fator compensação sequência zero zona 1 (Mho Ground)
36	AZZF	Amplitude fator compensação sequência zero demais zonas diretas (Mho Ground)
37	FZZF	Fase fator compensação sequência zero demais zonas diretas (Mho Ground)
38	AZZR	Amplitude fator compensação sequência zero zonas reversas (Mho Ground)
39	FZZR	Fase fator compensação sequência zero zonas reversas (Mho Ground)
40	RFQG	Corrente de referência para as proteções quad ground

Dados de ANSI 87

1	NUM	número da 87
2	ON/OFF	(des)ligada
3	TT12	Tipo dos terminais 1 e 2 (TIPOEQ = 4)
4	TT34	Tipo dos terminais 3 e 4 (TIPOEQ = 4)
5	EQUIP	Tipo de equipamento protegido (1 = linha; 2 = Trafo; 3 = barra; 4 = zona)
6	TIPO	TIPO DE FUNÇÃO (1=FASE, 2=SEQUÊNCIA NEGATIVA, 3=SEQUÊNCIA ZERO)
7	PUP	Pick-up da função (em p.u.)
8	RAIO	Raio da função (em p.u.)
9	ANGULO	Ângulo da função (em °)
10	T1NUM	Terminal #1 da zona
21	T1DE	Barra DE do terminal #1
12	T1RTC	RTC do terminal #1
13	T2NUM	Terminal #2 da zona
14	T2DE	Barra DE do terminal #2
15	T2RTC	RTC do terminal #2
16	T3NUM	Terminal #3 da zona
17	T3DE	Barra DE do terminal #3
18	T3RTC	RTC do terminal #3
19	T4NUM	Terminal #4 da zona
20	T4DE	Barra DE do terminal #4
21	T4RTC	RTC do terminal #4
