UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WELLINGTON MAYCON SANTOS BERNARDES

**Algoritmo Enxame de Partículas Discreto para
Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente
em Sistemas Elétricos de Potência**

São Carlos

2013

WELLINGTON MAYCON SANTOS BERNARDES

**Algoritmo Enxame de Partículas Discreto para
Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente
em Sistemas Elétricos de Potência**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica

Área de Concentração: *Sistemas Elétricos de Potência*

Orientador: Prof. Dr. *Eduardo Nobuhiro Asada*

São Carlos

2013

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

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

B522a Bernardes, Wellington Maycon Santos
 Algoritmo enxame de partículas discreto para
 coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em
 sistemas elétricos de potência / Wellington Maycon
 Santos Bernardes; orientador Eduardo Nobuhiro Asada.
 São Carlos, 2013.

 Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
 em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
 Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
 de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

 1. Coordenação. 2. Enxame de partículas discreto.
 3. Metaheurística . 4. Otimização. 5. Proteção de
 sistemas elétricos. 6. Relés direcionais de
 sobrecorrente. 7. Sistemas elétricos de potência
 malhados. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **WELLINGTON MAYCON SANTOS BERNARDES**.

Título da dissertação: "Algoritmo enxame de partículas discreto para coordenação de reles direcionais de sobrecorrente em sistemas elétricos de potência".

Data da defesa: 26/03/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **Eduardo Nobuhiro Asada (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Junior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **José Roberto Sanches Mantovani**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP-Ilha Solteira)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

*Para meus pais, Pedro e Ana,
e para Adriene, Washington e Joelma,
pelo apoio incondicional.*

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus por ser minha fonte primária para enfrentar todos os desafios diários.

A meu orientador Prof. Dr. Eduardo N. Asada pela paciência, incentivo e inesquecível orientação. Seus pensamentos e dicas foram fundamentais para meu desenvolvimento pessoal e profissional.

A meus pais, Ana Aparecida e Pedro Antônio, pelo carinho oferecido durante esses anos de vida. Oriundos da zona rural e com ensino fundamental incompleto foram capazes de inserir seu filho em uma universidade pública, concorrida e de qualidade.

A meus irmãos, Adriene e Washington, pelos momentos de felicidade e descontração e a minha namorada Joelma, pelo amor sem medidas e entender minha ausência para dedicar a este trabalho.

Aos professores Dr. Denis V. Coury, Dr. José Carlos de M. Vieira Jr. e Dr. Mário Oleskovicz por auxiliar no desenvolvimento dessa pesquisa.

Ao Prof. Dr. Geraldo Roberto M. da Costa, diretor da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), que acreditou em meu potencial e inicialmente participou de minha orientação.

Aos companheiros de laboratório: Aldir, Anas, Eduardo, Fábio, Filipes, Guilherme e Scheila; a todos que contribuíram para a execução dessa pesquisa, em especial ao André, Fernando, Ulisses e Vinícius; e a todos colegas da cidade de Uberlândia - Minas Gerais que depositaram a confiança em mim e torceram para que eu realizasse essa Pós-Graduação.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da EESC, por oferecer a infraestrutura do Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica. Em especial aos seus funcionários, José Carlos de Oliveira, Jussara Ramos Zoia, Leonardo Erivelto S. Oliveira e Marisa Helena R. Vicente Fortulan pelo apoio administrativo.

Ao programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Projeto 68-20-2011) pelo suporte financeiro, ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Rio de

Janeiro - RJ), ao Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (Portugal), à Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), bem como aos engenheiros do Departamento de Análise da Operação da CTEEP (Jundiaí - SP) pelas informações prestadas.

Resumo

BERNARDES, W. M. S. **Algoritmo Enxame de Partículas Discreto para Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente em Sistemas Elétricos de Potência**. 2013. 155 p. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

Este trabalho propõe uma metodologia baseada em técnicas inteligentes capaz de fornecer uma coordenação otimizada de relés direcionais de sobrecorrente instalados em sistemas de energia elétrica. O problema é modelado como um caso de programação não linear inteira mista, em que os relés permitem ajustes discretizados de múltiplos de tempo e/ou múltiplos de corrente. A solução do problema de otimização correspondente é obtida através de uma metaheurística nomeada como *Discrete Particle Swarm Optimization*. Na literatura técnico-científica esse problema geralmente é linearizado e aplicam-se arredondamentos das variáveis discretas. Na metodologia proposta, as variáveis discretas são tratadas adequadamente para utilização na metaheurística e são apresentados os resultados que foram comparados com os obtidos pelo modelo clássico de otimização implementado no *General Algebraic Modeling System* (GAMS). Tendo em vista os aspectos observados, o método permite ao engenheiro de proteção ter um subsídio adicional na tarefa da coordenação dos relés direcionais de sobrecorrente, disponibilizando uma técnica eficaz e de fácil aplicabilidade ao sistema elétrico a ser protegido, independentemente da topologia e condição operacional.

Palavras-chave: Coordenação; enxame de partículas discreto; metaheurística; otimização; proteção de sistemas elétricos; relés direcionais de sobrecorrente; sistemas elétricos de potência malhados.

Abstract

BERNARDES, W. M. S. **Discrete Particle Swarm Algorithm for Directional Overcurrent Relays Coordination in Electric Power System**. 2013. 155 p. Dissertation (Master Degree, Electrical Engineering Program) - Engineering School of Sao Carlos, University of Sao Paulo, Sao Carlos, 2013.

This work proposes a methodology that based on intelligent technique to obtain an optimized coordination of directional overcurrent relays in electric power systems. The problem is modeled as a mixed integer nonlinear problem, because the relays allows a discrete setting of time and/or current multipliers. The solution of the proposed optimization problem is obtained from the proposed metaheuristic named as Discrete Particle Swarm Optimization. In scientific and technical literature this problem is usually linearized and discrete variables are rounded off. In the proposed method, the discrete variables are modeled adequately in the metaheuristic and the results are compared to the classical optimization solvers implemented in General Algebraic Modeling System (GAMS). The method provides an important method for helping the engineers in to coordinate directional overcurrent relays in a very optimized way. It has high potential for the application to realistic systems, regardless of topology and operating condition.

Keywords: Coordination; directional overcurrent relays; discrete particle swarm; electrical system protection; metaheuristic; optimization; meshed electric power system.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Carregamento <i>versus</i> tempo de eliminação das faltas.	33
Figura 2.2 - Partes do sistema de proteção associado.	33
Figura 2.3 - Zonas de proteção primária delimitadas sobre um sistema elétrico genérico.	34
Figura 2.4 - Princípio da sobreposição das zonas de proteção. (a) Quando um transformador de corrente está disponível em ambos os lados do disjuntor e (b) quando um transformador de corrente simples, com múltiplos enrolamentos secundários, está disponível.	35
Figura 2.5 - Relés direcionais de sobrecorrente em linhas de transmissão. ¹	37
Figura 2.6 - Curva padrão de um relé de tempo definido.	39
Figura 2.7 - Curva de um relé de sobrecorrente instantâneo ou corrente definida.	40
Figura 2.8 - Curva do relé conforme IEC 60255-3, sendo I_s a corrente de ajuste.	42
Figura 2.9 - Curvas do relé para diversos ajustes de tempo (IEEE moderadamente inverso).	42
Figura 2.10-Efeitos do ajuste de corrente (a) e do ajuste de tempo (b) na curva.	44
Figura 2.11-Linhas de transmissão mutualmente acopladas com sequência zero isolada. Fonte: Adaptado de Elmore (1994).	45
Figura 2.12-(a) Situação com todos os disjuntores fechados (nenhuma impedância de sequência zero isolada) e (b) Um dos disjuntores abertos causando isolamento de sequência zero e detecção incorreta na linha GS. Fonte: Adaptado de Elmore (1994).	47
Figura 2.13-Fasores para polarização em quadratura. Fonte: Adaptado de Salles (2007).	49
Figura 2.14- Características do relé 67N.	50

Figura 4.1 - Função $T(MT, I_p)$ de um relé e movimento das partículas. Neste exemplo, a função é IEEE normal inversa e o domínio das partículas é $T \in \mathbb{R}^+ : 0,5 < MT < 15$ e $I_p \in \mathbb{N} : 15 < I_p < 600$. Em adição, $I_p > 100$ devido à corrente de carga.	64
Figura 5.1 - Atualização do vetor posição x_i^k em PSO.	68
Figura 5.2 - Gráfico $\zeta_3(x_i)$ da função penalidade quadrática para discretização ($s_i^{inf} = 0,05$ e $s_i^{sup} = 0,10$).	75
Figura 5.3 - Fluxograma da implementação do DPSO usando função de penalidade.	76
Figura 5.4 - Gráfico da função objetivo da Equação 5.14. Para soluções reais, o ponto de mínimo global está localizado no ponto vermelho $P(0,3; 0,3; -6,3404)$	78
Figura 5.5 - Curva de nível da função objetivo da Equação 5.14.	79
Figura 5.6 - Gráfico da função objetivo a ser minimizada - Equação 5.15. Nele, é possível ver a região do espaço de busca (abaixo da parábola $y = -2x^2 + 4x$ e acima da reta $x = y + 1$). Após o processo iterativo, a trajetória da melhor partícula para encontrar o ponto ótimo do problema é auxiliado pelas setas 1 e 2.	83
Figura 5.7 - Aproximação visual da Figura 5.6 na região do ponto ótimo do problema.	85
Figura 5.8 - Função $T^{prim}(MT, I, I_p, A, B)$ acrescida da função penalidade senoidal (Equação 5.9) para dado relé. A curva em questão é IEEE normal inversa. Neste exemplo, $T \in \mathbb{R}^+ : 0,5 < MT < 15$ e $I/I_p = MC \in \mathbb{R}^+ : 1 < MC < 4$, com passo de 0,1, ou seja, $s_i^{sup} - s_i^{inf} = 0,1$	88
Figura 5.9 - Perfil do gráfico $T^{prim}(MT, I, I_p, A, B)$ (plano $MT \times T$). Similar à Figura 5.8, MC está entre 1 e 4 e é um múltiplo de 0,1. Note que usando a função penalidade senoidal (Equação 5.9), o tempo de operação T é mínimo nos pontos discretos. A linha azul (A) representa a curva inversa e as linhas vermelha (B), preta (C) e verde (D) representam possíveis senóides que penalizam a função T . Para a linha vermelha, $\alpha = 0$, $\beta = 1$ e $\varrho = 4$, para a linha preta, $\alpha = 0$, $\beta = 1$ e $\varrho = 2,5$, e para a linha verde, $\alpha = 0$, $\beta = 4$ e $\varrho = 2,5$	89
Figura 6.1 - Sistema elétrico com duplo circuito. Fonte: Adaptado de Bedekar, Bhide e Kale (2009).	91

Figura 6.2 - Função objetivo do Caso 1 usando DPSO.	95
Figura 6.3 - Múltiplos de tempo dos relés do Caso 1 usando DPSO.	95
Figura 6.4 - Coordenograma do Caso 1 com todos relés envolvidos baseado nos resultados do DPSO.	96
Figura 6.5 - Diagrama unifilar do estudo de caso 2. Fonte: Urdaneta, Nadira e Jimenez (1988) – modificado.	97
Figura 6.6 - Função objetivo do Caso 2 usando DPSO.	100
Figura 6.7 - Múltiplos de tempo dos relés do Caso 2 usando DPSO.	101
Figura 6.8 - Coordenograma do Caso 2 com todos relés envolvidos baseado nos resultados do DPSO.	102
Figura 6.9 - Diagrama unifilar do estudo de caso 3. Essa rede teste possui 46 barras, 11 linhas de transmissão e 22 RDS, sendo as barras fictícias não demonstradas, pois não são necessárias para o estudo.	103
Figura 6.10-Coordenograma do Caso 3 baseado nos resultados do DPSO (relés R_2 , R_3 , R_6 , R_{10} , R_{12} e R_{14}).	107
Figura 6.11-Função objetivo do Caso 3 usando DPSO.	109
Figura 6.12-Múltiplos de tempo dos relés do Caso 3 usando DPSO.	110
Figura 6.13-Coordenograma do Caso 4 baseado nos resultados do DPSO (relés R_1 , R_3 , R_6 , R_9 e R_{14}).	116
Figura 6.14-Coordenograma do Caso 4 baseado nos resultados do DPSO (todos relés analisados).	117
Figura 6.15-Melhor valor da função objetivo encontrada durante o curso da simulação. No final, $F(x) = 16,056$ s.	119
Figura 6.16-Variável I_{p5}	119
Figura 6.17-Variável MT_5	120
Figura A.1 - Fluxograma do módulo de cálculo de curto-circuito.	134
Figura A.2 - Esparsidade da matriz admitância de sequência negativa de um sistema de 10016 barras.	136
Figura A.3 - Diagrama elétrico unifilar simplificado na área da CTEEP.	139

Figura A.4 - Aspecto visual da busca em profundidade para encontrar as referências angulares das barras.	141
Figura A.5 - Tela de apresentação do programa.	144
Figura A.6 - Exemplo de relatório de cálculo de curto-circuito fase-terra.	145
Figura B.1 - Fluxograma para definição dos RDS principais e de retaguarda.	149

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Definições das características padrão do relé.	41
Tabela 2.2 - Tensões de polarização de relés direcionais digitais.	50
Tabela 5.1 - Resultado do DPSO - exemplo numérico.	84
Tabela 6.1 - Relação dos relés primários e secundários.	92
Tabela 6.2 - Corrente de curto-circuito trifásico vista pelos relés.	93
Tabela 6.3 - Constantes η	93
Tabela 6.4 - Solução da coordenação dos relés de sobrecorrente via DPSO.	94
Tabela 6.5 - Valor da restrição $T^{sec} - T^{prim} \geq ITC$ usando DPSO.	94
Tabela 6.6 - Solução da coordenação dos relés de sobrecorrente via ILOG CPLEX.	94
Tabela 6.7 - Dados do sistema-teste (URDANETA; NADIRA; JIMENEZ, 1988; BER- NARDES et al., 2012).	97
Tabela 6.8 - Corrente de curto-circuito vista pelos relés.	98
Tabela 6.9 - Constantes η - Caso 2.	98
Tabela 6.10-Solução da coordenação dos RDS via DPSO e ILOG CPLEX.	100
Tabela 6.11-Parâmetros para coordenação de relés - Estudo de caso 4.	102
Tabela 6.12-Corrente mínima de atuação de cada relé.	104
Tabela 6.13-Relação dos relés primários e secundários e correntes trifásicas <i>close-in</i>	105
Tabela 6.14-Saída do algoritmo (DICOPT com solução relaxada).	106
Tabela 6.15-Saída do algoritmo (DPSO).	106
Tabela 6.16-Tempo de operação dos RDS (DPSO) [s].	107

Tabela 6.17- Valor da restrição $T^{sec} - t^{prim} \geq ITC$ (DPSO).	108
Tabela 6.18- Parâmetros para coordenação de relés - Teste 4.	110
Tabela 6.19- Relação dos relés primários e secundários e correntes trifásicas <i>close-in</i>	112
Tabela 6.20- Saída do algoritmo DPSO - $0,1 \leq MT \leq 2,0$	113
Tabela 6.21- Saída usando DICOPT - $0,1 \leq MT \leq 2,0$	113
Tabela 6.22- Tempo de operação dos RDS - em segundos (DPSO).	114
Tabela 6.23- Tempo de operação dos RDS - em segundos (DICOPT).	114
Tabela 6.24- Valor da restrição $T^{sec} - t^{prim} \geq ITC$ usando DPSO e DICOPT [s].	115
 Tabela A.1 - Defasamento angular em transformadores com ligação delta-estrela (CE- PEL, 2011).	 133
Tabela A.2 - Esparsidade do banco de dados fornecido pelo ONS (matriz admitância) para cálculo de curto-circuito.	 136
Tabela A.3 - Armazenamento de dados em compiladores com linguagem C++.	137
Tabela A.4 - Defasamentos existentes nos transformadores.	139
Tabela A.5 - Referências angulares das barras ψ_k adotando a barra 11426 como re- ferência.	 140
 Tabela C.2 - Dados de linha do sistema CTEEP de 46 barras.	 151
Tabela C.1 - Dados de barra do sistema CTEEP de 46 barras.	154
Tabela C.3 - Dados de impedância mútua do sistema CTEEP de 46 barras.	155

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG	Algoritmo Genético
AGI	Algoritmo Genético Imune
Anafas	Análise de Faltas Simultâneas
BPS	<i>Break Point Set</i>
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Cepel	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
DPSO	<i>Discrete Particle Swarm Optimization</i>
EI	Extremamente Inverso
EPSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IP	Inverso padrão
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
LXPSO	<i>Laplace Crossover Particle Swarm Optimization</i>
MC	Múltiplo de Corrente
MI	Muito inverso
MT	Múltiplo de Tempo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PIM	Programação Inteira Mista
PL	Programação Linear
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programa Não Linear Inteira Mista
RDS	Relés Direcionais de Sobrecorrente
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SA	<i>Simulated Annealing</i>
TC	Transformador de Corrente
TL	Inverso de Tempo Longo
TP	Transformador de Potencial
UHF	<i>Ultra High Frequency</i>
VHF	<i>Very High Frequency</i>

Lista de Símbolos e Variáveis

D_x	Conjunto de valores discretos para variável x
A, B	Constantes que dependem do tipo da curva adotada
I_f	Corrente de falta
I_p	Corrente de <i>pickup</i>
E_R	Erro de ajuste de tempo do relé
E_{TC}	Erro na relação do TC (%)
$g(x)$	Função de restrição de desigualdade do modelo matemático
$f(x)$	Função objetivo do modelo matemático
$P(x)$	Função penalidade das restrições
$iter$	Iteração atual
I_{km}^{cap}	Limite operativo da linha de transmissão
t_{seg}	Margem de segurança
Y_p	Matriz admitância primitiva
Z_p	Matriz impedância primitiva
$pbest$	Melhor vetor da partícula já visitado
$gbest$	Melhor vetor de todas as partículas analisadas
C_1, C_2	Parâmetros cognitivo e social, respectivamente
w	Peso ou coeficiente de inércia
$nrest$	Quantidade de restrições

t_{iner}	Tempo de inércia do relé
t_{disj}	Tempo de interrupção do disjuntor
T^{prim}	Tempo de operação do relé principal
T^{sec}	Tempo de operação do relé secundário
s^{inf}	Valor discreto inferior mais próximo da variável de decisão
s^{sup}	Valor discreto superior mais próximo da variável de decisão
r_1, r_2	Valores aleatórios entre 0 e 1
v	Velocidade da partícula

Sumário

Capítulo 1

Introdução	27
1.1 Justificativas e Objetivos	28
1.2 Organização deste Trabalho	29

Capítulo 2

Proteção de Sistemas Elétricos de Potência	31
2.1 Considerações Iniciais	31
2.2 Principais Conceitos da Proteção de SEP	31
2.3 Proteção de Linhas de Transmissão	36
2.3.1 Emprego de Relés de Sobrecorrente para Proteção de Linhas de Transmissão	38
2.3.2 Coordenação da Proteção	43
2.3.3 Influência da Impedância Mútua na Proteção de Linhas	45
2.4 Relés Direcionais de Sobrecorrente	48
2.4.1 Princípio de Funcionamento dos Relés Direcionais de Sobrecorrente	48
2.5 Comentários Finais	51

Capítulo 3

Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente	53
3.1 Considerações Iniciais	53
3.2 Coordenação por Técnicas Matemáticas Convencionais	53
3.3 Coordenação por PSO e suas Variantes	56

3.4	Aplicação de Algoritmo Genético e suas Variantes	59
3.5	Considerações Finais	61
Capítulo 4		
	Modelagem Matemática do Problema de Coordenação de Relés	63
4.1	Considerações Iniciais	63
4.2	Formulação do Problema	63
Capítulo 5		
	Técnica de Otimização Proposta Baseada em Metaheurística	67
5.1	Considerações Iniciais	67
5.2	Particle Swarm Optimization	67
5.2.1	Algoritmo Restritivo	70
5.2.2	Penalização da Função Objetivo para Restrições	71
5.3	Discrete Particle Swarm Optimization	73
5.4	Exemplo Numérico	77
5.5	Etapas Preliminares para Efetivação da Técnica na Coordenação de Relés .	85
5.6	Função de Avaliação Adotada	87
Capítulo 6		
	Resultados Numéricos	91
6.1	Teste 1	91
6.2	Teste 2	97
6.3	Teste 3	100
6.4	Teste 4	109
Capítulo 7		
	Conclusões	121
	Referências Bibliográficas	123

Apêndice A

Curto-circuito 131

A.1	Considerações Iniciais	131
A.1.1	Formulação Matemática	131
A.1.2	Considerações Adicionais sobre a Modelagem dos Componentes da Rede	132
A.1.2.1	Defasamento Angular de Transformadores Conectados em Delta-Estrela ou Estrela-Delta	132
A.2	Programa Desenvolvido para o Cálculo de Curto-Circuito	133
A.2.1	Estrutura geral do programa	133
A.2.2	Fatoração numérica das matrizes admitância	135
A.2.2.1	Pacote Computacional UMFPACK	137
A.2.3	Implementação Computacional do Defasamento Angular	138
A.3	Interface de resultados	140

Apêndice B

Estratégia para Determinação Automática de Pares de Relés 147

B.1	Considerações Iniciais	147
B.2	Algoritmo	147

Apêndice C

Dados do Sistema Elétrico Analisado 151

C.1	Sistema reduzido CTEEP 46 barras	151
-----	--	-----

Capítulo 1

Introdução

A proteção em sistemas de energia elétrica é formada por uma rede complexa que contém vários dispositivos que têm distintas funções e configurações de operação. Quando ocorre a falha parcial ou total desses componentes, ou o ajuste não adequado dos mesmos, pode expor a perigo, num dado instante, os equipamentos protegidos, serviços e os consumidores locais e, mais adiante, ocasionar na propagação do distúrbio para o restante do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Dessa forma, as premissas básicas de operação dos dispositivos de proteção devem garantir uma análise adequada, bem como rapidez na resposta e adotar procedimentos de ações corretivas a fim de regredir rapidamente às condições normais de operação. Para tal intuito, o sistema de proteção deve ser capaz de detectar, selecionar e segregar o distúrbio ocorrido de forma a resguardar as partes do SEP como um todo.

Uma proteção eficiente para certo elemento instalado no SEP pode ser utilizado por meio do registro e análise da magnitude da corrente como um indicador de falta. Analisando essa grandeza, o relé de sobrecorrente apresenta características peculiares de funcionamento, sendo um dos tipos de relés mais usados na proteção de SEP. Esse tem a capacidade de isolar partes do sistema conforme o valor da corrente elétrica observado.

Dentre as diversas capacidades para aplicação de relés, podem-se destacar aquelas voltadas para a proteção de linhas de transmissão. Todavia, é interessante mencionar que uma proteção adequada de linhas de transmissão tendo em mãos uma simples filosofia do relé de sobrecorrente apenas é possível em redes que têm características radiais, com fontes de alimentação presentes em somente um dos lados. Em sistemas em malha, a contribuição de corrente geralmente vem de direções diferentes e, por esse motivo, somente a utilização de relés que observam o módulo da corrente é de difícil emprego, além de não ser uma estratégia eficiente de proteção. Diante dessa conjuntura, uma opção para ser empregada em sistemas malhados é a utilização de relés direcionais de sobrecorrente, os

quais permitem o ajuste direcional da proteção e proporcionam uma atuação mais eficaz. Mas a definição exata do ajuste para esses relés não é uma tarefa trivial, já que envolve o ajuste simultâneo e coordenado de um número considerável de equipamentos de proteção agrupados.

Nesse cenário, torna-se evidente que para realizar o ajuste adequado dos relés de proteção, é necessário conhecer sobre o perfil das prováveis faltas (curtos-circuitos) que podem ocorrer na área a ser protegida, das configurações de topologia em que o SEP estão sujeitas, das condições operativas dos equipamentos instalados, além da gama de opções de ajustes dos relés respeitando-se a filosofia de proteção adotada. O estudo dessas informações é imprescindível para atingir a seletividade e a correta coordenação entre os dispositivos de proteção no SEP.

Nos dias de hoje, o problema resultante da análise das informações citadas acima é de difícil solução, sendo que a complexidade aumenta à medida em que o sistema elétrico a ser analisado cresce em dimensão e número de equipamentos e dispositivos de proteção. Assim sendo, resolvê-lo com a ajuda de ferramentas automatizadas leva ganhos consideráveis tanto em relação à redução no prazo de execução dos estudos de proteção quanto à precisão e confiabilidade dos resultados obtidos.

Diante dessa circunstância, essa questão pode ser caracterizada como um problema de otimização do tipo combinatório de enorme complexidade, que exige a utilização de métodos computacionais para sua solução. Contudo, existem poucas ferramentas computacionais que abordam esse problema no contexto delineado. Dentre as mais difundidas há, predominantemente, somente uma maior ênfase referente a funções de verificação dos ajustes propostos pelo engenheiro de proteção e da disponibilização de ferramentas que possibilitam a coordenação manual de relés de diversas categorias, exigindo, porém, intensivos estudos e análises preliminares que constituem o mencionado problema de coordenação.

1.1 Justificativas e Objetivos

É importante fazer a proteção em linhas de transmissão com Relés Direcionais de Sobrecorrente (RDS) já que esses possuem a capacidade de isolar faltas danosas ao sistema identificando o sentido da corrente de falta. Como justificativa, a proposta de uma metodologia que realize a coordenação desses relés de maneira automatizada traz diversos benefícios como: atendimento da seletividade entre os dispositivos desejados, verifica de forma ágil se as condições de ajustes atuais atendem futuras configurações devido a expansão do sistema e atendimento da demanda, pode reduzir a quantidade necessária de

parametrização para garantir que áreas do sistema estejam protegidas mesmo diante de algumas alterações topológicas, e isso diminui custo e complexidade de operação, garante que o sistema esteja protegido para os tipos comuns de falta, minimiza o tempo de disparo dos relés envolvidos, pode evitar a descoordenação de relés, o que causa lesão aos consumidores (interrupção de energia elétrica), prejuízos econômicos a concessionárias e medidas coercivas por parte de órgãos reguladores.

Os principais objetivos desse trabalho contemplam o desenvolvimento de um algoritmo fundamentado em técnicas inteligentes para resolver o problema de ajuste de RDS. Em destaque, o problema é resolvido apenas para ajustes dos relés primários e secundários. O relé primário é responsável por uma determinada zona de proteção e normalmente está próximo da falta. Já o relé secundário está instalado remotamente e opera somente na falha do relé primário. Salienta-se que os ajustes dos dispositivos de proteção devem ser determinados a fim de rapidamente eliminar as faltas e atender os critérios de coordenação e seletividade almejados. Em adição, este trabalho detalha os passos para realizar uma coordenação da proteção por meio de ajustes discretos, já que os relés detêm essa característica. A otimização de problemas que envolvem valores discretos são mais complicados de serem resolvidos.

Para tal, a metaheurística *Discrete Particle Swarm Optimization* (DPSO) é aplicada para resolver o problema da discretização utilizando funções senoidal ou quadrática de penalidade. De forma geral, a metaheurística, que é um algoritmo inteligente, surge devido à necessidade de obter mecanismos que explorem de forma mais abrangente e eficiente o espaço com informações aproximadas para localizar uma solução de qualidade ao problema trabalhado. Na literatura correspondente, não há um número expressivo de trabalhos que abordam a utilização dessa poderosa ferramenta, que usa funções senoidal ou quadrática como método para encontrar valores discretos, na área de proteção de sistemas elétricos.

Para atingir os objetivos deste trabalho como um todo, esta dissertação está dividida como segue.

1.2 Organização deste Trabalho

Esta dissertação de mestrado está organizada em sete capítulos sendo que:

- O capítulo 2 demonstra uma revisão sobre a proteção de sistemas elétricos de potência, princípios de coordenação de relés de sobrecorrente e características dos relés direcionais de sobrecorrente, que serão objetos de estudo deste trabalho;
- O capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica a respeito de métodos de co-

ordenação de relés direcionais de sobrecorrente, os quais envolvem o emprego de técnicas de otimização convencionais e de métodos artificialmente inteligentes;

- O capítulo 4 aborda a modelagem matemática do problema, comentando sobre a função objetivo a ser otimizada bem como as restrições físicas e operacionais impostas;
- O capítulo 5 explana sobre a metaheurística proposta (*Discrete Particle Swarm Optimization*) para ajustar a corrente de *pickup* e o múltiplo de tempo dos relés;
- O capítulo 6 explica sobre os resultados deste trabalho;
- O capítulo 7 demonstra as conclusões desta dissertação.

Capítulo 2

Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Considerações Iniciais

A proteção de um sistema elétrico deve ser capaz de isolar de forma rápida e eficaz o distúrbio ocorrido, pois se sabe que uma interrupção dos serviços de geração, transmissão ou distribuição da energia elétrica ocasionada por um curto-circuito pode causar sérios transtornos e assumir proporções bem danosas. Em redes elétricas com configuração malhada, as correntes de curtos-circuitos podem ora estar em um sentido, ora em outro e ainda, assumir distintas intensidades devido à localização da falta e alterações topológicas, como a abertura de linhas para manutenção.

Nesse capítulo, explicam-se a filosofia de proteção de SEP, o emprego de relés de sobrecorrente em linhas de transmissão, como ocorre a coordenação da proteção nessa área, o princípio de funcionamento de RDS e a respeito do efeito da impedância mútua na proteção.

2.2 Principais Conceitos da Proteção de SEP

Geralmente, um sistema de proteção possui vários propósitos, mas os principais que podem ser destacados são os seguintes: *(i)* proteção do SEP, de maneira a manter a continuidade do fornecimento da energia elétrica; *(ii)* evitar ou diminuir os danos e os custos financeiros para reparo em equipamentos; e *(iii)* garantir a integridade física dos operadores e usuários do sistema (HEWITSON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004).

Diante disso, para realizar suas funções, um sistema de proteção deve basicamente possuir as seguintes características: (a) sensibilidade; (b) seletividade; (c) velocidade de atuação e (d) confiabilidade (HEWITSON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004). Essas características são detalhadas a seguir:

a) Sensibilidade: capacidade da proteção em responder às anormalidades nas condições de operação e aos curtos-circuitos incidentes no SEP, tomando determinadas especificações de projeto (CAMINHA, 1977) como parâmetro. Em relação à proteção de sobrecorrente, define-se o fator de sensibilidade (K) conforme a Equação 2.1:

$$K = \frac{I_{cc_{min}}}{I_p} \quad (2.1)$$

em que K é o fator de sensibilidade; $I_{cc_{min}}$ é a corrente de curto-circuito franco no extremo mais afastado da seção de linha e sob condição de geração mínima; e I_p é o valor mínimo de corrente de acionamento do relé de sobrecorrente. Um valor comum para esse fator é entre 1,5 e 2 (CAMINHA, 1977).

b) Seletividade: é a propriedade do sistema de proteção em ser capaz de detectar e selecionar em quais situações é necessária a rápida atuação, ou então, quando nenhuma operação ou retardo de atuação é exigido, diante de uma ocorrência de defeito e/ou não conformidade na operação do SEP. Além disso, o sistema de proteção deve isolar completamente o componente sob defeito, todavia deve respeitar a restrição de desconectar a menor parte possível do SEP (HEWITSON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004).

c) Velocidade: Refere-se ao quão rápido se dá a atuação da proteção quando essa é requerida, a fim de minimizar a proporção dos danos aos equipamentos que fazem parte do SEP, e também garantir a segurança do próprio pessoal envolvido em sua operação (ANDERSON, 1999). A Figura 2.1 mostra as relações típicas entre o carregamento do sistema e o tempo de eliminação das faltas. Repara-se que para um mesmo carregamento, uma falta entre as três fases tem um efeito mais marcante no sistema devido a magnitude da corrente do que uma simples falta a terra, necessitando de um tempo de eliminação mais rápido.

d) Confiabilidade: é a probabilidade, sob certas circunstâncias, de um componente, um equipamento ou um sistema realizar adequadamente a sua função conforme prevista em projeto (ANDERSON, 1999).

Além dos relés, o sistema de proteção é formado por subgrupos dotados de alguns equipamentos básicos que atuam efetivamente na extinção do defeito incidente no SEP

(HEWITSON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004). Na Figura 2.2, estão ilustrados os subsistemas de um sistema de proteção que contém os seguintes equipamentos: Transformador de Corrente (TC), Transformador de Potencial (TP), disjuntor, relé e bateria.

Figura 2.1 – Carregamento *versus* tempo de eliminação das faltas.

Figura 2.2 – Partes do sistema de proteção associado.

O TC e o TP são transformadores de instrumentação (transdutores) responsáveis por reduzir, respectivamente, os valores de corrente e de tensão para patamares adequados de forma a servir como entradas elétricas para o relé. Em adição, possuem a função de separar eletricamente os equipamentos a esses conectados. O relé é o responsável pela lógica de atuação do sistema de proteção e envia comandos para os disjuntores diante de certa situação de operação do SEP sob análise. É atribuída aos disjuntores a tarefa de cessar a passagem da corrente a fim de ser possível o isolamento da parte em defeito de todo restante do sistema elétrico. Por último, a bateria é a responsável por fornecer energia elétrica ao relé associado ao subsistema de proteção.

A zona de proteção é uma área cujos relés associados à mesma são responsáveis por retirar todas as faltas que ocorram em seu domínio, isto é, os elementos do subsistema de proteção associado devem operar de maneira a isolar a parte defeituosa pertencente a essa região (PHADKE; THORP, 1990).

A Figura 2.3 apresenta um simplificado diagrama unifilar que representa parte de um SEP e evidencia as zonas de proteção primária (com atuação rápida). Nessa ilustração, os números indicam as respectivas zonas de proteção, sendo que as letras *A*, *B* e *C* referem-se às barras, a letra *G* aponta um gerador e as letras *D*s revelam os disjuntores. Nota-se que as zonas de proteção possuem regiões que sobrepõem entre si. Essa é uma configuração desejada de forma a garantir que todo o SEP seja amparado por uma eventual falta com uma proteção primária de alta velocidade. Isto garante que não haja pontos desprotegidos, também chamados como ‘pontos cegos’ (PHADKE; THORP, 1990).

Figura 2.3 – Zonas de proteção primária delimitadas sobre um sistema elétrico genérico.

A sobreposição das zonas de proteção pode ser obtida por meio da classificação adequada de TC designados ao respectivo subsistema de proteção de cada zona. Todavia, ressalta-se que tal escolha pode ser um árduo trabalho. Para demonstrar essa ocorrência, considere a Figura 2.4a. Assume-se que exista um TC para cada um dos lados do disjuntor e a sobreposição é realizada conforme mostrado. Quando os TCs não estão disponíveis em ambos os lados do disjuntor, a sobreposição de zonas pode ser alcançada pelo uso de múltiplos enrolamentos secundários de um TC, conforme ilustrado na Figura 2.4b (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

Em adição, é importante frisar que é adequado delimitar a menor área possível para cada zona de proteção a fim de que, no episódio de uma situação de defeito, sempre a menor área do sistema seja segregada (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

Em muitos casos, os relés de um sistema de proteção atuam respeitando duas condições

Figura 2.4 – Princípio da sobreposição das zonas de proteção. (a) Quando um transformador de corrente está disponível em ambos os lados do disjuntor e (b) quando um transformador de corrente simples, com múltiplos enrolamentos secundários, está disponível.

básicas, conhecidas como proteção principal e proteção de retaguarda. A proteção principal atua em caso de falta dentro de sua respectiva zona de proteção, ou seja, deve atuar instantaneamente para remover a falta. Já a proteção de retaguarda opera somente quando ocorre uma falta por parte da proteção principal (PHADKE; THORP, 1990; HEWITSON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004).

Baseado nas declarações informadas até então, os tipos de relés mais comuns que são usados em sistemas de proteção podem ser categorizados segundo o que segue (PHADKE; THORP, 1990).

a) Relés de magnitude: esses relés respondem à magnitude do valor de entrada. O relé de sobrecorrente é um exemplo.

b) Relés direcionais: esses são capazes de diferenciar o sentido do fluxo de corrente, ou seja, em posição à frente ou reversa a sua localização física. Em um circuito de corrente alternada isso é realizado por meio do reconhecimento do ângulo de fase entre a corrente e a grandeza de polarização (ou de referência, geralmente associada à tensão). Existem basicamente dois grupos de relés direcionais: aqueles que reagem ao fluxo de potência normal e os que reagem às condições de falta (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

c) Relés de razão: reagem à razão entre duas entradas representadas por fasores. A razão entre dois fasores é um número complexo e o relé de razão pode ser construído para responder à magnitude desse número complexo, ou ao próprio número complexo. Os relés dessa espécie mais conhecidos são os relés de impedância e os relés de distância.

d) Relés diferenciais: respondem à soma algébrica de duas ou mais entradas elétricas. Na sua forma mais corriqueira, esses relés reagem à soma algébrica de correntes que entram em dada zona de proteção.

e) **Relés pilotos ou com mídia de comunicação:** esses relés utilizam um meio de comunicação para a troca de informações entre os pontos locais e remotos como entrada. Esse tipo de proteção em geral comunica a decisão perpetrada por um relé local, de um dos quatro tipos mencionados anteriormente, para relés nos terminais remotos, por exemplo, de uma linha de transmissão (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

2.3 Proteção de Linhas de Transmissão

Apresentados alguns conceitos fundamentais sobre proteção de sistemas elétricos de potência, é necessário abordar aspectos importantes da proteção de seus elementos, enfatizando a proteção de linhas de transmissão.

A maioria das falhas no SEP ocorre nas linhas de transmissão, sendo que a mais frequente é de natureza fase-terra, que pode ocorrer por diversos motivos, dentre os quais, citam-se: queimadas, defeitos nos isoladores, descargas atmosféricas e a negligência em não retirar os cabos de aterramento após a execução de certas tarefas. Em menor proporção, ocorrem as faltas simétricas trifásicas, mas que necessitam ser consideradas no momento da escolha dos equipamentos de proteção, pois esses devem suportar as solicitações térmicas e mecânicas devido às elevadas correntes de falta. Geralmente, a proteção de curtos-circuitos em linhas de transmissão que envolvam as fases é feita com relés de distância e a proteção de falta a terra por relés de sobrecorrente. Os relés de sobrecorrente podem atuar também como retaguarda de relés de distância na proteção de fase.

A proteção que extingue a corrente em excesso foi de fato um dos primeiros sistemas de proteção. A partir dessa premissa básica foi desenvolvido o sistema de sobrecorrente seletivo, que é uma proteção discriminatória de faltas. Isto não pode ser confundido com a proteção por sobrecarga que normalmente emprega relés cuja operação é temporal e são relacionados em certo grau à capacidade térmica da instalação a ser protegida. A proteção por sobrecorrente está integralmente dirigida à remoção de faltas, embora, com as calibrações geralmente adotadas, possa-se obter alguma proteção contra sobrecarga.

A coordenação adequada dos relés de sobrecorrente em um sistema de potência requer o cálculo dos ajustes estimados do relé de corrente e tempo. Esses ajustes podem ser traçados em uma escala log/log de forma a mostrar em gráfico que existe uma margem de coordenação satisfatória entre os relés adjacentes. O traçado pode ser feito de forma manual, mas atualmente é comum a utilização de programas destinados a esse propósito.

Sendo o sistema radial e com único gerador, para uma falta em dado ponto, basta

abrir o disjuntor que está localizado entre o gerador e a falta por meio de um relé de sobrecorrente. Entretanto em um sistema com mais de uma alimentação, vários circuitos em paralelo e diversos consumidores, a solução anterior não é a mais conveniente. Por exemplo, se relés não direcionais forem usados em linhas em paralelo que estiverem conectadas a uma única fonte de geração, uma falta que ocorra em uma das duas linhas, pode isolar ambas as linhas desconectando-as completamente da fonte. Nesse tipo de configuração, torna-se necessária a aplicação de relés direcionais no extremo receptor, a fim de assegurar a operação adequada e discriminante entre os relés. Isso é obtido pelo ajuste dos relés direcionais R'_A e R'_B (Figura 2.5) com seus elementos direcionais observando a linha protegida com ajustes menores aos dos relés R_A e R_B (RUSH, 2011). Ocorrendo a falta entre os relés R_A e R'_A , somente o circuito desse setor deve ser segregado do sistema.

Figura 2.5 – Relés direcionais de sobrecorrente em linhas de transmissão.¹

Ainda tratando das linhas de transmissão em paralelo, essas quase sempre são instaladas ou como circuitos duplicados em uma estrutura comum, ou em linhas separadas por rotas distintas, mas conectadas nos mesmos terminais. Os circuitos também podem ser multiterminais, sendo o circuito de três terminais o mais comum. Por razões econômicas, as linhas de transmissão podem ser complexas, tendo três ou mais terminais, ou ainda ter mais de um circuito em uma estrutura comum. Outras possibilidades são o uso de capacitores em série ou reatores *shunt* conectados diretamente na linha (RUSH, 2011).

Em adição, se duas linhas aéreas são instaladas em uma mesma estrutura ou estão próximas entre si, haverá acoplamento mútuo indutivo entre os dois circuitos. O acoplamento da sequência positiva e negativa entre os circuito é pequeno, e em geral é desconsiderado. Porém, o acoplamento de sequência zero pode ser forte e o efeito não pode ser ignorado. Mais detalhes sobre este tópico são apresentados na Seção 2.3.3 – Influência da Impedância Mútua na Proteção de Linhas.

¹As funções de relé de proteção foram indicadas por símbolos gráficos dados pela IEC 60617.

Outro caso em que o efeito de acoplamento mútuo deve ser verificado é quando ocorre um curto-circuito à terra em um alimentador, quando o outro em paralelo está fora de serviço e aterrado em ambos os terminais. Uma falta à terra no alimentador que está em serviço pode induzir uma corrente no alimentador aterrado e dessa maneira, ocasionar um sinal de compensação mútua.

Além dos tipos de proteção ora supracitados, existe a teleproteção. Essa é formada por uma determinada quantidade de relés distantes uns dos outros, necessitando da comunicação entre cada local para garantir a função de proteção. Essa forma de contato pode ser denominada como sinal de comunicação. Também, meios de comunicação adicionais são necessários quando é necessária uma operação remota do disjuntor como decorrência de um acontecimento local (transferência de abertura ou disparo). Os dados de comunicação envolvem instruções para o dispositivo receptor tomar certas ações, dentre estas, a cobertura e o bloqueio, ou podem enviar medidas de um sistema a outro. Diversos tipos de anéis de comunicação são dispostos para indicação da proteção: (i) fios privados instalados na concessionária de energia; (ii) canais alugados de companhias de comunicação; (iii) canal de comunicação por onda portadora de alta frequência em linhas de transmissão; (iv) canal de rádio em frequência muito elevada (*Very High Frequency* (VHF)) ou em ultra alta frequência (*Ultra High Frequency* (UHF)); e (v) fibra óptica (AREVA T&D, 2002).

2.3.1 Emprego de Relés de Sobrecorrente para Proteção de Linhas de Transmissão

A proteção de linhas de transmissão por meio da utilização de relés de sobrecorrente é uma das mais simples e econômica. Por outro lado, sua aplicação, por si só, é de difícil concepção e pouco adequada às mudanças topológicas que ocorrem no SEP. Diante dessa conjuntura, os relés de sobrecorrente requerem ajustes periódicos para garantir uma operação ótima (ANDERSON, 1999). Relés de sobrecorrente são amplamente empregados para proteção de terra, ou, no mínimo, como proteção secundária em sistemas de transmissão. Por isso, essa espécie de relé é um importante dispositivo de proteção utilizado no SEP.

Entre os métodos utilizados para alcançar uma correta coordenação dos relés estão aqueles baseados na utilização do tempo, da sobrecorrente, ou ainda da combinação de ambos (AREVA T&D, 2002).

No método da discriminação por tempo, aloca-se um ajuste de tempo apropriado a cada um dos relés que controlam os disjuntores do sistema de potência, de maneira

que o disjuntor mais perto do defeito seja o primeiro a abrir. Geralmente, utiliza-se relé de sobrecorrente de tempo definido com temporização, em que, a operação do elemento sensível à corrente começa a operação do elemento de retardo. E como o ajuste do elemento de corrente é inferior ao valor da corrente de falta, esse componente não terá nenhuma função na realização da discriminação por tempo. Por esse motivo, esse relé, também é nomeado como relé de retardo de tempo definido independente, uma vez que o seu tempo de operação é independente do nível de sobrecorrente. A principal desvantagem desse método de discriminação é que o tempo mais longo para interromper a falta ocorre para o caso de faltas na parte mais próxima da fonte, onde o nível de curto é maior (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). A curva de sua operação é ilustrada pela Figura 2.6.

Figura 2.6 – Curva padrão de um relé de tempo definido.

Discorrendo sobre a discriminação por corrente, tem-se como princípio o fato de que a corrente varia com a posição da falta em função do valor da impedância entre a fonte e a falta. Dessa forma, os relés que comandam os disjuntores são ajustados para funcionar com valores de corrente adequados, de maneira que apenas o relé mais próximo da falta atue o seu respectivo disjuntor. Sua curva característica é mostrada na Figura 2.7.

Assim sendo, se o relé de sobrecorrente é ajustado para a subestação mais distante da fonte, ele opera com valor baixo de corrente, desconectando primeiro a carga no local mais próximo ao curto-circuito (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

Devido às limitações impostas pelo uso independente, seja da coordenação por tempo ou de corrente, é que surgiu a característica do relé de sobrecorrente de tempo inverso.

Figura 2.7 – Curva de um relé de sobrecorrente instantâneo ou corrente definida.

Com essa característica, o tempo de operação é inversamente proporcional ao nível da corrente de falta, sendo a característica real, em função do ajuste tanto de tempo quanto de corrente. Para grandes variações da corrente de falta entre os dois extremos do circuito, tempos de disparo mais breves podem ser alcançados pelos relés próximos da fonte, em que o nível de falta é maior. Dessa maneira, as desvantagens da seletividade apenas por corrente ou só por tempo são superadas. Outras características inerentes ao relé de tempo inverso serão informadas a seguir. Os três tipos de relés, tempo definido, corrente definida e tempo inverso, seguem as recomendações da norma IEC 60255-3 (IEC,).

Em adição, um relé de sobrecorrente é considerado como um relé que atua para uma faixa com magnitudes pré-determinadas (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Esse dispositivo atuará para valores pré-fixados da corrente de entrada. É bom frisar dois ajustes típicos do relé de sobrecorrente:

a) Ajuste de corrente de *pickup*: é o limiar de disparo do relé. Para valores de corrente acima do definido, o dispositivo atua por meio do envio do sinal de abertura ao disjuntor associado. O comando de *trip* será instantâneo ou temporizado, a depender se a condição de falta se encontrar dentro de sua respectiva zona de proteção.

b) Ajuste de tempo: o relé de sobrecorrente detém uma forma de atuação temporizada ou instantânea, conforme a necessidade de aplicação no sistema de proteção em questão.

Para variar as características de atuação dos relés de tempo inverso, é necessário conhecer as curvas normatizadas por normas internacionais como IEC 60255-3 ou ANSI (C37.112-1996). As descrições matemáticas das curvas são mostradas na Tabela 2.1, enquanto as curvas IEC 60255 originadas pelo ajuste da corrente e ajuste do múltiplo de tempo em 1 segundo são mostradas na Figura 2.8. Na Figura 2.9 são delineadas as características de atuação para vários ajustes de Múltiplo de Tempo (MT) por meio da curva IEEE moderadamente inverso.

Tabela 2.1 – Definições das características padrão do relé.

(a) Características do relé segundo a IEC 60255 (IEC,)	
Tipo da curva	Equação
Inverso padrão (IP)	$t = MT \times \frac{0,14}{I_r^{0,02}-1}$
Muito inverso (MI)	$t = MT \times \frac{13,5}{I_r-1}$
Extremamente Inverso (EI)	$t = MT \times \frac{80}{I_r^2-1}$
Inverso de Tempo Longo (TL)	$t = MT \times \frac{120}{I_r-1}$
Inverso de tempo curto	$t = MT \times \frac{0,05}{I_r^{0,04}-1}$
(b) Características de relés norte-americanos baseadas em IEEE C37.112-1996 (IEEE STANDARDS BOARD,)	
Tipo da curva	Equação
IEEE moderadamente inverso	$t = \frac{MT}{7} \left\{ \left(\frac{0,0515}{I_r^{0,02}-1} \right) + 0,114 \right\}$
IEEE muito inverso	$t = \frac{MT}{7} \left\{ \left(\frac{19,61}{I_r^2-1} \right) + 0,491 \right\}$
EI	$t = \frac{MT}{7} \left\{ \left(\frac{28,2}{I_r^2-1} \right) + 0,1217 \right\}$
US CO8 inverso	$t = \frac{MT}{7} \left\{ \left(\frac{5,95}{I_r^2-1} \right) + 0,18 \right\}$
US CO2 inverso de curta duração	$t = \frac{MT}{7} \left\{ \left(\frac{0,02394}{I_r^{0,02}-1} \right) + 0,01694 \right\}$
$I_r = (I/I_p)$	

Um ponto a ser destacado é a explosão combinatória provocada pela coordenação dos relés diante de vários tipos de curvas. Considerando somente o ajuste da curva, se um sistema elétrico tiver r relés (por exemplo, $r = 5$) e esses dispositivos utilizarem o padrão IEC 60255-3, sendo assim cinco curvas disponíveis ($C = 5$), o número de arranjos possíveis entre a escolha de curvas seria $\gamma = C^r = 3125$. Um arranjo possível seria os relés de 1 a 5 terem a seguinte configuração: $R_1 : IP$, $R_2 : MI$, $R_3 : EI$, $R_4 : TL$ e $R_5 : IP$. Outro conjunto seria, $R_1 : MI$, $R_2 : EI$, $R_3 : IP$, $R_4 : EI$ e $R_5 : TL$. No intuito de simplificar o problema, geralmente adota um estilo único de curva para todos os relés sob análise.

Em particular, os relés de sobrecorrente muito inversos são adequados se houver uma redução significativa da corrente de falta à medida que a distância da fonte cresce, isto é, se acontecer uma ampliação significativa da impedância de falta. A característica de operação MI é tal que o tempo de operação é quase duplicado para reduções de corrente de sete para quatro vezes o ajuste de corrente do relé. Isto permite o uso do mesmo MT

Figura 2.8 – Curva do relé conforme IEC 60255-3, sendo I_s a corrente de ajuste.

Figura 2.9 – Curvas do relé para diversos ajustes de tempo (IEEE moderadamente inverso).

para vários relés em série (RUSH, 2011).

Ainda, tratando sobre as características dos relés, o grupo EI é quase inversamente proporcional ao quadrado da corrente aplicada. Isso faz esses relés serem adequados para a proteção de alimentadores de distribuição nos quais o alimentador está subordinado a corrente de pico quando ocorre o fechamento do circuito (RUSH, 2011).

Em algumas espécies de relés digitais ou numéricos, as curvas podem ser definidas pelo usuário, em que esse introduz a série de coordenadas corrente/tempo no relé para armazenamento em memória. O relé interpola os pontos de forma a conseguir um disparo mais contínuo e regular.

Por fim, para parametrizar um relé de sobrecorrente, torna-se necessário o conhecimento de alguns dados, tais como, a corrente nominal do circuito a ser protegido, Relação de Transformação de Corrente (RTC), correntes mínima e máxima de curtos-circuitos, tempo de operação da proteção e aspectos técnicos dos relés a serem utilizados. Como visto até então, conhecer o nível de curto-circuito é primordial para otimizar o tempo de atuação dos relés presentes na rede. Pensando nisto, no Apêndice A – Curto-circuito encontra-se mais informação sobre o assunto.

2.3.2 Coordenação da Proteção

Os dispositivos e subsistemas que formam um sistema de proteção não podem atuar de maneira independente, isto é, devem respeitar um encadeamento de operações existentes entre os mesmos de forma a garantir o funcionamento adequado do sistema de proteção.

Considerando dois elementos de proteção dispostos em série, assegura-se que os mesmos estão coordenados se seus ajustes permitirem ao elemento de proteção mais próximo da falha atuar prioritariamente para eliminá-la. Caso esse elemento falhe em eliminar a falta, o dispositivo de proteção mais próximo da fonte deve atuar em seguida para proteger o SEP (CAMINHA, 1977). O tempo de espera para a atuação do segundo elemento de proteção é denominado Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) ou margem de temporização.

A utilização de um ITC fixo é comum, todavia é mais adequado calcular os valores necessários para cada ponto do sistema. Esse intervalo poderá incluir todos os fatores supracitados. Matematicamente, um ITC mínimo pode ser calculado por meio de (RUSH, 2011):

$$ITC = \left[\frac{2E_R + E_{CT}}{100} \right] t + t_{disj} + t_{iner} + t_{seg}[s] \quad (2.2)$$

sendo:

E_R : erro de ajuste de tempo do relé (IEC 60255-4);

E_{TC} : erro na relação do TC (%);

t : tempo de operação do relé mais próximo(s) à falta(s);

t_{disj} : tempo de interrupção do disjuntor(s);

t_{iner} : tempo de inércia do relé(s);

t_{seg} : margem de segurança (s).

Confirma-se que, geralmente, o intervalo utilizado para os relés eletromecânicos é da ordem de 0,3 a 0,4 s, enquanto para os relés de proteção baseados em microcontroladores é de 0,1 a 0,2 s (MANSOUR; MEKHAMER; EL-KHARBAWE, 2007). O ITC pode ser também definido por:

$$T_{retaguarda} - T_{principal} \geq ITC \quad (2.3)$$

sendo:

$T_{retaguarda}$: tempo de atuação do relé de retaguarda na ocorrência da falta;

$T_{principal}$: tempo de atuação do relé principal na ocorrência da falta.

Para uma adequada coordenação, deve-se realizar o ajuste de tempo e o ajuste de corrente. Por meio do ajuste de corrente é possível deslocar horizontalmente a curva (esquerda ou direita), selecionando o valor da corrente de *pickup*. Em contrapartida, o ajuste de tempo movimentam a curva para cima ou para baixo a fim de selecionar o tempo de operação (Figura 2.10).

Figura 2.10 – Efeitos do ajuste de corrente (a) e do ajuste de tempo (b) na curva.

2.3.3 Influência da Impedância Mútua na Proteção de Linhas

Linhas de transmissão na mesma torre ou paralelas ao longo do mesmo caminho são mutuamente acopladas. Para a sequência positiva e negativa, impedâncias mútuas são menores do que 10 % (normalmente, elas não excedem de 3 a 7 %) das impedâncias próprias e podem ser desconsideradas nos cálculos. Todavia, para sequência zero, a impedância mútua pode representar de 50 a 70 % da impedância própria de sequência zero Z_{0L} e é, portanto, significativa. Diante disto, impedâncias mútuas afetam a magnitude das correntes de falta à terra e podem resultar em uma incorreta sensibilidade direcional (ELMORE, 1994).

Diversos autores realizaram pesquisas para o cálculo de faltas em redes elétricas com impedância mútua. Nos trabalhos de Storry e Brown (1970), o acoplamento mútuo foi incluído na matriz de sequência zero em um sistema de 200 barras, com 16 linhas, e cada uma dessas linhas tinha seis acoplamentos mútuos. Já em Alvarado, Mong e Enns (1985), um programa eficiente que analisa faltas simultâneas com impedância mútua e linhas desbalanceadas foi discutido. Em Alvarado (1982), a matriz impedância Z é construída por meio das matrizes primitivas dos ramos da rede Z_p e Y_p , sendo $Y_p = (Z_p)^{-1}$, e da matriz incidente A , levando já em consideração o acoplamento mútuo, sendo $Z = Y^{-1} = (A^T[Y_p]A)^{-1}$.

A Figura 2.11 mostra duas linhas paralelas com acoplamento mútuo. As duas linhas podem ser completamente isoladas, ou o que é mais comum, estarem unidas a uma fonte de geração comum. Ainda, as linhas podem estar no mesmo ou em diferentes níveis de tensão.

Figura 2.11 – Linhas de transmissão mutualmente acopladas com sequência zero isolada.
Fonte: Adaptado de Elmore (1994).

Para uma falta à terra bem próxima ou no próprio ponto G da linha GH, nenhum

problema de sensibilidade direcional ocorre em qualquer região que liga G a H, como mostrado pelas setas direcionais da corrente I_0 . A corrente $3I_0$ que caminha de H para G induz uma tensão de sequência zero na linha paralela RS.

A corrente de sequência zero I_{0M} na linha RS induzida pelo acoplamento mútuo uniforme (Z_{0M}) ocasionado pela linha GH é dada pela Equação 2.4 (ELMORE, 1994):

$$I_{0M} = \frac{-K_0 I_0 (n Z_{0M}) + (1 - K_0) I_0 (1 - n) Z_{0M}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.4)$$

$$= \frac{[1 - (n + K_0)] I_0 Z_{0M}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.5)$$

$$= \frac{\Delta V_{SR}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.6)$$

sendo:

K_0 é a fração da corrente I_0 ;

n é a fração por unidade de Z'_{0L} da barra G até o ponto de falta;

Z_{0M} é a impedância mútua entre duas linhas de transmissão;

Z_{0SR} é a impedância de terra de sequência zero do transformador em R;

Z_{0L} é a impedância própria de sequência zero da linha de transmissão;

Z_{0SS} é a impedância de terra de sequência zero do transformador em S.

Observando a Figura 2.11, o termo $-K_0 I_0 (n Z_{0M})$ é negativo devido à tensão induzida em RS ser de sinal contrário à tensão em GH. Ainda, como a falta desloca de G para H, a corrente induzida I_{0M} diminuirá até ser invertida, e então aumentará na direção contrária. Por exemplo, quando $(n + K_0)$ for igual a 1, I_{0M} será igual a zero. Se $(n + K_0)$ é maior do que 1, então I_{0M} será contrário.

Em algumas condições e localizações de falta, pode ser difícil ajustar as unidades de sobrecorrente para distinguir entre faltas na linha GH e aquelas na linha RS. Em adição, a indutância mútua pode causar incorreta detecção direcional na linha GH para faltas em RS ou vice-versa.

Para contornar esse problema, uma detecção adequada pode ser obtida como exemplifica a Figura 2.11. Um exemplo prático dessa situação é as linhas paralelas terminarem em transformadores com estrela aterrado no lado da linha, e em delta do outro lado da barra. A corrente que flui para o neutro da linha faltosa é sempre maior do que a corrente induzida no neutro da outra linha.

Na maioria das situações, as linhas mutualmente acopladas com uma barra em co-

mas não apresentam problemas para detecção direcional, enquanto todos os disjuntores estão fechados. Se essa situação ocorrer, os problemas são os que seguem na Figura 2.12 (ELMORE, 1994):

Figura 2.12 – (a) Situação com todos os disjuntores fechados (nenhuma impedância de sequência zero isolada) e (b) Um dos disjuntores abertos causando isolamento de sequência zero e detecção incorreta na linha GS.
Fonte: Adaptado de Elmore (1994).

a) Na Figura 2.12a, as setas do fluxo de corrente de sequência zero representam uma falta à terra próxima da barra G. A queda de tensão entre a barra de potencial zero (referência) até o transformador S da linha SG é dado pela Equação 2.7:

$$I_{0S}Z_{0SS} + (I_{0M} + I_{0S})Z_{0M} + I_{0S}(Z_{0L} - Z_{0M}) - I_{0G}Z_{0SG} = 0 \quad (2.7)$$

A partir da Equação 2.7, a corrente I_{0S} é definida pela Equação 2.8:

$$I_{0S} = \frac{I_{0G}Z_{0SG} - I_{0H}Z_{0M}}{Z_{0SS} + Z_{0L}} \quad (2.8)$$

Consequentemente, a reversão de I_{0S} muda o sentido do fluxo de corrente do neutro do transformador na barra S e isso ocorre se as tensões mutualmente induzidas forem

maiores do que a queda até o ponto em G. Assim, essa reversão ocorre quando:

$$I_{0H}Z_{0M} > I_{0G}Z_{0SG} \quad (2.9)$$

b) Quando um disjuntor é aberto, torna-se possível a ocorrência do isolamento de sequência zero em parte da rede, o que deriva na incorreta detecção direcional. Na Figura 2.12b, uma falta próxima de G seria extinta pelo conjunto relé-disjuntor 1. Quando o disjuntor 1 abre, o fluxo da linha GS é revertido e a detecção direcional ocorre acidentalmente em S.

Enfim, após comentarem-se os principais tópicos sobre proteção de linhas de transmissão a serem levados em consideração, nesse momento inicia-se a tratar sobre os RDS.

2.4 Relés Direcionais de Sobrecorrente

Quando um sistema de energia não é radial, um relé de sobrecorrente pode não ser capaz de promover uma proteção adequada (PHADKE; THORP, 1990). Dessa maneira, no caso de sistemas malhados, em que as correntes podem fluir de diferentes direções, os RDS de sobrecorrente são geralmente empregados já que podem diferenciar a direção da corrente de defeito.

2.4.1 Princípio de Funcionamento dos Relés Direcionais de Sobrecorrente

Os RDS são dotados por uma combinação das unidades direcional e de sobrecorrente. O controle direcional é bastante desejável para proteção de sistemas malhados, pois a unidade de sobrecorrente fica inoperante independentemente da magnitude da corrente de falta, até que a unidade direcional seja habilitada (MASON, 1956).

A direcionalidade é obtida por meio da polarização da tensão, isto é, cada unidade de sobrecorrente é associada a uma tensão de referência e a comparação do ângulo de fase entre a corrente e a tensão de polarização define a área de proteção. A função de sobrecorrente direcional conforme o código ANSI para o relé de fase é 67 e para o relé de terra é 67 N (SALLES, 2007).

As tensões de polarização permanecem firmes quando ocorre alguma falta para manter a referência de tensão para a corrente de operação envolvida no defeito. Na ligação em quadratura, o elemento de sobrecorrente da fase A usa a tensão de polarização $\dot{V}_{BC}$, com

as polaridades de corrente e tensão. Isso se deve, pois se a fase A estiver envolvida no defeito, as tensões de polarização dessa fase não são elevadas o bastante para distinguir a direcionalidade.

A conexão dos relés de sobrecorrente direcional de fase, sendo um relé para cada fase, define a ligação em quadratura e o máximo torque ocorre no momento que a corrente de operação está adiantada da tensão de polarização por um ângulo máximo de torque (ELMORE, 1994).

A Figura 2.13 mostra a tensão de polarização $V_{pol} = \dot{V}_{BC}$ para o elemento de sobre-corrente da fase A. A tensão da fase em curto-circuito ($\dot{V}_{CC}$) não é a tensão de pré-falta ($\dot{V}_A$), já que existe a influência da impedância da fonte Z_F no ponto de instalação do relé. Para uma falta na fase A, mesmo que a tensão $\dot{V}_{CC}$ seja nula, haverá tensão de polarização $\dot{V}_{BC}$ (HORAK, 2006). Dessa forma haverá direcionalidade para qualquer corrente de curto-circuito que esteja na parte direita da referência hachurada, tendo um ângulo β em relação à tensão $\dot{V}_{BC}$ (SALLES, 2007; ELMORE, 1994). Para detecção de curtos-circuitos bifásicos ou trifásicos, as tensões de polarização dos relés direcionais digitais são mostradas na Tabela 2.2.

Figura 2.13 – Fasores para polarização em quadratura.
Fonte: Adaptado de Salles (2007).

Tabela 2.2 – Tensões de polarização de relés direcionais digitais.

Ponto de falta	Tensão de polarização	Corrente de operação
Fase A	$\dot{V}_{BC} = \dot{V}_B - \dot{V}_C$	$\dot{I}_A$
Fase B	$\dot{V}_{CA} = \dot{V}_C - \dot{V}_A$	$\dot{I}_B$
Fase C	$\dot{V}_{AB} = \dot{V}_B - \dot{V}_C$	$\dot{I}_C$
Circuito AB	$\dot{V}_{BC} - \dot{V}_{CA}$	$\dot{I}_A - \dot{I}_B$
Circuito BC	$\dot{V}_{CA} - \dot{V}_{AB}$	$\dot{I}_B - \dot{I}_C$
Circuito CA	$\dot{V}_{AB} - \dot{V}_{BC}$	$\dot{I}_C - \dot{I}_A$

Figura 2.14 – Características do relé 67N.

No instante do curto-circuito trifásico, as tensões nodais podem permanecer nulas. Devido a isso, não haveria tensão de polarização suficiente para diferenciar a direcionalidade, caso o relé não tivesse ação de memória. Os relés digitais atuais contornam esse problema por meio do armazenamento das tensões de pré-falta para reconstruir posteriormente os sinais de tensão.

Já o relé de sobrecorrente direcional de terra (67N) é acrescentado ao circuito de corrente por meio da ligação residual da bobina de corrente, que é inserida no fechamento de neutro dos TCs, com a polaridade indicada na Figura 2.14a. A bobina de potencial é conectada ao secundário dos TPs ligados em delta aberto, que filtram a corrente de sequência zero. Nos relés digitais, a tensão de polarização de sequência zero é obtida pela soma entre fasores das tensões de fase. Já a corrente de operação de sequência zero é obtida pela soma entre os fasores das correntes de fase (SALLES, 2007).

A Figura 2.14b mostra os fasores de sequência zero da tensão de polarização e da corrente de operação para a construção da característica direcional em um relé digital. O relé atua quando $3\dot{I}_0$ está atrasado do fasor da tensão de polarização ($k.\dot{V}_0$) em menos de 90° . Já para curtos-circuitos no sentido contrário, a corrente de operação $3\dot{I}_0$ está adiantada da tensão de polarização e não existe atuação.

2.5 Comentários Finais

Nesse capítulo, abordou-se sobre a filosofia básica da proteção em SEP focando a proteção em linhas de transmissão. As principais curvas características padronizadas por normas internacionais foram comentadas e a motivação para instalação dos RDS, bem como o princípio de funcionamento foi comentado. No próximo capítulo, o referencial teórico sobre a coordenação ótima dos relés será apresentado.

Capítulo 3

Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente

3.1 Considerações Iniciais

A coordenação de RDS em linhas de transmissão é uma tarefa que é realizada pelos engenheiros por diversos anos a fim de garantir a adequada proteção ao SEP. Pelos trabalhos técnicos estudados verifica-se o emprego de técnicas inteligentes de otimização para tratar do problema de coordenação dos RDS, tais como o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) e o Algoritmo Genético (AG), que podem ser empregadas em conjunto com a programação linear e não linear. Dessa forma, na literatura é observado o emprego de metodologias baseadas em algoritmos híbridos que aprimoram as soluções obtidas pelas técnicas tradicionais e inteligentes.

Na próxima seção, inicia-se o levantamento bibliográfico realizado sobre o tema do trabalho em questão, com a finalidade de fornecer subsídios para o desenvolvimento do algoritmo destinado à solução do problema de coordenação.

3.2 Coordenação por Técnicas Matemáticas Conven- cionais

A relevância da coordenação de relés de sobrecorrente é demonstrada por meio de uma significativa quantidade de pesquisas encontradas na literatura técnica. Ademais, a preocupação em desenvolver métodos computacionais que diminuam substancialmente o

tempo demandado para o ajuste adequado do sistema de proteção é debatida há diversas décadas por centros de pesquisas, fabricantes de equipamentos e concessionárias de energia elétrica (ALBRECHT et al., 1964).

Tratando-se do mesmo assunto, dentre os trabalhos que empregam técnicas de otimização convencionais, cita-se o de Urdaneta, Nadira e Jimenez (1988), em que os autores ressaltam a existência de rotinas para o cálculo de curto-circuito no sistema elétrico analisado, a fim de desenvolver a coordenação de relés. Nesse trabalho, o problema foi explorado por um processo iterativo, em que o ajuste de tempo foi calculado para uma dada corrente de *pickup* e a partir disto, calcular um novo valor de Corrente de *pickup* (I_p). Esse processo iterativo termina quando a precisão requerida é atingida. Inicialmente os autores abordam através da Programação Linear (PL) (método Simplex). De posse da solução intermediária, ou seja, novos valores de corrente, a solução final é obtida através da aproximação do gradiente reduzido generalizado. Confirma-se que a obtenção do ponto de ótimo não é garantida, todavia soluções factíveis e tecnicamente viáveis são obtidas para a coordenação dos relés.

Em Pérez e Urdaneta (1999), demonstra-se que quando as unidades instantâneas são utilizadas com os RDS, a velocidade associada à extinção da falta é maior, o que contribui para a redução do ajuste de tempo dos relés. Pérez e Urdaneta (1999) propõem como alternativa empregar relés de *backup* locais e o uso de relés de *backup* remoto, mas salienta que em certas situações a quantidade de ramos elétricos a serem interrompidos se torna maior, dificultando a seletividade da proteção.

Até meados de 2000, o problema de coordenação era resolvido por meio da tradicional PL (método Simplex). Então Urdaneta et al. (2001) propõem uma técnica que utiliza algoritmo Primal-Dual Previsor-Corretor de pontos interiores, considerando unidades de *backup* com tempo definido (segunda zona de relés de distância e relés de falhas em disjuntores) na coordenação proposta. A metodologia foi empregada em um sistema real de 115-69 kV com 108 barras, 86 linhas, 61 transformadores e 97 RDS. Os resultados apontaram uma significativa redução do tempo computacional, já que a solução dos ajustes dos relés estava próxima do ótimo praticamente já na primeira iteração. Dessa forma, esse fato representa uma vantagem para aplicações *on-line*, como em Chattopadhyay, Sachdev e Sidhu (1996). Todavia esse é um método custoso devido a sua complexidade matemática.

Muitos trabalhos abordam ajustes de corrente ou de tempo dos relés de maneira discreta. No trabalho de Zeineldin, El-Saadany e Salama (2004), a meta é desenvolver um método que introduz no processo de otimização da coordenação valores discretos de I_p . Para tal utilizou-se o programa de computador *General Algebraic Modeling System*

(GAMS)¹ a fim de modelar as equações e restrições. Na prática, o que se encontra na literatura é o arredondamento de I_p , obtidos do processo de otimização para o valor inteiro mais próximo. Isto pode levar a soluções inviáveis na prática, invalidando portanto, o processo de otimização realizado. Os autores demonstram a possibilidade de se contornar esse problema advindo do arredondamento posterior da variável I_p , tornando adequada a utilização de Programação Não Linear (PNL). Isto foi realizado pela introdução de uma variável binária e uma nova restrição que mantém os valores de I_p em valores discretos predeterminados.

O trabalho de Zeineldin, El-Saadany e Salama (2005) aborda várias formulações para tratar o problema de coordenação ótima de RDS que constituem a opção mais adequada para sistemas com mais de uma fonte acionada. Conforme consta nesse trabalho avaliado, o tipo de problema de coordenação depende de I_p , de forma que, se esse parâmetro é fixo, tem-se um problema de PL; se é variável e contínuo, trata-se de um problema de PNL; e se é variável e discreto, caracteriza-se por um problema de Programa Não Linear Inteira Mista (PNLIM). No caso de PNLIM, a principal vantagem é que a corrente não é fixada a um valor previamente determinado e a dificuldade do ajuste discreto da corrente de *pickup* pode ser contornada. Todavia, pelo fato de ser um problema não linear há chance de encontrar soluções ótimas locais na região. Para contornar esse problema, os autores propuseram a Programação Inteira Mista (PIM) que elimina a não linearidade do problema no intuito de decrescer as chances de se obterem soluções ótimas locais. Em termos de aplicação, em muitas ocasiões é interessante ter soluções factíveis, mesmo que não seja uma solução global, como opção de implementação, uma vez que uma solução próxima da ótima ofereça condições favoráveis para a coordenação do sistema como um todo.

A maioria dos métodos otimiza os ajustes dos relés através da minimização de alguma função objetivo diante das restrições de coordenação. Por outro lado, existem métodos que encontram os valores ótimos dos parâmetros dos relés de sobrecorrente resolvendo diretamente essas restrições baseados nas regras de otimização sem formar qualquer função objetivo. O trabalho de Ezzeddine e Kaczmarek (2011) foi desenvolvido sob esse propósito, em que cada parâmetro discreto (MT e Múltiplo de Corrente (MC)) é ajustado independentemente. A corrente de *pickup* do relé é aumentada por meio de um processo iterativo. Para identificar o relé candidato a sofrer esse aumento, observam-se nas restrições, qual relé de *backup* gera o maior efeito na minimização dos tempos.

¹GAMS: É uma *Integrated Development Environment* (IDE) de otimização e programação numérica. Ainda atua como compilador integrado a um conjunto de *solvers* de problemas de otimização de alto desempenho.

Nesse mesmo trabalho, a fim de aumentar a rapidez da resposta para qualquer tipo de falta, a escolha ótima do tipo da curva do relé foi proposta. Sabe-se que o tempo de operação depende da razão I_f/I_p e da inclinação da curva, sendo I_f a corrente de falta, e nesse artigo considerou-se a curva normalmente inversa, muito inversa e extremamente inversa. Os resultados foram bastante satisfatórios diante de testes em sistemas de 8 e 30 barras e comparados com técnicas lineares e não lineares.

3.3 Coordenação por PSO e suas Variantes

É notório o emprego de algoritmos inteligentes para resolução do problema de coordenação ótima de RDS. Dentre as técnicas inteligentes, destaca-se o algoritmo PSO como uma alternativa aos métodos tradicionais de programação. O PSO enquadra-se como uma metaheurística, ou seja, uma heurística superior às convencionais, pois possui características de busca que têm maior chance de atingir a solução ótima global, diferentemente dos métodos clássicos como os baseados em gradiente (SERAPIÃO, 2009). Em outras palavras, metaheurísticas são consideradas uma evolução dos algoritmos heurísticos.

Os algoritmos heurísticos não possuem a habilidade de encontrar a solução ótima global de um grande problema. Normalmente, as heurísticas assim como a maioria dos métodos convencionais encontram apenas um ótimo local. Por outro lado, a metaheurística analisa apenas um conjunto reduzido do espaço de busca e essa etapa de busca é realizada de maneira ordenada, para que seja visitada a solução ótima global ou uma solução quase ótima global. Diante disso, uma metaheurística é uma tática que especifica o estilo em que deve ser efetivada a procura de forma inteligente.

Diversos trabalhos relatam a utilização do algoritmo PSO para tratar o problema de coordenação ótima de RDS. Uma dessas aplicações pode ser encontrada em Zeineldin, El-Saadany e Salama (2006), em que se comparou o desempenho do algoritmo de otimização fundamentado no algoritmo PSO e os métodos de otimização proporcionados pelo programa GAMS. A principal contribuição dos autores é o cálculo dos valores discretos de I_p . Essa operação é realizada por meio de uma variável binária (y_{mi}) adicionada à formulação do problema. Por exemplo, se um relé tem seis ajustes de *pickup* disponíveis, ele pode ser modelado conforme Equações 3.1 e 3.2:

$$I_{p1} = y_{11}I_{pa1} + y_{21}I_{pa2} + y_{31}I_{pa3} + y_{41}I_{pa4} + y_{51}I_{pa5} + y_{61}I_{pa6} \quad (3.1)$$

em que $I_{pa1}, I_{pa2}, \dots, I_{pa6}$ são os ajustes da corrente de *pickup* disponíveis. A forma geral

seria:

$$I_{pi} = \sum_m y_{mi} I_{pam}, i = 1, 2, \dots, n \quad (3.2)$$

sendo $y_{mi} = 1$ caso o ajuste da corrente de *pickup* for escolhido para o relé i e $y_{mi} = 0$, caso contrário. Para assegurar que um único ajuste da corrente de *pickup* seja escolhido para cada relé, a restrição 3.3 é incluída no problema:

$$\sum_m y_{mi} = 1, i = 1, 2, \dots, n \quad (3.3)$$

Os resultados mostram que a técnica baseada em PSO foi capaz de encontrar melhores soluções com menor número de iterações quando comparado à ferramenta GAMS.

Em Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe (2007), o problema é modelado como sendo um caso de PL, em que os ajustes da corrente de *pickup* são predeterminados para obter, posteriormente, os valores do ajuste de tempo por meio do algoritmo PSO. Em adição, uma modificação nas velocidades das partículas é aplicada no instante em que as soluções estão fora do espaço de busca das soluções, violando as restrições predefinidas do problema.

Nesse mesmo trabalho, aumentou-se a taxa de convergência do algoritmo PSO padrão a um ponto de ótimo através da introdução do peso de inércia (w) na equação da velocidade. O peso da inércia governa o quanto da velocidade anterior deve ser retido para o próximo passo e no artigo foi ajustado a diminuir linearmente de 0,9 a 0,4 durante o curso da simulação. Esse ajuste permite as partículas explorarem uma ampla área no início da simulação (quando o peso da inércia é elevado), e posteriormente refinar a busca através de um peso com menor inércia. Em acréscimo, o amortecimento das oscilações das partículas em torno do ótimo é outra vantagem obtida pelo uso do peso de inércia decrescente e assim auxilia na convergência. Para o cálculo de w , utilizou-se a Equação 3.4.

$$w = \left(\frac{w_{min} - w_{max}}{iter_{max} - 1} \right) \times iter + \left[w_{max} - \left(\frac{w_{min} - w_{max}}{iter_{max} - 1} \right) \right] \quad (3.4)$$

em que $iter$ é a iteração atual, w_{min} é o peso de inércia mínimo, w_{max} é o peso de inércia máximo e $iter_{max}$ é a quantidade máxima de iterações.

O algoritmo foi validado com uma ferramenta de PL que existe no *software* **Matlab**[®]. Em algumas ocasiões, o algoritmo inteligente de Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe (2007) se mostrou superior aos resultados apresentados pelo **Matlab**[®], já que esse foi

incapaz de resolver alguns casos. Todavia, o tempo de convergência do PSO foi superior ao **Matlab**[®]. Outra limitação é que os parâmetros do PSO foram obtidos por tentativa e erro.

Outra variante do PSO é apresentada nas pesquisas de Miranda e Fonseca (2002a) e Miranda e Fonseca (2002b). Nesses trabalhos, os autores evidenciam as características evolutivas do algoritmo PSO, ou seja, a característica de gerar novos indivíduos em diferentes posições por sua lei de movimento, ao invés de apenas interpretá-lo em termo do movimento das partículas. Assim, é introduzido o algoritmo nomeado como *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (EPSO) que agrega algoritmos evolutivos ao tradicional PSO. O DPSO é auto adaptativo, pois a dependência externa para a inicialização dos parâmetros é eliminada. As modificações introduzidas ao algoritmo PSO são basicamente as seguintes: (i) os pesos (parâmetros) sofrem mutação pela aplicação de uma variável gaussiana $N \sim (0,1)$; e (ii) os valores globais mínimo e máximo são aleatoriamente perturbados.

A eficiência do algoritmo EPSO é apresentada em Miranda e Fonseca (2002b) por meio de um problema de regulação de tensão e minimização de perdas no SEP, comparando os resultados obtidos com soluções obtidas pelo *Simulated Annealing* (SA). Os principais resultados do EPSO nesse problema foram: (i) a solução é obtida mais rapidamente em termo de números de iterações; (ii) as melhores soluções são encontradas, incluindo os casos em que o algoritmo SA não foi capaz de fornecer soluções factíveis; e (iii) o desvio padrão das soluções obtidas, em relação à solução ótima, foi de cinco vezes do que as alcançadas pelo algoritmo SA.

Em 2009, Deep e Bansal consideram o problema de encontrar os tempos dos RDS como contínuo, não linear e restritivo em um sistema teste de quatro barras (DEEP; BANSAL, 2009). Os autores propuseram o *Laplace Crossover Particle Swarm Optimization* (LXPSO), que utiliza informações estratégicas de compartilhamento entre as partículas do enxame por meio do ‘cruzamento laplaciano’. Esse cruzamento utiliza uma função de Distribuição Laplaciana.

Retornando ao algoritmo EPSO, esse também foi testado nos trabalhos de Leite, Barros e Miranda (2010) para resolver um problema não linear de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais em um sistema de distribuição malhado. A fim de verificar a robustez do método proposto, os autores apresentam a solução obtida por meio do método Simplex, fixando a corrente de *pickup*, o que torna o problema um caso de PL. O valor da função de restrições para o algoritmo EPSO apresenta-se com valor menor do que obtido pela solução do Simplex, o que evidencia a eficácia da minimização, e assim sendo, reflete em um menor tempo de coordenação dos relés.

Outra aplicação do algoritmo PSO pode ser encontrada em Bashir et al. (2010), em que os autores modificam o algoritmo PSO original de forma a transformá-lo em um método de otimização com restrições. Assim como no trabalho de Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe (2007), essa modificação é realizada sem a introdução de uma função de penalização, utilizando-se da mesma estratégia. Outra característica relevante dessa pesquisa é o fato de que o valor da corrente de *pickup* é obtido em valores discretos (quantizados), e assim, elimina possíveis casos de soluções ineficazes decorrentes do arredondamento. É notável que a adoção da técnica PSO para calcular os parâmetros dos relés de maneira discreta torna a solução também confiável.

3.4 Aplicação de Algoritmo Genético e suas Variantes

O AG como outra técnica inteligente também pode ser encontrado na literatura para ser aplicado no problema de otimização da coordenação de RDS.

Na pesquisa de So et al. (1997), os autores utilizam AG e encontram uma solução ótima mais rapidamente do que os métodos convencionais de PL e PNL. Como o problema de coordenação apresenta diversas soluções ótimas locais, é viável considerar o emprego do AG em que a definição inicial da população seja aleatória, elevando a probabilidade de convergência para o ponto de ótimo global. Todavia, ressalta-se que o método pode necessitar de muitas gerações para alcançar o ótimo global, fato que pode aumentar o tempo e esforço computacional.

No trabalho de Razavi et al. (2008), a coordenação é considerada como um caso de programação linear, já que os valores de I_p são predeterminados (fixos). Em adição, os valores para o ajuste de tempo são inicializados com valores contínuos (reais), sendo que ao final de cada iteração, e antes de se avaliar a função objetivo, esses valores são aproximados para valores inteiros mais próximos permitidos. Por ser um método de otimização irrestrita, assim como o algoritmo PSO, é necessária a inclusão das restrições inerentes ao problema de coordenação dos relés na função objetivo a ser minimizada. Nesse artigo, os autores introduzem uma parcela na função (penalização) que inviabiliza as soluções ineficazes encontradas pelo AG, em que o valor da função objetivo aumenta e, assim sendo, os indivíduos estarão sujeitos a serem extintos nas gerações subsequentes. A penalização introduzida na função objetivo tem como meta evitar que o tempo de operação do relé de *backup* seja menor do que o tempo de operação do relé principal. A função objetivo proposta pelos autores e encontrada também na obra de Asadi e Kouhsari

(2009) é conforme a Equação 3.5:

$$FO = \alpha_1 \sum (t_i)^2 + \alpha_2 \sum [\Delta t_{ps} - \beta_2(\Delta t_{ps} - |\Delta t_{ps}|)]^2 \quad (3.5)$$

em que α_1 , α_2 e β_2 são controles de ponderação; t_i é o tempo de operação do i -ésimo relé para uma falta próxima do disjuntor e Δt_{ps} é a diferença do tempo de operação entre cada par de relés (primário e secundário). Dessa forma os pares de relés descoordenados farão com que Δt_{ps} seja menor que zero, elevando o valor da função objetivo.

Noghabi, Sadeh e Mashhadi (2009) analisam a coordenação de RDS considerando os efeitos da topologia da rede no problema de otimização. Geralmente, cada topologia em análise possui uma quantidade considerável de restrições a serem consideradas e ainda, as mudanças topológicas podem provocar a não seletividade do sistema de proteção. O trabalho recomendou um AG híbrido, em que apenas I_p de todos os relés são codificadas em formato de *string* como variáveis discretas. Urdaneta, Pérez e Restrepo (1997) propõem um trabalho semelhante, todavia por meio da otimização clássica (Programação Linear).

Na pesquisa de Hosseinian (2008), um estudo comparativo que envolveu três algoritmos para a resolução do problema de coordenação: o AG, o Algoritmo Genético Imune (AGI) e o PSO. Os três métodos utilizaram basicamente a mesma estrutura para encontrar a solução do problema, porém se diferenciam no momento de gerar novas populações (soluções), dada a natureza de cada algoritmo. Os resultados comparativos contemplam valores contínuos e discretos para o MT. Dos estudos realizados, o AG apresentou a melhor velocidade de convergência, mas em termos de desempenho, o PSO se saiu melhor. Afirma-se que o maior velocidade de convergência foi para o AG, pois o PSO utiliza um espaço de busca mais amplo gastando mais tempo de processamento.

Em Corrêa et al. (2010), os autores desenvolvem um AG híbrido que leva em consideração valores discretos de MC e valores discretos de MT. A metodologia proposta foi implementada no *software* Matlab® e empregou-se um algoritmo evolutivo em parte do problema de coordenação dos RDS. Através de um processo iterativo, os valores atuais de múltiplos de corrente foram obtidos por AG, sendo o MT da atual geração predeterminado por Simplex, tornando-se os valores de MC da geração de soluções anterior. Os resultados encontrados foram bastante satisfatórios, todavia a configuração inicial dos parâmetros de ajuste do algoritmo deve ser realizada por tentativa e erro, o que representa uma dificuldade a ser vencida. O uso de outros algoritmos, como o EPSO, pode solucionar esse obstáculo. Trabalhos semelhantes de AG híbrido podem ser encontrados em Bedkar e Bhide (2011b) e Bedkar e Bhide (2011a).

Souza, Oliveira e Leite (2010) formulam uma proposta para o problema de coordenação

da proteção em um sistema de distribuição. Nessa pesquisa, a coordenação é tratada como um problema de otimização combinatória a ser resolvida por um AG, já que busca soluções de maneira multipontual, o que leva a possibilidade de encontrar a solução ótima global.

3.5 Considerações Finais

O capítulo apresentou a revisão bibliográfica sobre a coordenação de RDS. Cada método de programação possui a sua particularidade e que deve ser levada em consideração diante da solução desejada. Atualmente, as metaheurísticas (PSO e AG) bem como suas variantes são as mais utilizadas, por serem de implementação mais fácil do que os métodos puramente convencionais. Em acréscimo, o tratamento de variáveis discretas foi abordado em alguns trabalhos, mas em geral, o problema é tratado como um caso de PL.

Pelos estudos realizados, não há muitas publicações que empregam o PSO de forma discreta na coordenação de relés. Assim sendo, é interessante avaliar essa alternativa. As metaheurísticas são capazes de encontrar uma solução ótima global, todavia uma solução quase ótima que atenda todas as restrições para essa coordenação já é aceitável.

No capítulo a seguir, a modelagem matemática do problema fundamental para este trabalho é explicada.

Capítulo 4

Modelagem Matemática do Problema de Coordenação de Relés

4.1 Considerações Iniciais

O objetivo da coordenação de RDS é obter um tempo mínimo de operação entre todos os relés instalados no sistema elétrico analisado, sendo cada dispositivo responsável por uma zona primária de proteção. Sendo uma das restrições, em caso de falha do relé principal, os relés instalados na circunvizinhança devem atuar após um período pré-estabelecido. Os relés são parametrizados ajustando I_p e o MT e essas variáveis estão dentro de determinada faixa e são geralmente discretas. Para sistemas elétricos de grandes proporções é importante utilizar meios computacionais para assistência no desenvolvimento de estudos de coordenação da proteção e seletividade, contribuindo para a exatidão dos resultados. A modelagem matemática desenvolvida para resolver esse tema é exposta a seguir.

4.2 Formulação do Problema

O problema a ser minimizado normalmente tem dimensão da ordem $\mathbb{R}^{2r+1}$, em que o termo r é o número de relés estudados e o termo unitário representa a soma do tempo de operação. Ainda, r é multiplicado por 2 porque I_p ou MC e MT são calculados para cada relé. A Figura 4.1 mostra um movimento hipotético das partículas para minimizar a função $T(MT, I_p)$.

Baseada na Tabela 2.1, a expressão para o tempo de operação do elemento temporizado

principal e de retaguarda é dado pela Equação 4.1.

$$T_i = \eta \times MT_i \quad (4.1)$$

em que:

$$\eta = \frac{A}{\left(\frac{I_i}{I_{p_i}}\right)^B - 1} \quad (4.2)$$

e: T_i é o tempo de atuação do relé i em segundos; I_i é a corrente lida pelo relé i ; I_{p_i} é a corrente de *pickup*; A e B são constantes que dependem do tipo da curva adotada.

A coordenação eficiente dos RDS abrange minimizar o somatório dos tempos de operação dos dispositivos locais (T_i) da rede elétrica estudada, obtendo os valores de MT_i e I_{p_i} . Assim sendo, a função objetivo a ser otimizada é descrita pela Equação 4.3.

$$\min_{\text{tempo}} f(x) = \sum T_i^{\text{prim}}(MT_i, I_i, I_{p_i}, A, B) \quad (4.3)$$

Figura 4.1 – Função $T(MT, I_p)$ de um relé e movimento das partículas. Neste exemplo, a função é IEEE normal inversa e o domínio das partículas é $T \in \mathbb{R}^+ : 0,5 < MT < 15$ e $I_p \in \mathbb{N} : 15 < I_p < 600$. Em adição, $I_p > 100$ devido à corrente de carga.

atendendo às seguintes restrições de desigualdade e discretização definida pela Equação 4.4.

$$s.a \left\{ \begin{array}{ll} T_j^{sec} - T_i^{prim} \geq ITC & [1] \\ \underline{MT}_i \leq MT_i \leq \overline{MT}_i & [2] \\ \underline{I}_{p_i} \leq I_{p_i} \leq \bar{I}_{p_i} & [3] \\ T_i^{prim} \geq t_{z1_i}^{21} + t_{z2_i}^{21} + \Delta t_{21_i}^{prim} & [4] \\ I_{p_i} \geq \pi \times I_{km}^{cap} : i \in \Omega_{km}^k & [5] \\ MT_i \in D_{MT_i} & [6] \\ D_{MT_i} = (MT_{i_1}, MT_{i_2}, \dots, MT_{i_{NMT}}) & [7] \\ I_{p_i} \in D_{I_{p_i}} & [8] \\ D_{I_{p_i}} = (I_{p_{i_1}}, I_{p_{i_2}}, \dots, I_{p_{i_{NIP}}}) & [9] \end{array} \right. \quad (4.4)$$

Variáveis:

$i = 1, 2, \dots, NR$; $j = 1, 2, \dots, NR$.

onde:

T^{prim} - tempo de operação do relé principal;

T^{sec} - tempo de operação do relé secundário;

ITC - Intervalo de Tempo de Coordenação entre T^{prim} e T^{sec} ;

$\underline{MT}_i, \overline{MT}_i$ - limites inferior e superior de MT disponível no relé i , respectivamente;

$\underline{I}_{p_i}, \bar{I}_{p_i}$ - limites inferior e superior de I_p disponível no relé i , respectivamente;

$t_{z1_i}^{21}$ - tempo de operação da primeira zona do relé de distância (instantâneo), caso houver.

Este relé deve operar para um certo curto-circuito em sua respectiva zona de proteção, antes do relé direcional local e remoto atuarem;

$t_{z2_i}^{21}$ - tempo de operação da segunda zona do relé de distância, caso houver. Este relé deve operar para um certo curto-circuito em sua respectiva zona de proteção, antes do relé direcional local e remoto atuarem;

$\Delta t_{21_i}^{prim}$ - intervalo de tempo de coordenação entre o relé de distância e o relé direcional de sobrecorrente principal, caso houver;

I_{km}^{cap} - limite operativo da linha de transmissão influenciado pelos elementos elétricos instalados (condutores, bobinas de bloqueio, disjuntores e transformadores de corrente);

π - margem de segurança para I_{p_i} (fator de emergência);

Ω_{km}^k - relé direcional instalado na linha km próximo da barra k ;

D_{TMS_i} - conjunto de números discretos de MT do relé R_i ;

$D_{I_{p_i}}$ - conjunto de números discretos de I_p do relé R_i ;

NMT - quantidade de valores discretos de MT;

NIP - quantidade de valores discretos de I_p ;

NR - número de relés no sistema elétrico.

A principal restrição da Equação 4.4 é a [1], pois ela é responsável pela coordenação de fato entre o relé primário e o relé secundário. As restrições [2] e [3] simbolizam a faixa de ajuste permitida pelo equipamento do MT e I_p , respectivamente. Se essas variáveis forem discretas, então são pertencentes a um conjunto de possíveis valores (restrições [6] a [9]).

Ainda, o relé deve ser sensível para disparar somente acima da corrente de carga. Outra situação, a critério de algumas concessionárias, o relé deve atuar também acima da menor capacidade de corrente de um dos elementos que formam o *bay* analisado (restrição [5]). Em ambos os casos, um fator π pode ser atribuído.

O modelo matemático apresentado será adaptado para uso em uma metaheurística, o DPSO, e esse é melhor compreendido no capítulo imediato.

Capítulo 5

Técnica de Otimização Proposta Baseada em Metaheurística

5.1 Considerações Iniciais

Comentada no Capítulo 3, a coordenação de RDS pode ser realizada por meio de técnicas convencionais e inteligentes (métodos metaheurísticos e/ou evolutivos). É bom lembrar que para um sistema de proteção ser fiel conforme às especificações discursadas no Capítulo 4 – Modelagem Matemática do Problema de Coordenação de Relés, os relés devem ser devidamente ajustados a fim de minimizar a soma dos tempos de atuação e respeitar todas as restrições que incluem o ITC. Diante disto, o método proposto para a coordenação de relés é explicado: a metaheurística DPSO. Mas antes, é interessante conhecer a característica de seu algoritmo genitor, o PSO padrão.

5.2 Particle Swarm Optimization

O PSO é uma metaheurística inspirada no comportamento social de animais (BERGH; ENGELBRECHT, 2001; SERAPIÃO, 2009). Kennedy e Eberhart (1995) propuseram um método de otimização cujo comportamento de busca da solução ótima tem como base a troca de informações entre agentes. A informação que pode ser local ou global determina a trajetória por onde o agente deverá explorar o espaço de busca. Os exemplos mais utilizados para ilustrar esse método baseiam-se na explicação do comportamento de bando de pássaros que buscam alimentos e que simplesmente são tratados como enxame de partículas, daí o nome PSO ou Método de Otimização por Enxame de Partículas.

Figura 5.1 – Atualização do vetor posição x_i^k em PSO.

Em termos práticos, cada partícula (solução candidata) da população se movimenta no espaço de busca, à procura de regiões promissoras no ambiente que possuam valores maiores para maximização ou menores para minimização da função avaliação de forma repetida até que atinja a convergência. Diante dessa conjuntura, a posição de cada partícula é alterada, usando o dado dividido pelos componentes do conjunto (enxame). Em adição, cada partícula muda sua posição para um local mais próximo onde ela e o enxame conseguiram um melhor valor da função avaliação em iteração anterior (SANTOS et al., 2013).

É atribuída uma velocidade para cada uma das partículas e estas se movimentam pelo espaço de busca. Estas partículas possuem uma memória individual, que armazena sua melhor posição prévia ($pbest$) e o grupo tem uma espécie de memória social, onde se registra a posição prévia mais adequada alcançada pelo grupo ($gbest$).

A Figura 5.1 mostra como os vetores atuam no movimento de uma partícula.

A Equação 5.1 atualiza a velocidade v^i na iteração k para cada partícula e a Equação 5.2 atualiza a posição da partícula (KENNEDY; EBERHART, 1995).

$$v_{k+1}^i = wv_k^i + C_1r_1(pbest_k^i - x_k^i) + C_2r_2(gbest - x_k^i) \quad (5.1)$$

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i \quad (5.2)$$

onde:

k é o índice da iteração atual;

w é o coeficiente de inércia, importante para definir o espaço de busca;

C_1 e C_2 são constantes, parâmetros cognitivo e social, respectivamente;

r_1 e r_2 são valores aleatórios (com probabilidade uniforme) entre 0 e 1;

$pbest^i$ é o melhor vetor da partícula i já encontrado;

$gbest$ é a melhor vetor de todas as partículas analisadas, definindo a melhor solução já encontrada até a iteração corrente;

i é o índice da partícula que varia de 1 a N , em que N é a quantidade do número de partículas (tamanho do bando);

x_k^i é o vetor corrente da partícula i ; e

v_k é a velocidade da partícula.

Um pseudo-algoritmo do PSO clássico é apresentado no Algoritmo 1.

Início:

Passo 1. Inicializar aleatoriamente a posição X^i e a velocidade V^i de cada partícula;

Passo 2. Calcular a função avaliação;

Passo 3. Enquanto o critério de parada não seja satisfeito, faça:

- a) Atualizar $pbest$;
- b) Atualizar $gbest$;
- c) Atualizar velocidades conforme a Equação 5.1;
- d) Atualizar posições utilizando a Equação 5.2.

Fim.

Algoritmo 1 – PSO básico.

Os vetores nas Equações 5.1 e 5.2 são de dimensões $n \times 1$, onde n é o número de parâmetros (variáveis) que serão otimizados. Por exemplo, pode-se definir como variáveis o múltiplo de tempo dos relés. Os parâmetros C_1 e C_2 dominam o fluxo de informações entre o enxame e a partícula atual. Se $C_2 > C_1$, então há maior peso no comportamento social, caso contrário, a partícula assume maior peso em sua busca local.

A cada iteração, a atualização da partícula i é realizada pelo acréscimo da velocidade, em todas as dimensões, de forma que ela gradualmente convirja para melhores valores, isto é, $pbest$ e $gbest$.

Outro parâmetro bastante influente na característica de busca do algoritmo é o fator de inércia w . Um fator de inércia alto direciona para uma exploração mais ampla do espaço de busca, enquanto que um valor pequeno possibilita uma busca mais local (espécie de ajuste fino). Portanto, a apropriada seleção do fator w fornece um balanço entre a capacidade de

busca global e local do algoritmo, exercendo assim, influência sobre o número de iterações do mesmo.

Sabe-se que o PSO clássico é utilizado para tarefas de otimização irrestrita e, dessa maneira é inábil de trabalhar com as restrições que se encontram no problema de otimização de relés. Assim, é comum encontrar rotinas junto ao PSO que corrijam este problema, tais como a inicialização das partículas em regiões factíveis do espaço de busca e a implementação de algoritmo restritivo para lidar com as restrições do problema. O Algoritmo Restritivo será mais bem explicado na Subseção 5.2.1 – Algoritmo Restritivo.

5.2.1 Algoritmo Restritivo

O Algoritmo Restritivo aplicado no PSO impede que as partículas se direcionem para regiões não factíveis, que deteriora a qualidade da solução. Por exemplo, em Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe (2007), a velocidade da partícula infratora na n ésima iteração que ocorre a infactibilidade é anulada. Assim, a velocidade da partícula na $n + 1$ iteração é influenciada somente pela melhor posição encontrada para aquela partícula e a melhor posição atual do grupo. Porém, em alguns casos, mesmo com o ajuste da velocidade atual a zero, não é o bastante para conduzir a partícula de volta à região factível. Nessa situação, somente a componente da melhor posição do conjunto é empregada para determinar a velocidade da partícula.

Neste trabalho, o pseudo-algoritmo desenvolvido é descrito conforme Algoritmo 2.

Início:

Passo 1. *Iniciar aleatoriamente a posição e a velocidade de cada partícula;*

Passo 2. *Garantir a inicialização das partículas na região factível do espaço de busca;*

Passo 3. *Calcular a função avaliação;*

Passo 5. *Enquanto o critério de parada não seja satisfeito, faça:*

- a) Atualizar *pbest*;
- b) Atualizar *gbest*;
- c) Atualizar velocidades conforme a Equação 5.1;
- d) Atualizar posições utilizando a Equação 5.2;
- e) Executar algoritmo restritivo.

Fim.

Algoritmo 2 – PSO modificado.

Após a atualização da posição das partículas realizadas a cada iteração, uma rotina verifica se algumas das partículas se encontram em uma região factível do problema. Se

alguma restrição for desrespeitada, a partícula infratora se movimenta de volta para a região factível do problema.

Em outras palavras, se alguma partícula violar alguma restrição imposta, essa é transferida novamente para a melhor posição já encontrada ($pbest$) e sua velocidade é normalizada pela velocidade máxima estabelecida no algoritmo. Por fim, as próximas etapas seguem a rotina normal do *PSO* clássico. No algoritmo 3 é mostrado o funcionamento.

```

1: Início
2: Enquanto  $i < N$  faça
3:   Verificar se a partícula se encontra na região factível do espaço
4:   Se Sim então
5:     Continue
6:   Senão
7:      $x_k^i = pbest$ 
8:      $v_k^i = v_{k-1}^i / v_{max}$ 
9:   Fim Se
10: Fim Enquanto

```

Algoritmo 3 – Factibilização da solução

em que:

v_{max} é a máxima velocidade permitida.

5.2.2 Penalização da Função Objetivo para Restrições

A função de avaliação pode ser elaborada com base na descrição do problema real em estudo, como problemas de otimização irrestritos. Todavia, na maioria desses problemas, uma gama de restrições deve ser considerada. A maneira mais comum para resolver isso é por meio da degradação da função objetivo por penalização e essa penalização deve ser proporcional à transgressão das determinadas restrições. Se nenhuma restrição for violada, a função objetivo não é penalizada.

Assim, o problema com restrições é alterado para um problema irrestrito que está associado a uma penalização a cada violação de restrições. A soma destas penalizações é incorporada ao valor da função objetivo. Por exemplo, seja o problema de minimização:

$$\begin{aligned} & \min f(x) \\ \text{s.a. } & g_j(x) \leq 0, j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (5.3)$$

em que:

x é o vetor de m variáveis (partícula). Neste caso, a corrente de *pickup* e o múltiplo de tempo dos relés;

$f(x)$ é a função objetivo a ser minimizada. Neste caso, o somatório do tempo de atuação de todos os RDS em suas respectivas zonas de proteção;

$g(x)$ é a restrição de desigualdade do problema.

Através do método das penalidades, define-se uma função objetivo $f'(x, r)$ que é dada por:

$$f'(x, r) = f(x) + \psi \cdot P(x) \quad (5.4)$$

em que:

$P(x)$ é uma função penalidade das restrições;

ψ é o coeficiente das penalidades.

A função penalidade será positiva quando alguma restrição é violada e nula quando todas as restrições são satisfeitas. Uma restrição $g_j(x)$ é atendida quando for negativa ou igual a zero. Neste trabalho, a função penalidade para as restrições de desigualdade é representada pela Equação 5.5.

$$P(x) = \sum_{j=1}^{nrest} \left\{ \frac{|g_j(x)| + g_j(x)}{2} \right\}^k \quad (5.5)$$

em que:

$nrest$ é a quantidade de restrições de desigualdade do modelo matemático;

j representa o índice da restrição;

$g_j(x)$ é a restrição presente no modelo matemático. Dentre as restrições, está o tempo de atuação entre os relés primários e secundários - ITC;

k é um expoente positivo.

Se $g_j(x) \leq 0$, o termo $P(x)$ não deve ser penalizado. Por outro lado, caso $g_j(x) > 0$, $P(x)$ sofrerá penalização, pois $\frac{|g_j(x)| + g_j(x)}{2} = \frac{2g_j(x)}{2} = g_j(x)$. Uma restrição $g_j(x)$ nula ou negativa não penaliza $P(x)$, já que $\frac{|g_j(x)| + g_j(x)}{2} = 0$, mas se a restrição for positiva, adiciona-se $\{g_j(x)\}^k$ em $P(x)$. Em outras palavras, o valor máximo para penalização será nulo para $g_j(x) \leq 0$ ou $g_j(x)$ para $g_j(x) > 0$. Assim sendo, a Equação 5.5 pode ser simplificada pela Equação 5.6:

$$P(x) = \sum_{j=1}^{nrest} \{max[0, g_j(x)]\}^k \quad (5.6)$$

Essa penalidade é estacionária, uma vez que os parâmetros são fixos ao longo da

minimização e o valor da penalidade depende apenas do grau da violação das restrições. Outro tipo é conhecido como função de penalidade não estacionária, que utiliza parâmetros de punição cujos valores alteram dinamicamente com a quantidade de iterações ao longo da otimização.

No problema abordado de coordenação de relés, devido à não linearidade das curvas dos RDS, o problema deve ser tratado como um caso de PNLIM, já que os valores contínuos ou discretos do MC e múltiplo de tempo MT são simultaneamente encontrados. De forma mais simples, normalmente MC são fixados, encontrando somente MT e com variáveis contínuas, tornando-o um caso de PL.

Alguns métodos apresentam variáveis reais como resposta do problema, e a partir disso, o especialista ou o próprio sistema é responsável pela aproximação do valor inteiro mais próximo. Esta não é uma alternativa adequada, visto que a solução final pode ser conduzida para regiões de infactibilidade e provocar à descoordenação entre os dispositivos de proteção.

Diante deste fato, este trabalho apresenta uma metodologia baseada em sistemas inteligentes que seja capaz de disponibilizar ajustes para uma coordenação adequada dos RDS instalados em sistemas de energia elétrica em malha. Normalmente, os parâmetros dos relés são variáveis contínuas e/ou variáveis discretas. Assim sendo, a metaheurística DPSO que resolve soluções contínuas em conjunto com inteiras é proposta para a execução deste trabalho.

5.3 Discrete Particle Swarm Optimization

O PSO original é adequado para otimizar funções contínuas e não convexas. Todavia, este algoritmo pode representar um caso de PNLIM e obter resultados satisfatórios por meio de uma função de penalidade, que diretamente aproxima dos valores inteiros (KITAYAMA; ARAKAWA; YAMAZAKI, 2006; SUN; ZENG; PAN, 2009). Assim, DPSO é uma metaheurística que possui como base principal o método PSO com algum mecanismo que discretiza as variáveis de interesse.

A busca de soluções discretas na área de Pesquisa Operacional é uma tarefa complexa, principalmente quando envolve métodos clássicos que geralmente empregam arredondamento. Este método, realizado de forma direta iterativamente, pode piorar o resultado da função objetivo ou até mesmo conduzir para regiões não factíveis, devendo ser devidamente controlado.

O DPSO pode incorporar diretamente penalizações para soluções de problemas que

envolvam variáveis inicialmente contínuas e que no fim do processo seus valores são discretos. Nesse caso o objetivo é obter soluções que se aproximam dos valores inteiros ótimos. Essa alternativa criada para o DPSO é análoga a algumas estratégias adotadas em métodos clássicos de otimização. A função de avaliação $F(x)$ desenvolvida é conforme a Equação 5.7 (BERNARDES et al., 2013a).

$$F(x) = f(x) + \varrho \sum_{p=1}^{ndisc} \{\zeta(x)\} + \psi \sum_{j=1}^{nrest} \{max[0, g_j(x)]\}^k \quad (5.7)$$

onde:

ϱ é o parâmetro da função penalidade em termos das variáveis discretas (peso de ponderação). Este valor é positivo e determina a amplitude da função $\zeta(x)$;

p é o índice da função penalidade de discretização;

$ndisc$ é o número de variáveis discretas;

$\zeta(x)$ é a função penalidade das variáveis discretas.

Dentre as funções de penalidade, estão a $\zeta_1(x_i)$ que é mencionada em Kitayama, Arakawa e Yamazaki (2006) (característica senoidal), a $\zeta_2(x_i)$ que é descrita em Soler (2011) (característica senoidal) e a $\zeta_3(x_i)$ desenvolvida por Gisvold e Moe (1972) (característica quadrática), logo mencionadas.

$$\zeta_1(x_i) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \left[\sin \frac{2\pi \{x_i - 0, 25(s_i^{sup} + 3s_i^{sup})\}}{s_i^{sup} - s_i^{inf}} + 1 \right] \quad (5.8)$$

em que:

i é a posição da variável de decisão;

s_i^{inf} - valor discreto inferior mais próximo de x_i .

s_i^{sup} - valor discreto superior mais próximo de x_i ;

x_i representa a variável de decisão entre s_i^{inf} e s_i^{sup} .

$$\zeta_2(x_i) = \sum_{i=1}^n \left[\sin \left(\frac{x_i}{s_i^{sup} - s_i^{inf}} \pi + \alpha \right) \right]^{2\beta_1} \quad (5.9)$$

em que:

β_1 é um número inteiro positivo que altera o formato da função objetivo;

α é uma constante tal que $0 < \alpha < \pi$ eleita de forma que $\zeta_2(x_i)$ se anule somente nos valores discretos;

$$\zeta_3(x_i) = \sum_{x_i \in D_{x_d}} [4q_i(1 - q_i)]^{\beta_2} \quad (5.10)$$

em que:

$$q_i = \frac{x_i - s_i^{inf}}{s_i^{sup} - s_i^{inf}} \quad (5.11)$$

$$\beta_2 \geq 1 \quad (5.12)$$

sendo:

β_2 - constante inteira positiva que influencia a forma de onda da função objetivo.

Assim como as funções anteriores, a função $\zeta_3(x_i)$ é normalizada e simétrica. Se $\beta \geq 1$, $\zeta_3(x_i)$ é contínua em sua primeira derivada sobre os pontos inteiros (GISVOLD; MOE, 1972).

A Figura 5.2 mostra o termo $[4q_i(1 - q_i)]^\beta$ para diferentes valores de β . Quando se altera esse parâmetro, a forma da curva é influenciada.

Figura 5.2 – Gráfico $\zeta_3(x_i)$ da função penalidade quadrática para discretização ($s_i^{inf} = 0,05$ e $s_i^{sup} = 0,10$).

Diante de todas funções de penalidade para discretização apresentadas ($\zeta_1(x_i)$, $\zeta_2(x_i)$)

e $\zeta_3(x_i)$), resumidamente todas se comportam como a Equação 5.13:

$$\zeta(x_i) = \begin{cases} 0, & \text{se } x_i \in D_{x_i}, i = 1, 2, \dots, n \\ \delta_i > 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.13)$$

sendo D_{x_i} , o conjunto de valores discretos para a variável x_i e δ_i , um valor real positivo entre 0 e 1. A amplitude máxima é unitária.

Os valores discretos são dados nos pontos onde o erro percentual relativo entre $F(x)$ e $f(x)$ da Equação 5.7 respeita uma tolerância ϵ . Já o parâmetro ϱ da função penalidade pode ser atualizado a cada iteração, adotando uma característica não estacionária e que garanta um resultado satisfatório, como mencionado na Subseção 5.2.2. O DPSO é implementado conforme o fluxograma básico da Figura 5.3.

Figura 5.3 – Fluxograma da implementação do DPSO usando função de penalidade.

Normalmente, no DPSO isento de função de penalidade para discretização, as posições das partículas são arredondadas para o valor inteiro mais próximo a cada iteração e as

regiões infactíveis são evitadas por meio do algoritmo explicado na Seção 5.2.1 – Algoritmo Restritivo.

O critério de parada do DPSO é baseado na variação do valor da função objetivo após um número sucessivo de iterações ou até atingir uma quantidade máxima de iterações previamente estabelecida. A convergência do processo é verificada pelo atendimento de todas restrições impostas e se os valores discretos respeitam certa tolerância.

5.4 Exemplo Numérico

Nesta seção um exemplo matemático passo-a-passo é demonstrado para compreensão da metaheurística utilizada.

Resolva o seguinte problema via DPSO:

$$\begin{aligned}
 \min f(x, y) &= \frac{\cos(3\pi x)}{x} + \frac{\cos(3\pi y)}{y} \\
 s.a \\
 y &\leq -2x^2 + 4x \\
 x &\leq y + 1 \\
 0,05 &\leq y < 2 \\
 x &\in D_{x_d} \\
 D_{x_d} &= \{0, 2; 0, 4; 0, 6; 0, 8; 1, 0; 1, 2; 1, 4; 1, 6; 1, 8\}
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

Solução:

Observe a curva da função objetivo na Figura 5.4 e sua respectiva curva de nível na Figura 5.5. Note que há alguns pontos de mínimo local e somente um ponto de mínimo global. Em métodos clássicos, dependendo dos valores iniciais das variáveis, a solução pode ficar estagnada em um ponto de mínimo local.

Este problema a ser minimizado é da seguinte natureza:

$$\begin{aligned}
 \min f(x, y) \\
 s.a \\
 g(x, y) &\leq 0 \\
 \underline{y} &\leq y \leq \bar{y} \\
 x_d &\in D_{x_d} \\
 D_{x_d} &= \{x_1; x_2; x_3; \dots; x_n\}
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

em que:

Figura 5.4 – Gráfico da função objetivo da Equação 5.14. Para soluções reais, o ponto de mínimo global está localizado no ponto vermelho $P(0,3; 0,3; -6,3404)$.

Figura 5.5 – Curva de nível da função objetivo da Equação 5.14.

$\underline{y}$ é o limite inferior de y ;
 $\bar{y}$ é o limite superior de y .

Para atender as restrições do problema e discretizar a variável x , a função de avaliação $F(x)$ é obtida por meio da Equação 5.16. O índice i das variáveis diferencia cada partícula do algoritmo DPSO.

$$F(x_i, y_i) = f(x_i, y_i) + \psi\{\max[0, g_1(x_i, y_i)]\}^k + \psi\{\max[0, g_2(x_i, y_i)]\}^k + \varrho\zeta(x_i) \quad (5.16)$$

em que:

$$f(x_i, y_i) = \frac{\cos(3\pi x_i)}{x_i} + \frac{\cos(3\pi y_i)}{y_i} \quad (5.17)$$

$$g_1(x_i, y_i) = y_i + 2x_i^2 - 4x_i \quad (5.18)$$

$$g_2(x_i, y_i) = x_i - y_i - 1 \quad (5.19)$$

$$k = 1 \quad (5.20)$$

$$\zeta(x_i) = \left[\sin \left(\frac{x_i}{s_i^{sup} - s_i^{inf}} \pi \right) \right]^{2\beta}, \text{ sendo } \beta = 1 \quad (5.21)$$

$$\varrho_{min} = 0 \text{ e } \varrho_{max} = 8 \quad (5.22)$$

ψ é constante e igual a 1,4 e ϱ cresce à medida que ocorrem as iterações, até chegar no valor máximo ϱ_{max} estabelecido. Em adição, ϱ é atualizado em todas as iterações por meio da Equação 5.23.

$$\varrho = \left(\frac{\varrho_{max} - \varrho_{min}}{iter_{max} - 1} \right) \times i + \left[\varrho_{min} - \left(\frac{\varrho_{max} - \varrho_{min}}{iter_{max} - 1} \right) \right] \quad (5.23)$$

sendo:

$iter_{max}$ - a quantidade máxima de iterações. Neste exercício, 50.

Após definida a função $F(x)$, inicia-se de fato a execução do método:

1) Na iteração $i = 0$, defina o número N de partículas. Neste exemplo, $N = 5$.

2) As partículas iniciais têm suas posições definidas aleatoriamente:

$x_1(0) = 0,4440$; $x_2(0) = 0,9768$; $x_3(0) = 0,5936$; $x_4(0) = 0,8826$; $x_5(0) = 0,8285$;
 $y_1(0) = 1,7415$; $y_2(0) = 1,2235$; $y_3(0) = 0,3754$; $y_4(0) = 0,3166$ e $y_5(0) = 0,5922$.

Os valores da função objetivo $f(x, y)$ para $x_j(0)$ e $y_j(0)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$ são:
 $f_1 = f[x_1(0), y_1(0)] = -1,5715$; $f_2 = f[x_2(0), y_2(0)] = -0,5822$; $f_3 = f[x_3(0), y_3(0)] = -1,1565$;
 $f_4 = f[x_4(0), y_4(0)] = -3,6268$ e $f_5 = f[x_5(0), y_5(0)] = 1,3445$;

Os valores de $g_1(x, y)$ para $x_j(0)$ e $y_j(0)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$ são:
 $g_{1_1} = g_1[x_1(0), y_1(0)] = 0,3598$; $g_{1_2} = g_1[x_2(0), y_2(0)] = -0,7754$; $g_{1_3} = g_1[x_3(0), y_3(0)] = -1,2943$;
 $g_{1_4} = g_1[x_4(0), y_4(0)] = -1,6558$ e $g_{1_5} = g_1[x_5(0), y_5(0)] = -1,3490$.

Os valores de $g_2(x, y)$ para $x_j(0)$ e $y_j(0)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$ são:
 $g_{2_1} = g_2[x_1(0), y_1(0)] = -2,2975$; $g_{2_2} = g_2[x_2(0), y_2(0)] = -1,2467$;
 $g_{2_3} = g_2[x_3(0), y_3(0)] = -0,7818$; $g_{2_4} = g_2[x_4(0), y_4(0)] = -0,4340$ e $g_{2_5} = g_2[x_5(0), y_5(0)] = -0,7637$.

Os valores de $\zeta(x, y)$ para $x_j(0)$ e $y_j(0)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$ são:

$$\zeta_1 = \zeta[x_1(0), y_1(0)] = 0,4063; \zeta_2 = \zeta[x_2(0), y_2(0)] = 0,1270; \zeta_3 = \zeta[x_3(0), y_3(0)] = 0,0101; \zeta_4 = \zeta[x_4(0), y_4(0)] = 0,9271 \text{ e } \zeta_5 = h[x_5(0), y_5(0)] = 0,1874.$$

Os valores da função de avaliação $F(x, y)$ para $x_j(0)$ e $y_j(0)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$ são:
 $F_1 = F[x_1(0), y_1(0)] = -1,0678; F_2 = F[x_2(0), y_2(0)] = -0,5822; F_3 = F[x_3(0), y_3(0)] = -1,1565; F_4 = F[x_4(0), y_4(0)] = -3,6268$ e $F_5 = F[x_5(0), y_5(0)] = 1,3445$.

Na iteração 0, o melhor valor encontrado que minimiza a função objetivo é o $F_4 = -3,6268$.

3) Neste exemplo, as velocidades iniciais de cada partícula são determinadas aleatoriamente:

$$v_{x_1}(0) = -0,8896; v_{x_2}(0) = -0,8204; v_{x_3}(0) = 0,9816; v_{x_4}(0) = 0,7394; v_{x_5}(0) = 0,1941; v_{y_1}(0) = 0,6627; v_{y_2}(0) = -0,2065; v_{y_3}(0) = 0,6166; v_{y_4}(0) = 0,4427 \text{ e } v_{y_5}(0) = 0,1067.$$

Incremento da iteração: $i = 1$.

4) *Início do loop finito:*

(1) Encontrando melhores posições de cada partícula e a melhor posição de todas partículas:

$$P_{best,x_1} = 0,4440, P_{best,x_2} = 0,9768, P_{best,x_3} = 0,5936, P_{best,x_4} = 0,8826, P_{best,x_5} = 0,8285, P_{best,y_1} = 1,7415, P_{best,y_2} = 1,2235, P_{best,y_3} = 0,3754, P_{best,y_4} = 0,3166, P_{best,y_5} = 0,5922, G_{best,x} = 0,8826 \text{ e } G_{best,y} = 0,3166.$$

(2) Encontre as velocidades das partículas (aqui, assumiu-se $c_1 = c_2 = w$ (inércia) = 1 e números randômicos para as velocidades de r_x e r_y na faixa $(0, 1)$).

$$v_{x_j}(i) = wv_{x_j}(i-1) + r_{1_{x_j}}[P_{best,x_j} - x_j(i-1)] + r_{2_{x_j}}[G_{best,x} - x_j(i-1)], j = 1, 2, 3, 4, 5.$$

Assim:

$$v_{x_1}(1) = -0,8896 + 0,6909 \times [0,4440 - 0,4440] + 0,0057 \times [0,8826 - 0,4440] = -0,8871.$$

$$v_{x_2}(1) = -0,8204 + 0,9960 \times [0,9768 - 0,9768] + 0,0243 \times [0,8826 - 0,9768] = -0,8227.$$

$$v_{x_3}(1) = 0,9816 + 0,0934 \times [0,5936 - 0,5936] + 0,2536 \times [0,8826 - 0,5936] = 1,0549.$$

$$v_{x_4}(1) = 0,7394 + 0,5383 \times [0,8826 - 0,8826] + 0,8258 \times [0,8826 - 0,8826] = 0,7394.$$

$$v_{x_5}(1) = 0,1941 + 0,9961 \times [0,8285 - 0,8285] + 0,0782 \times [0,8826 - 0,8285] =$$

0, 1983.

$$v_{y_j}(i) = wv_{y_j}(i-1) + r_{1_{y_j}}[Pbest, y_j - y_j(i-1)] + r_{2_{y_j}}[G_{best_y} - y_j(i-1)], j = 1, 2, 3, 4, 5$$

Assim:

$$v_{y_1}(1) = 0,6627 + 0,8162 \times [1,7415 - 1,7415] + 0,6398 \times [0,3166 - 1,7415] = -0,2490.$$

$$v_{y_2}(1) = -0,2065 + 0,4774 \times [1,2235 - 1,2235] + 0,2046 \times [0,3166 - 1,2235] = -0,3921.$$

$$v_{y_3}(1) = 0,6166 + 0,8266 \times [0,3754 - 0,3754] + 0,3276 \times [0,3166 - 0,3754] = 0,5973.$$

$$v_{y_4}(1) = 0,4427 + 0,9619 \times [0,3166 - 0,3166] + 0,7749 \times [0,3166 - 0,3166] = 0,4427.$$

$$v_{y_5}(1) = 0,1067 + 0,0046 \times [0,5922 - 0,5922] + 0,8173 \times [0,3166 - 0,5922] = -0,1185.$$

- (3)** Encontre os valores de $x_j(1)$ e $y_j(1)$, sendo $j = 1, 2, 3, 4, 5$, $x_j(i) = x_j(i-1) + v_{x_j}(i)$ e $y_j(i) = y_j(i-1) + v_{y_j}(i)$:

$$x_1(1) = 0,4440 - 0,8871 = -0,4431; y_1(1) = 1,7415 - 0,2490 = 1,4925;$$

$$x_2(1) = 0,9768 - 0,8227 = 0,1541; y_2(1) = 1,2235 - 0,3921 = 0,8314;$$

$$x_3(1) = 0,5936 + 1,0549 = 1,6485; y_3(1) = 0,3754 + 0,5973 = 0,9727;$$

$$x_4(1) = 0,8826 + 0,7394 = 1,6220; y_4(1) = 0,3166 + 0,4427 = 0,7593;$$

$$x_5(1) = 0,8285 + 0,1983 = 1,0268; y_5(1) = 0,5922 - 0,1185 = 0,4737.$$

- 5)** Atualização do parâmetro da função de penalidade de discretização ρ .

- 6)** Atualização da função objetivo com os novos valores de $x_j(i)$ e $y_j(i)$:

$$F_1 = F[x_1(0), y_1(0)] = 1,2004 + 1,4 \times \max\{0; 3,6576\} + 1,4 \times \max\{0; -2,9356\} + 0,2041 \times 0,3925 = 6,4011;$$

$$F_2 = F[x_2(0), y_2(0)] = 0,7887 + 1,4 \times \max\{0; 0,2625\} + 1,4 \times \max\{0; -1,6773\} + 0,2041 \times 0,4358 = 1,2451;$$

$$F_3 = F[x_3(0), y_3(0)] = -1,5920 + 1,4 \times \max\{0; -0,1862\} + 1,4 \times \max\{0; -0,3242\} + 0,2041 \times 0,4764 = -1,4947;$$

$$F_4 = F[x_4(0), y_4(0)] = 0,2835 + 1,4 \times \max\{0; -0,4669\} + 1,4 \times \max\{0; -0,1373\} + 0,2041 \times 0,1147 = 0,3069;$$

$$F_5 = F[x_5(0), y_5(0)] = -1,4609 + 1,4 \times \max\{0; -1,5249\} + 1,4 \times \max\{0; -0,4469\} + 0,2041 \times 0,1670 = -1,4609.$$

7) Verifique a convergência da etapa atual (por exemplo, inalteração do valor da função objetivo após um número determinado de iterações). Neste exemplo, o critério de parada é 50 iterações e verificando, em seguida, as restrições e se os valores discretos estão dentro de certa tolerância. Aqui, adotou-se 10^{-3} . Caso a solução ainda não convergiu $\rightarrow i = i + 1$ e voltar para o passo 4.

8) Impressão dos resultados.

Na Tabela 5.1, encontra-se o resultado de $G_{best,x}$ e $G_{best,y}$ e da função de avaliação durante o processamento até parar na 50ª iteração. A solução encontrada foi $S = x_d; y_c = 0,400; 0,313$, sendo $x_d \in D_{x_d}$ e todas restrições de desigualdade atendidas. A técnica é robusta o suficiente para diferenciar o ponto ótimo global contínuo do ponto ótimo global com uma ou mais variáveis discretas. A Figura 5.6 e a Figura 5.7 ilustram a trajetória percorrida.

Figura 5.6 – Gráfico da função objetivo a ser minimizada - Equação 5.15. Nele, é possível ver a região do espaço de busca (abaixo da parábola $y = -2x^2 + 4x$ e acima da reta $x = y + 1$). Após o processo iterativo, a trajetória da melhor partícula para encontrar o ponto ótimo do problema é auxiliado pelas setas 1 e 2.

Tabela 5.1 – Resultado do DPSO - exemplo numérico.

Iteração	Função objetivo $F(x)$	$G_{best,x}$	$G_{best,y}$
1	-1,07521	0,593601	0,375442
2	-1,07521	0,593601	0,375442
3	-3,71881	0,349454	1,04091
4	-3,71881	0,349454	1,04091
5	-3,71881	0,349454	1,04091
6	-3,71881	0,349454	1,04091
7	-3,71881	0,349454	1,04091
8	-3,71881	0,349454	1,04091
9	-3,71881	0,349454	1,04091
10	-3,75298	1,00988	0,352212
11	-3,8075	0,422272	0,380234
12	-3,85	0,419366	0,382474
13	-3,86407	0,418007	0,383521
14	-3,86792	0,417241	0,384112
15	-3,86792	0,417241	0,384112
16	-3,86792	0,417241	0,384112
17	-3,86792	0,417241	0,384112
18	-3,86792	0,417241	0,384112
19	-3,86792	0,417241	0,384112
20	-4,14531	0,427503	0,30785
21	-4,19859	0,426256	0,292223
22	-4,19859	0,426256	0,292223
23	-4,4972	0,418645	0,317958
24	-4,4972	0,418645	0,317958
25	-4,4972	0,418645	0,317958
26	-4,4972	0,418645	0,317958
27	-4,4972	0,418645	0,317958
28	-4,4972	0,418645	0,317958
29	-4,4972	0,418645	0,317958
30	-4,4972	0,418645	0,317958
31	-4,4972	0,418645	0,317958
32	-4,4972	0,418645	0,317958
33	-5,13513	0,383481	0,31315
34	-5,13513	0,383481	0,31315
35	-5,15084	0,400384	0,31315
36	-5,15084	0,400384	0,31315
37	-5,15084	0,400384	0,31315
38	-5,15084	0,400384	0,31315
39	-5,15084	0,400384	0,31315
40	-5,15084	0,400384	0,31315
41	-5,15084	0,400384	0,31315
42	-5,15084	0,400384	0,31315
43	-5,15084	0,400384	0,31315
44	-5,15084	0,400384	0,31315
45	-5,15084	0,400384	0,31315
46	-5,15084	0,400384	0,31315
47	-5,15084	0,400384	0,31315
48	-5,15084	0,400384	0,31315
49	-5,15084	0,400384	0,31315
50	-5,15121	0,400411	0,312917

Figura 5.7 – Aproximação visual da Figura 5.6 na região do ponto ótimo do problema.

5.5 Etapas Preliminares para Efetivação da Técnica na Coordenação de Relés

O ajuste dos RDS necessita de uma série de parâmetros para uma precisão adequada dos valores, tais como as correntes mínimas e máximas do sistema diante do carregamento apresentado (leve e pesado), limites operativos da linha de transmissão influenciada pelo fator limitante de emergência, além da tensão de pré-falta. A tensão de pré-falta indica a situação de operação no momento da ocorrência da falta. Ela pode ser obtida diretamente ou por meio de simulação pelo cálculo do fluxo de carga do sistema em que se considera o controle de potência reativa, de tensão e automático dos tapas de transformadores.

Após esta etapa, construiu-se um algoritmo para cálculo de curto-circuito, na linguagem C++ usando *Microsoft Visual Studio 2008*, visto que é essencial para determinar os ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente (mais detalhes no Apêndice C – Dados do Sistema Elétrico Analisado). O cálculo contempla diversas características, dentre elas: inserção de impedâncias mútuas de sequência zero, quando aplicáveis e; alterações topológicas, tais como retirada de linhas de transmissão devido às manutenções

com ou sem aterramento nas extremidades, entrada e saída de geradores, dentre outras manobras realizadas pela concessionária.

Na metodologia adotada, técnicas de armazenamento compacto e ferramentas de solução eficientes por meio do pacote **UMFPACK** (DAVIS, 2004) foram implementadas no fluxo de carga e cálculo de curto-circuito. O pacote computacional mencionado representa um conjunto de rotinas que envolvem matrizes esparsas simétricas e não simétricas, utilizando o método multifrontal não simétrico e fatoração LU direta esparsa.

Antes do processo de coordenação dos relés, em sistemas elétricos malhados devem existir regras para determinar quem serão os pares de relés principais (primários) e de retaguarda (secundários ou *backup*) a serem ajustados de maneira automática e eficiente. Essa etapa é chamada de *Break Point Set* (BPS) e existem diversas propostas na literatura técnica.

Jenkins et al. (1992) utilizam o conceito de dependência funcional, em que cada relé tem certa correlação com outro qualquer e um algoritmo foi desenvolvido para descobrir a quantidade mínima de BPS de um sistema. Já Kawahara, Sasaki e Sugihara (1997) demonstram uma metodologia baseada em conhecimento heurístico e iterativo, em que após a finalização do BPS, todos os pares de relés são conhecidos na rede. Em adição, Damborg et al. (1984), Elrafie e Irving (1993) e Braga e Saraiva (1996) resolvem esse problema através da teoria dos Grafos e matriz de incidência, já que as ligações entre os circuitos são conhecidas. Já Yan et al. (2006) se baseiam na análise teórica de converter as redes malhadas em redes radiais e a partir disto, determinar os pares para a coordenação de relés por meio da matriz de adjacência do sistema elétrico em diagnóstico. Essa estratégia, baseada também em teoria dos Grafos, reduz a complexidade do problema de exploração dos laços da rede elétrica.

Neste trabalho, o problema é resolvido baseado na técnica empregada em Braga e Saraiva (1996) e Damborg et al. (1984). O algoritmo desenvolvido é explicado com mais detalhes no Apêndice B – Estratégia para Determinação Automática de Pares de Relés.

Depois disto, tornam-se necessárias as informações técnicas a respeito da filosofia do sistema de proteção e relés adotados. Ainda, é bom frisar que a metodologia apresentada poderá ser aplicada em qualquer sistema elétrico que careça de uma apreciação a respeito da coordenação de RDS.

Posterior à definição das variáveis de entrada e possíveis contingências (entrada/retirada programada ou emergencial de circuitos ou geradores), executa-se para a coordenação o algoritmo DPSO propriamente dito.

5.6 Função de Avaliação Adotada

Utilizando o DPSO para a resolução deste problema, uma função de avaliação derivada da Equação 4.3 foi feita. Nela são inseridas as funções de penalidade como na Equação 5.7, uma vez que as restrições [1 – 5] da Equação 4.4 são simbolizadas por $P(x)$ na Equação 5.6.

Já as restrições [6 – 9] da Equação 4.4 são representadas por $\zeta(x)$ utilizando qualquer função de penalidade de discretização apresentada (Equações 5.8, 5.9 ou 5.10). Quando se usa essa função, a função objetivo principal $f(x)$ é penalizada, encontrando os valores discretos de MT_i e I_{p_i} . Em relação à discretização, tem-se que:

$$\zeta(I_{p_i}) = \begin{cases} 0, \text{ se } I_{p_i} \in D_{I_{p_i}}, i = 1, 2, \dots, NIP \\ \delta > 0, \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (5.24)$$

$$\zeta(MT_i) = \begin{cases} 0, \text{ se } MT_i \in D_{MT_i}, i = 1, 2, \dots, NMT \\ \delta > 0, \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (5.25)$$

sendo:

$\zeta(I_{p_i})$, $\zeta(MT_i)$ - funções de penalidade para variáveis discretas de I_p e MT, respectivamente;

Assim sendo, a função de avaliação a ser minimizada é mostrada na Equação 5.26. Caso todas as restrições sejam atendidas, no final do processo as penalizações tendem a zero.

$$\begin{aligned} F(x) = & \sum T^{prim}(MT, I, I_p, A, B) + \psi\{\max[0, T^{prim} - T^{sec} + ITC]\}^k \\ & + \psi\{\max[0, t_{z1}^{21} + t_{z2}^{21} + \Delta t_{21}^{prim} - T^{prim}]\}^k \\ & + \psi\{\max[0, \pi \times I_{km}^{cap} - I_p]\}^k + \varrho\{\zeta(I_p)\} + \varrho\{\zeta(MT)\} \end{aligned} \quad (5.26)$$

Na ausência de relés de distância, a função anterior é reduzida para:

$$\begin{aligned} F(x) = & \sum T^{prim}(MT, I, I_p, A, B) + \psi\{\max[0, T^{prim} - T^{sec} + ITC]\}^k \\ & + \psi\{\max[0, \pi \times I_{km}^{cap} - I_p]\}^k + \varrho\{\zeta(I_p)\} + \varrho\{\zeta(MT)\} \end{aligned} \quad (5.27)$$

Como exemplo, as figuras 5.8 e 5.9 mostram a função $T^{prim}(MT, I, I_p, A, B)$ com a função

penalidade $\zeta(I_p)$.

Figura 5.8 – Função $T^{prim}(MT, I, I_p, A, B)$ acrescida da função penalidade senoidal (Equação 5.9) para dado relé. A curva em questão é IEEE normal inversa. Neste exemplo, $T \in \mathbb{R}^+ : 0,5 < MT < 15$ e $I/I_p = MC \in \mathbb{R}^+ : 1 < MC < 4$, com passo de 0,1, ou seja, $s_i^{sup} - s_i^{inf} = 0,1$.

A seguir, o próximo capítulo apresenta os resultados obtidos.

Figura 5.9 – Perfil do gráfico $T^{prim}(MT, I, I_p, A, B)$ (plano $MT \times T$). Similar à Figura 5.8, MC está entre 1 e 4 e é um múltiplo de 0,1. Note que usando a função penalidade senoidal (Equação 5.9), o tempo de operação T é mínimo nos pontos discretos. A linha azul (A) representa a curva inversa e as linhas vermelha (B), preta (C) e verde (D) representam possíveis senóides que penalizam a função T . Para a linha vermelha, $\alpha = 0$, $\beta = 1$ e $\varrho = 4$, para a linha preta, $\alpha = 0$, $\beta = 1$ e $\varrho = 2,5$, e para a linha verde, $\alpha = 0$, $\beta = 4$ e $\varrho = 2,5$.

Capítulo 6

Resultados Numéricos

Nesse capítulo são apresentados os resultados pertinentes desta dissertação e respectivas análises em sistemas testes usando o algoritmo DPSO. Todas comparações foram feitas por meio dos resultados dos *solvers* ILOG CPLEX e DICOPT com a interface GAMS (IBM, 2011; DRUD, 2012). Para a realização dos estudos de caso, adotou-se que as restrições e as variáveis discretas, respectivamente, deveriam respeitar a tolerância mínima de $\epsilon_1 = 10^{-5}$ e $\epsilon_2 = 10^{-3}$.

6.1 Teste 1

Considere o sistema com três barras e duas linhas paralelas (Figura 6.1).

Figura 6.1 – Sistema elétrico com duplo circuito.

Fonte: Adaptado de Bedekar, Bhide e Kale (2009).

Inicialmente, encontrou-se a relação dos relés primários e secundários conforme técnica discutida na Seção 5.5 – Etapas Preliminares para Efetivação da Técnica na Coordenação de Relés. Na Equação 6.1 e na Tabela 6.1 estão respectivamente a matriz de incidência BR e a relação dos pares de relés obtidas.

Por exemplo, para determinar os relés secundários candidatos de R_2 em 6.1, basta ir na coluna de BR que indica o relé R_2 (2ª coluna) e encontrar a linha que tem o número 1 (barra DE - linha 2). Encontrando essa linha, percorra a linha em todas as colunas e verifique quais colunas tem o número (-1) (colunas 1 e 3, linha 2). A coluna 1 é a do relé R_1 , mas como R_1 pertence ao mesmo circuito de R_2 , então esse não pode ser candidato. Já a coluna 3 é a do relé R_3 e como estão em circuitos diferentes, então R_3 é candidato a ser retaguarda do R_2 . Essa linha de raciocínio é realizada para todos os relés do sistema.

$$BR = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & -1 & 1 & -1 & \\ -1 & 1 & -1 & 1 & 1 \\ \\ & & & & -1 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (6.1)$$

Tabela 6.1 – Relação dos relés primários e secundários.

Ponto de falta	Relé primário	Relé secundário
1	1	4
	2	3
2	3	2
	4	1
3	5	1 e 3

Adotando a corrente de carga de 150 A em cada linha que liga as barras 1 a 2 e na linha que liga as barras 2 a 3 de 300 A, a razão de TC dos relés 1 a 4 é de 150/1 e a do relé 5 é de 100/1 e os tapes dos relés fixados em 1. Assim, $I_{p_1} = I_{p_2} = I_{p_3} = I_{p_4} = 150$ A e $I_{p_5} = 300$ A. Fixando a I_p , o problema torna linear. Aqui, o valor de ITC entre os RDS foi ajustado em 0,4 s e esses relés devem operar após 0,4 s, simulando a presença de outro dispositivo que atuaria antes (por exemplo, um relé de distância). Os múltiplos de tempo são discretos com passo 0,01.

Para a coordenação, a corrente de curto-circuito vista por cada par de relé é apresentada na Tabela 6.2. Os relés primários e secundários candidatos são reavaliados analisando a corrente de falta que passam por eles, ou seja, se os dispositivos irão atuar ou não para dado I_p . Diante disso, o relé 4 não será retaguarda do relé 1 e o relé 2 não será retaguarda do relé 3, pois a corrente de falta está no sentido contrário do ajuste direcional.

A curva adotada é a normal inversa com $A = 0,14$ e $B = 0,02$ regida pela Equação 4.1. Definidas as correntes de *pickup* e de curto-circuito, os valores das constantes que multiplicarão MT conforme a Equação 4.2 estão na Tabela 6.3:

Esse problema, assim como os demais, visa a minimização da soma do tempo de atuação de cada relé em sua respectiva zona de proteção, respeitando as condições im-

Tabela 6.2 – Corrente de curto-circuito trifásico vista pelos relés.

Vista por	I_{cc} na zona 1	I_{cc} na zona 2	I_{cc} na zona 3
Relé 1	2717,7 A	905,7 A	1462,8 A
Relé 2	905,7 A	-	-
Relé 3	905,7 A	2717,7 A	1462,8 A
Relé 4	-	905,7 A	-
Relé 5	-	-	2925 A

Tabela 6.3 – Constantes η .

	Zona 1 - η_{*1}	Zona 2 - η_{*2}	Zona 3 - η_{*3}
Relé 1	$\eta_{11} = 2,3470$	$\eta_{12} = 3,8235$	$\eta_{13} = 3,0041$
Relé 2	$\eta_{21} = 3,8235$	-	-
Relé 3	$\eta_{31} = 3,8235$	$\eta_{32} = 2,3470$	$\eta_{33} = 3,0041$
Relé 4	-	$\eta_{42} = 3,8235$	-
Relé 5	-	-	$\eta_{53} = 3,0044$

postas. Os relés de 1 a 2 protegem primariamente a zona 1, os relés de 3 a 4 protegem primariamente a zona 2 e o relé 5 protege primariamente a zona 3. A formulação da modelagem matemática é conforme a Equação 6.2:

$$\min_{MT} f = 2,3470 \times MT_1 + 3,8235 \times MT_2 + 2,3470 \times MT_3 \\ + 3,8235 \times MT_4 + 3,0044 \times MT_5$$

sujeito a

$$\begin{aligned} [1] \quad & 3,8235 \times MT_3 - 3,8235 \times MT_2 \geq 0,4 \\ [2] \quad & 3,8235 \times MT_1 - 3,8235 \times MT_4 \geq 0,4 \\ [3] \quad & 3,0041 \times MT_1 - 3,0044 \times MT_5 \geq 0,4 \\ [4] \quad & 3,0041 \times MT_3 - 3,0044 \times MT_5 \geq 0,4 \\ [5] \quad & 2,3470 \times MT_1 \geq 0,4 \\ [6] \quad & 3,8235 \times MT_2 \geq 0,4 \\ [7] \quad & 2,3470 \times MT_3 \geq 0,4 \\ [8] \quad & 3,8235 \times MT_4 \geq 0,4 \\ [9] \quad & 3,0044 \times MT_5 \geq 0,4 \end{aligned} \tag{6.2}$$

Os parâmetros das funções de penalização para discretizar e restringir a conduta das partículas foram: $k = 1$, $\psi = 2$, $\varrho_{min} = 1$ e $\varrho_{max} = 8$ (Equações 5.6, 5.7 e 5.9). A quantidade máxima de iterações foi 1000, 500 partículas e a função penalidade usada foi a de Soler (2011). 15 testes foram realizados, por tentativa e erro, para buscar uma gama de soluções pelo DPSO. Os métodos clássicos como PIM são vantajosos nesse aspecto, já

que exigem menor quantidade de parametrização.

Os resultados desse primeiro estudo estão na Tabela 6.4, Tabela 6.5 e Tabela 6.6. Os valores da função objetivo e das restrições foram comparados com o ILOG CPLEX - PIM da interface GAMS. ILOG CPLEX apresentou um valor de função objetivo ligeiramente maior do que o DPSO (0,0582% maior).

Tabela 6.4 – Solução da coordenação dos relés de sobrecorrente via DPSO.

Função objetivo			
$f = 2,5746$ (minimização - valor ótimo)			
Sujeito a			
Restrição	Valor	Restrição	Valor
[1]	0,6499	[2]	0,6499
[3]	0,4205	[4]	0,4205
[5]	0,6569	[6]	0,4202
[7]	0,6569	[8]	0,4202
[9]	0,4203		
Variáveis			
-	Valor	-	Valor
MT_1	0,2799	MT_2	0,1099
MT_3	0,2799	MT_4	0,1099
MT_5	0,1399		

Tabela 6.5 – Valor da restrição $T^{sec} - T^{prim} \geq ITC$ usando DPSO.

Relé principal (R_i)	Relé secundário (R_j)	Valor [s]
2	3	0,6499
4	1	0,6499
5	1	0,4205
5	3	0,4205

Tabela 6.6 – Solução da coordenação dos relés de sobrecorrente via ILOG CPLEX.

Função objetivo			
$f = 2,5761$ (minimização - valor ótimo)			
Sujeito a			
Restrição	Valor	Restrição	Valor
[1]	0,650	[2]	0,650
[3]	0,421	[4]	0,421
[5]	0,657	[6]	0,421
[7]	0,657	[8]	0,421
[9]	0,421		
Variáveis			
-	Valor	-	Valor
MT_1	0,28	MT_2	0,11
MT_3	0,28	MT_4	0,11
MT_5	0,14		

O gráfico da função objetivo é mostrado na Figura 6.2 e os múltiplos de tempo de cada relé são mostrados na Figura 6.3 via DPSO. A partir da 610ª iteração, todos valores se estabilizam e até que na milésima iteração a execução termina.

Figura 6.2 – Função objetivo do Caso 1 usando DPSO.

Figura 6.3 – Múltiplos de tempo dos relés do Caso 1 usando DPSO.

Nota-se então que os valores da função objetivo entre os resultados do ILOG CPLEX e do DPSO foram ligeiramente distintos, todavia todas as restrições foram satisfeitas.

O coordenograma do caso é mostrado na Figura 6.4. Os ■'s auxiliam para visualização das restrições [1] e [2] da Equação 6.2 que foram atendidas, respeitando o ITC de 0,4 s. Já os □'s apontam para a corrente de curto-circuito e tempo de atuação dos relés 1, 3 e 5, não infringindo as restrições [3] e [4] da Equação 6.2.

Figura 6.4 – Coordenograma do Caso 1 com todos relés envolvidos baseado nos resultados do DPSO.

O tempo médio para execução foi de 7,182 s no DPSO e de 1 s no ILOG CPLEX, usando um computador com a seguinte configuração: HP Pavilion dv6-2173cl, cujo processador é um Intel® Core™ i3 M330 2,13 GHz, 4 GB de memória RAM, com o sistema operacional Windows 7 Ultimate de 64 bits instalado.

6.2 Teste 2

O segundo estudo foi desenvolvido para demonstrar o cálculo dos ajustes do múltiplo de tempo dos relés do sistema a partir do DPSO, em que cada zona de proteção corresponde a uma linha de transmissão (Figura 6.5). Os dados do sistema, valores dos parâmetros dos relés para esse sistema e o cálculo do curto-circuito são encontrados na Tabela 6.7 e na Tabela 6.8.

Figura 6.5 – Diagrama unifilar do estudo de caso 2.

Fonte: Urdaneta, Nadira e Jimenez (1988) – modificado.

Tabela 6.7 – Dados do sistema-teste (URDANETA; NADIRA; JIMENEZ, 1988; BERNARDES et al., 2012).

Dados dos geradores						
Gerador 1	100 MVA	69 kV	20 %			
Gerador 2	25 MVA	69 kV	12 %			
Gerador 3	50 MVA	69 kV	18 %			
Dados das linhas						
Linha 12	50 km	$z = 0 + j22,85 \ \Omega$				
Linha 23	40 km	$z = 0 + j18 \ \Omega$				
Linha 13	60 km	$z = 0 + j27 \ \Omega$				
Dados dos relés						
Número do relé	11	21	12	22	13	23
Razão do TC	300/5	200/5	200/5	300/5	200/5	400/5
Tape	5	1,5	5	4	2	2,5
$I_p [A]$	300	60	200	240	80	200

A matriz de incidência BR para determinar a relação dos pares de relés está em 6.3. Os pares candidatos de relés são encontrados percorrendo as colunas e linhas, como já

Tabela 6.8 – Corrente de curto-circuito vista pelos relés.

Vista por	I_{cc} na zona 1	I_{cc} na zona 2	I_{cc} na zona 3
Relé 11	1982 A	619 A	-
Relé 21	1529 A	-	147 A
Relé 22	551 A	1837 A	-
Relé 12	-	1695 A	391 A
Relé 13	176 A	-	1519 A
Relé 23	-	477 A	1791 A

explicado anteriormente.

$$BR = \begin{matrix} & R_{11} & R_{21} & R_{13} & R_{23} & R_{12} & R_{22} \\ \begin{matrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & -1 & -1 & 1 & & \\ -1 & 1 & & & 1 & -1 \\ & & 1 & -1 & -1 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (6.3)$$

Todos os relés foram assumidos idênticos e com curva igual a normal inversa. Definidas as correntes de *pickup* e curto-circuito, os valores das constantes de MT conforme a Equação 4.2 estão na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Constantes η - Caso 2.

	Zona 1 - η_{*1}	Zona 2 - η_{*2}	Zona 3 - η_{*3}
Relé 11	$\eta_{11_1} = 3,6$	$\eta_{11_2} = 9,5944$	-
Relé 21	$\eta_{21_1} = 2,0926$	-	$\eta_{21_3} = 7,7419$
Relé 22	$\eta_{22_1} = 8,3528$	$\eta_{22_2} = 3,3699$	-
Relé 12	-	$\eta_{12_2} = 3,2059$	$\eta_{12_3} = 10,3718$
Relé 13	$\eta_{13_1} = 8,8083$	-	$\eta_{13_3} = 2,3086$
Relé 23	-	$\eta_{23_2} = 7,9836$	$\eta_{23_3} = 3,1236$

Sabe-se que para ajustar as curvas temporais de atuação dos RDS é necessária a determinação de ao menos dois parâmetros: as correntes de sensibilização do relé (I_p) e os valores de MT. Aqui, I_p é predeterminado baseado na corrente de carga, restando ao otimizador determinar os valores de MT que tornam o sistema em análise coordenado.

Nesse exemplo, assumiu-se que as perturbações relevantes foram faltas trifásicas que ocorreram no meio das linhas de transmissão (para reduzir a dimensionalidade do problema) e a topologia completa foi considerada. O ITC de 0,2 s foi adotado, juntamente com MT variando entre 0,1 a 2 (passo discreto de 0,1).

O problema de coordenação do sistema elétrico mostrado na Figura 6.5 foi resolvido e comparado com o *solver* ILOG CPLEX por meio da interface GAMS - PIM. A função objetivo e o conjunto de restrições baseado nas tabelas anteriores desse exemplo são descritos na Equação 6.4.

$$\begin{aligned}
\min_{MT} f &= 3,6379 \times MT_{11} + 2,0926 \times MT_{21} + 3,3699 \times MT_{22} \\
&\quad + 3,2059 \times MT_{12} + 2,3086 \times MT_{13} + 3,1236 \times MT_{23} \\
\text{sujeito a} \\
[1] \quad &8,8083 \times MT_{13} - 3,6379 \times MT_{11} \geq 0,2 \\
[2] \quad &8,3528 \times MT_{22} - 2,0926 \times MT_{21} \geq 0,2 \\
[3] \quad &9,5944 \times MT_{11} - 3,2059 \times MT_{12} \geq 0,2 \\
[4] \quad &7,9836 \times MT_{23} - 3,3699 \times MT_{22} \geq 0,2 \\
[5] \quad &10,3718 \times MT_{12} - 2,3086 \times MT_{13} \geq 0,2 \\
[6] \quad &7,7419 \times MT_{21} - 3,1236 \times MT_{23} \geq 0,2 \\
[7] \quad &MT_{11} \geq 0,1 \\
[8] \quad &MT_{21} \geq 0,1 \\
[9] \quad &MT_{12} \geq 0,1 \\
[10] \quad &MT_{22} \geq 0,1 \\
[11] \quad &MT_{13} \geq 0,1 \\
[12] \quad &MT_{23} \geq 0,1
\end{aligned} \tag{6.4}$$

Os parâmetros das funções de penalização para discretizar e restringir a conduta das partículas foram: $k = 1$, $\psi = 2$, $\varrho_{min} = 1$ e $\varrho_{max} = 20$ (Equações 5.6, 5.7 e 5.8). A função penalidade usada foi a de Kitayama, Arakawa e Yamazaki (2006) e a quantidade de partículas foi 500.

Os resultados desse estudo são apresentados na Tabela 6.10. A resposta pelo DPSO foi idêntica ao *solver* ILOG CPLEX, todavia o tempo de execução foi menor no ILOG CPLEX. Os múltiplos de tempo de todos os relés foram ajustados no valor mínimo de 0,1. O tempo médio para execução no DPSO foi de 4,8 s, usando um computador com a seguinte configuração: HP Pavilion dv6-2173cl, cujo processador é um Intel® Core™ i3 M330 2,13 GHz, 4 GB de memória RAM, com o sistema operacional Windows 7 Ultimate de 64 bits instalado. Já o *solver* ILOG CPLEX processou as informações em 0,9 s.

Fazendo uso do DPSO, o gráfico da função objetivo é mostrado na Figura 6.6 e os múltiplos de tempo de cada relé na Figura 6.7. A partir da 100ª iteração, os valores ficaram estabilizados e o processo finalizou pela quantidade máxima de iterações. Já o coordenograma desse caso é mostrado na Figura 6.8. Os □'s apontam para a corrente de curto-circuito e tempo de atuação dos relés 11 e 13, não infringindo a restrição [1] da Equação 6.4. Já os ■'s auxiliam para visualização da restrição [2] da Equação 6.4 que foi

Tabela 6.10 – Solução da coordenação dos RDS via DPSO e ILOG CPLEX.

Função objetivo			
$f = 1,7738$ (minimização - valor ótimo)			
Sujeito a			
Restrição	Valor	Restrição	Valor
[1]	0,51704	[2]	0,62602
[3]	0,63884	[4]	0,46137
[5]	0,80633	[6]	0,46183
Variáveis			
-	Valor	-	Valor
MT_{11}	0,1	MT_{21}	0,1
MT_{12}	0,1	MT_{22}	0,1
MT_{13}	0,1	MT_{23}	0,1

atendida, respeitando o ITC de 0,2 s.

Figura 6.6 – Função objetivo do Caso 2 usando DPSO.

Pelos resultados obtidos, verifica-se que o DPSO é útil para resolver problemas de coordenação de RDS e atendem a casos em que a corrente de sensibilização já é conhecida. Agora, os dois últimos casos tratam a situação em que I_p e MT são variáveis do problema.

6.3 Teste 3

O DPSO é aplicado em uma rede elétrica real que faz parte do Sistema Interligado Nacional e está sob concessão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Figura 6.7 – Múltiplos de tempo dos relés do Caso 2 usando DPSO.

(CTEEP). O sistema elétrico analisado pertencente à CTEEP possui 46 barras (incluindo as barras fictícias), 11 linhas de transmissão, 10 trechos com impedância mútua e 22 RDS, obtido por meio da equivalência do sistema completo que tem 10016 barras e 5611 linhas de transmissão (versão 1109B) ¹. A Figura 6.9 representa o diagrama unifilar dessa rede teste. O banco de dados Anafas dessa rede está disponível nas Tabelas C.1, C.2 e C.3 do Apêndice C – Dados do Sistema Elétrico Analisado.

Os parâmetros principais para a coordenação são mostrados na Tabela 6.11. A função de penalidade para discretização é baseada em Gisvold e Moe (1972). Qualquer função de penalidade para discretização já apresentada nesta dissertação poderia ser usada. k , ϱ_{min} , ϱ_{max} e ψ foram obtidos por tentativa e erro após 20 execuções e a quantidade de partículas foi de 4400 (cem vezes o número de variáveis).

O valor de ς para cada relé em análise é definido na Tabela 6.12.

Os pares candidatos foram encontrados por meio da matriz de incidência BR . A corrente de curto-circuito trifásica *close-in* vista por cada par de relé é mostrada na Tabela 6.13. O curto-circuito *close-in*, que ocorre em um ponto muito próximo do relé estudado, é a situação que apresenta a maior corrente de falta. Se a coordenação entre

¹A base de dados de curto-circuito em formato Análise de Falhas Simultâneas (Anafas) desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel) é disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sofrendo alterações a qualquer instante sem aviso prévio, em http://www.ons.org.br/operacao/base_dados_curtoc_referencia.aspx#dados.

Figura 6.8 – Coordenograma do Caso 2 com todos relés envolvidos baseado nos resultados do DPSO.

Tabela 6.11 – Parâmetros para coordenação de relés - Estudo de caso 4.

Equação 5.6
$k = 1$
Equação 5.7
$\varrho_{min} = 0$ e $\varrho_{max} = 4$
$\psi = 2$
Equações 4.1 e 4.2 – curva normal inversa
$A = 0,14$
$B = 0,02$
Equação 4.4
$ITC = 200$ ms
$\overline{MT}_i = 2,0$
$\underline{MT}_i = 0,05$
Passo adotado de $MT = 0,02$
$D_{MT_i} = (0,06; 0,08; 0,10; 0,12; \dots; 1,94; 1,96; 1,98; 2,00)$
$\pi = 1,2$
$\overline{I}_{p_i} = 1,09 \times \varsigma$
$\underline{I}_{p_i} = \varsigma$, sendo ς definido para cada relé pela Tabela 6.12
Passo adotado de $I_{p_i} = 1,0$

Figura 6.9 – Diagrama unifilar do estudo de caso 3. Essa rede teste possui 46 barras, 11 linhas de transmissão e 22 RDS, sendo as barras fictícias não demonstradas, pois não são necessárias para o estudo.

Tabela 6.12 – Corrente mínima de atuação de cada relé.

Nome	Ramo	$\pi \times I_{km}^{cap}$ [A]
R1	1 - 2 (LT1)	628,8
R2	1 - 2 (LT1)	628,8
R3	1 - 2 (LT2)	628,8
R4	1 - 2 (LT2)	628,8
R5	2 - 3 (LT3)	346,8
R6	2 - 3 (LT3)	346,8
R7	3 - 4 (LT4)	346,8
R8	3 - 4 (LT4)	346,8
R9	2 - 4 (LT5)	346,8
R10	2 - 4 (LT5)	346,8
R11	2 - 7 (LT6)	537,6
R12	2 - 7 (LT6)	537,6
R13	2 - 7 (LT7)	537,6
R14	2 - 7 (LT7)	537,6
R15	5 - 7 (LT8)	576,0
R16	5 - 7 (LT8)	576,0
R17	5 - 6 (LT9)	360,0
R18	5 - 6 (LT9)	360,0
R19	7 - 8 (LT10)	576,0
R20	7 - 8 (LT10)	576,0
R21	6 - 8 (LT11)	540,0
R22	6 - 8 (LT11)	540,0

dois relés é realizada, o ITC é respeitado para qualquer corrente de falta inferior à corrente de curto-circuito *close-in* devido à característica não linear da curva.

Na Tabela 6.13, as linhas da quarta coluna que têm asterisco indicam que a corrente de curto-circuito é inferior a faixa de I_p , assim não atua o respectivo relé de retaguarda, sendo assim já respeitado o intervalo de coordenação. Da Equação 4.2, sendo $I_i < I_{p_i}$ e curva normal inversa, $\eta < 0$, e consequentemente $T_i < 0$. Os pares de relés que ocorreram essa situação não fizeram parte da otimização, pois a função T_i (Equação 4.1) fica sempre negativa, comprometendo a convergência.

Os resultados foram confrontados utilizando o *solver* DICOPT por meio da interface GAMS. Após 100 s, o DICOPT não foi capaz de encontrar uma solução com variáveis totalmente inteiras e o processo foi interrompido porque o limite de iteração foi alcançado. O *solver* conseguiu simular somente uma solução não linear relaxada com variáveis inteiras e também contínuas. A saída desse resultado não condizente com as condições de discretização impostas pode ser vista na Tabela 6.14. O valor da soma do tempo de atuação dos relés foi $T = 4,993$ s.

Os resultados do método proposto (DPSO) podem ser vistos nas Tabelas 6.15, 6.16 e 6.17. Neste teste, não há relés de distância para serem incluídos como restrições. As respostas estão dentro dos requisitos estabelecidos: I_p inteiro e $0,05 \leq MT \leq 2,0$ (passo = 0,02). Em adição, 20 relés (90,91% do conjunto) operam em sua zona primária abaixo

Tabela 6.13 – Relação dos relés primários e secundários e correntes trifásicas *close-in*.

Falta perto da barra...	Relé principal (R_i)	Relé secundário (R_j)	I_{cc} [A] em R_i	I_{cc} [A] em R_j
B1	1	4	3273	2250
B2	2	3	10392	472*
B2	2	6	10392	1756
B2	2	10	10392	2089
B2	2	12	10392	1660
B2	2	14	10392	1660
B1	3	2	2250	2250
B2	4	1	10392	472*
B2	4	6	10392	1756
B2	4	10	10392	2089
B2	4	12	10392	1660
B2	4	14	10392	1660
B2	5	1	9105	472*
B2	5	3	9105	472*
B2	5	10	9105	2089
B2	5	12	9105	1660
B2	5	14	9105	1660
B3	6	8	4564	3783
B3	7	5	3203	2420
B4	8	9	15685	1666
B2	9	1	8783	473*
B2	9	3	8783	473*
B2	9	6	8783	1756
B2	9	12	8783	1660
B2	9	14	8783	1660
B4	10	7	15625	1599
B2	11	1	9195	473*
B2	11	3	9195	473*
B2	11	6	9195	1756
B2	11	10	9195	2089
B2	11	14	9195	1660
B7	12	13	6825	3210
B7	12	15	6825	1724
B7	12	19	6825	1494
B2	13	1	9195	473*
B2	13	3	9195	473*
B2	13	6	9195	1756
B2	13	10	9195	2089
B7	14	15	6825	1724
B7	14	19	6825	1494
B7	16	11	8314	3210
B7	16	13	8314	3210
B7	16	19	8314	1495
B6	17	22	11851	1570
B5	18	16	2560	1992
B7	20	11	8542	3210
B7	20	13	8542	3210
B7	20	15	8542	1724
B6	21	18	12088	1807
B8	22	20	2762	1972

Tabela 6.14 – Saída do algoritmo (DICOPT com solução relaxada).

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor	
I_{p_1}	629	I_{p_2}	687	I_{p_3}	629
I_{p_4}	687	I_{p_5}	379	I_{p_6}	379
I_{p_7}	379	I_{p_8}	379	I_{p_9}	379
$I_{p_{10}}$	379	$I_{p_{11}}$	586	$I_{p_{12}}$	586
$I_{p_{13}}$	586	$I_{p_{14}}$	586	$I_{p_{15}}$	607,332
$I_{p_{16}}$	628	$I_{p_{17}}$	360	$I_{p_{18}}$	392
$I_{p_{19}}$	576	$I_{p_{20}}$	628	$I_{p_{21}}$	540
$I_{p_{22}}$	540				
MT_1	0,0600	MT_2	0,0901	MT_3	0,0600
MT_4	0,0773	MT_5	0,1287	MT_6	0,0997
MT_7	0,0862	MT_8	0,1593	MT_9	0,1049
MT_{10}	0,1177	MT_{11}	0,1004	MT_{12}	0,0713
MT_{13}	0,1004	MT_{14}	0,0713	MT_{15}	0,0600
MT_{16}	0,0782	MT_{17}	0,0600	MT_{18}	0,0734
MT_{19}	0,0600	MT_{20}	0,0749	MT_{21}	0,0600
MT_{22}	0,0600				

de 500 ms. Na Tabela 6.17, pode-se verificar que todas as restrições impostas foram respeitadas (valores maior ou igual a 200 ms). Nessa tabela, os asteriscos indicam a situação já explicada em que $I_{cc} < I_p$.

Tabela 6.15 – Saída do algoritmo (DPSO).

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor	
I_{p_1}	629	I_{p_2}	629	I_{p_3}	629
I_{p_4}	629	I_{p_5}	347	I_{p_6}	347
I_{p_7}	347	I_{p_8}	347	I_{p_9}	347
$I_{p_{10}}$	347	$I_{p_{11}}$	538	$I_{p_{12}}$	538
$I_{p_{13}}$	538	$I_{p_{14}}$	538	$I_{p_{15}}$	576
$I_{p_{16}}$	576	$I_{p_{17}}$	360	$I_{p_{18}}$	360
$I_{p_{19}}$	576	$I_{p_{20}}$	576	$I_{p_{21}}$	540
$I_{p_{22}}$	540				
MT_1	0,06	MT_2	0,10	MT_3	0,06
MT_4	0,10	MT_5	0,34	MT_6	0,16
MT_7	0,16	MT_8	0,26	MT_9	0,16
MT_{10}	0,28	MT_{11}	0,20	MT_{12}	0,16
MT_{13}	0,20	MT_{14}	0,28	MT_{15}	0,16
MT_{16}	0,14	MT_{17}	0,08	MT_{18}	0,08
MT_{19}	0,14	MT_{20}	0,22	MT_{21}	0,06
MT_{22}	0,06				

O coordenograma desse teste é mostrado na Figura 6.10. Os $\square$'s auxiliam para visualização da restrição cujo o relé primário é o R_2 e o relé secundário é o R_{14} . A corrente de curto-circuito que passam nesses relés são 10392 A e 1660 A, respectivamente (vide Tabela 6.13).

O gráfico da função objetivo $F(x)$ é mostrado na Figura 6.11 e os múltiplos de tempo

Tabela 6.16 – Tempo de operação dos RDS (DPSO) [s].

Variável	Valor	Variável	Valor	Variável	Valor
T_1^{prim}	0,25037	T_2^{prim}	0,24263	T_3^{prim}	0,32516
T_4^{prim}	0,24263	T_5^{prim}	0,70488	T_6^{prim}	0,42353
T_7^{prim}	0,49276	T_8^{prim}	0,45956	T_9^{prim}	0,33552
T_{10}^{prim}	0,49543	T_{11}^{prim}	0,47932	T_{12}^{prim}	0,42973
T_{13}^{prim}	0,47932	T_{14}^{prim}	0,75203	T_{15}^{prim}	0,46894
T_{16}^{prim}	0,35736	T_{17}^{prim}	0,15472	T_{18}^{prim}	0,27985
T_{19}^{prim}	0,46595	T_{20}^{prim}	0,55578	T_{21}^{prim}	0,13094
T_{22}^{prim}	0,25306				

$$f(x) = \sum^{prim} T = 8,7795 \text{ s}$$

Figura 6.10 – Coordenograma do Caso 3 baseado nos resultados do DPSO (relés $R_2, R_3, R_6, R_{10}, R_{12}$ e R_{14}).

Tabela 6.17 – Valor da restrição $T^{sec} - t^{prim} \geq ITC$ (DPSO).

Relé principal (R_i)	Relé secundário (R_j)	Valor [s]
1	4	0,2918
2	3	*
2	6	0,4368
2	10	0,8297
2	12	0,7402
2	14	1,4773
3	2	0,2170
4	1	*
4	6	0,4369
4	10	0,8297
4	12	0,7402
4	14	1,6773
5	1	*
5	3	*
5	10	0,3675
5	12	0,2779
5	14	1,0151
6	8	0,2202
7	5	0,7090
8	9	0,2432
9	1	*
9	3	*
9	6	0,3440
9	12	0,6473
9	14	1,3844
10	7	0,2264
11	1	*
11	3	*
11	6	0,2002
11	10	0,5930
11	14	1,2406
12	13	0,3401
12	15	0,5806
12	19	0,5886
13	1	*
13	3	*
13	6	0,2002
13	10	0,5930
14	15	0,2583
14	19	0,2663
16	11	0,4125
16	13	0,4125
16	19	0,6602
17	22	0,2345
8	16	0,5002
20	11	0,2141
20	13	0,2141
20	15	0,4546
21	18	0,2105
22	20	0,9828

de cada relé são vistos na Figura 6.12 via DPSO. Para atingir a convergência foram necessárias 500 iterações. Nesse exemplo, os relés R_6 e R_{13} foram os últimos a se estabilizarem durante o processo. O tempo de processamento foi de 102,75 s usando um computador com esta configuração: HP Pavilion dv6-2173cl, com processador Intel® Core™ i3 M330 2,13 GHz, 4 GB de memória RAM e sistema Windows 7 Ultimate de 64 bits instalado.

Figura 6.11 – Função objetivo do Caso 3 usando DPSO.

6.4 Teste 4

Estudos para a criação de uma proteção adaptativa inteligente se tornam interessantes, pois nessa nova configuração da rede, o sistema deve ser reconfigurado de forma a estar novamente coordenado de acordo com a filosofia de proteção adotada pela concessionária responsável. O sistema pode ser capaz de avaliar as características de operação e topologia em tempo real e contribuir para a supervisão, verificação da coordenação e otimização dos valores de ajustes.

Esse exemplo também foi aplicado na mesma rede da Seção 6.3 – Teste 3 (Figura 6.9), sendo que aqui será demonstrada uma coordenação após alteração topológica (BERNARDES et al., 2013b). Para a coordenação dos RDS, os parâmetros principais foram configurados de acordo com a Tabela 6.18. O valor de ς (mínima corrente de *pickup*) para cada relé em análise é definido na Tabela 6.12 e a quantidade de partículas utilizadas foi de 4000 (cem vezes o número de variáveis).

Figura 6.12 – Múltiplos de tempo dos relés do Caso 3 usando DPSO.

Tabela 6.18 – Parâmetros para coordenação de relés - Teste 4.

Equação 5.6
$k = 1$
Equação 5.7
$\varrho_{min} = 0$ e $\varrho_{max} = 4$
$\psi = 2$
Equações 4.1 e 4.2 - curva normal inversa
$A = 0,14$
$B = 0,02$
Equação 4.4
$ITC = 400$ ms
$\overline{MT}_i = 2,0$
$\underline{MT}_i = 0,1$
Passo adotado de $MT = 0,1$
$D_{MT_i} = (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; \dots; 1,7; 1,8; 1,9; 2,0)$
$\pi = 1,2$
$\overline{I}_{p_i} = 1,09 \times \varsigma$
$\underline{I}_{p_i} = \varsigma$, sendo ς definido para cada relé pela Tabela 6.12
Passo adotado de $I_{p_i} = 0,1$

Para demonstrar a resolução do problema pelo algoritmo DPSO foi adotada a seguinte alteração topológica: linha entre as barras 2 e 7 (L6) retirada para manutenção e todos os geradores da barra 1 estão desligados. Os relés principais e seus respectivos relés de retaguarda encontrados pelo método BPS e as correntes de curto-circuito *close-in* vistas por cada um deles para definir a restrição [1] da Equação 4.4 são mostradas na Tabela 6.19.

Em adição, as linhas da Tabela 6.19 que apareçam os asteriscos (*) não entram nas restrições, tanto para R_i ou R_j . Os asteriscos simbolizam que os relés R_{11} ou R_{12} não atuarão como relé principal ou de retaguarda, não participando da etapa de coordenação, já que pertencem à linha retirada L6.

Devido à retirada dos geradores da barra 1, as linhas L1 e L2 não contribuem para corrente de falta em algumas situações. Por exemplo, um curto-circuito *close-in* próximo do relé local R_2 , esse enxerga 9696 A, enquanto o relé de retaguarda R_3 enxerga 0 A. Dessa forma, R_3 não atuará uma vez que a corrente de *pickup* não é atingida, já satisfazendo a restrição [1] da Equação 4.4.

As restrições que contemplam essas características devem ser removidas do modelo, uma vez que os relés não atuariam devido à retirada do circuito onde estão alocados ou quando a corrente de contribuição é abaixo da corrente de *pickup*. Essa situação é semelhante ao exemplo da seção anterior.

A Tabela 6.20 e a Tabela 6.21 exibem os valores da corrente de *pickup* e MT encontrados via DPSO e por meio do *solver* DICOPT (interface GAMS). Em ambos os métodos, os valores ficaram dentro das faixas pré-determinadas. Já na Tabela 6.22 e Tabela 6.23 são mostrados os tempos de operação de cada relé e o valor da função objetivo. O *solver* do GAMS teve melhor desempenho diante do DPSO: sua função objetivo foi 4,2348 % menor. Para melhorar os resultados do DPSO, outros valores podem ser obtidos alterando seus parâmetros ou trocando as posições iniciais aleatórias das partículas (*seed*).

Na Tabela 6.24 são apresentados os valores de $T^{sec} - T^{prim} \geq ITC$, tanto pelo algoritmo DPSO quanto pelo *solver* do GAMS. Observa que ambos os métodos foram eficazes para encontrar I_p e MT com passo de 0,1 nas faixas determinadas e respeitando todos intervalos de coordenação escolhidos.

O coordenograma desse teste é mostrado na Figura 6.13. Os $\square$'s auxiliam para visualização da restrição em que o relé primário é o R_9 e o relé secundário é o R_{14} . A corrente de curto-circuito que passam nesses relés são 7618 A e 3081 A, respectivamente (vide Tabela 6.19). Para ter uma noção geral da complexidade desse problema, a Figura 6.14 mostra o coordenograma abordando os 22 RDS.

Tabela 6.19 – Relação dos relés primários e secundários e correntes trifásicas *close-in*.

Falta perto da barra...	Relé principal (R_i)	Relé secundário (R_j)	I_{cc} [A] em R_i	I_{cc} [A] em R_j
B1	1	4	2226	2226
B2	2	3	9696	0
B2	2	6	9696	1757
B2	2	10	9696	2090
B2	2	12	9696	*
B2	2	14	9696	3081
B1	3	2	2226	2226
B2	4	1	9696	0
B2	4	6	9696	1757
B2	4	10	9696	2090
B2	4	12	9696	*
B2	4	14	9696	3081
B2	5	1	7943	0
B2	5	3	7943	0
B2	5	10	7943	2090
B2	5	12	7943	*
B2	5	14	7943	3081
B3	6	8	4542	3760
B3	7	5	3086	2303
B4	8	9	15558	1543
B2	9	1	7618	0
B2	9	3	7618	0
B2	9	6	7618	1757
B2	9	12	7618	*
B2	9	14	7618	3081
B4	10	7	15535	1514
B2	11	1	*	*
B2	11	3	*	*
B2	11	6	*	*
B2	11	10	*	*
B2	11	14	*	*
B7	12	13	*	*
B7	12	15	*	*
B7	12	19	*	*
B2	13	1	6617	0
B2	13	3	6617	0
B2	13	6	6617	1757
B2	13	10	6617	2090
B2	13	12	6617	*
B7	14	11	3622	*
B7	14	15	3622	1729
B7	14	19	3622	1498
B7	16	11	6954	*
B7	16	13	6954	5060
B7	16	19	6954	1498
B6	17	22	11759	1482
B5	18	16	2430	1862
B7	20	11	7184	*
B7	20	13	7184	5060
B7	20	15	7184	1728
B6	21	18	11972	1695
B6	22	20	2649	1859

Tabela 6.20 – Saída do algoritmo DPSO - $0,1 \leq MT \leq 2,0$.

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor	
I_{p_1}	629,0	I_{p_2}	629,0	I_{p_3}	629,0
I_{p_4}	629,0	I_{p_5}	347,0	I_{p_6}	347,0
I_{p_7}	347,0	I_{p_8}	347,0	I_{p_9}	347,0
$I_{p_{10}}$	347,0	$I_{p_{11}}$	-	$I_{p_{12}}$	-
$I_{p_{13}}$	538,0	$I_{p_{14}}$	538,0	$I_{p_{15}}$	576,0
$I_{p_{16}}$	576,0	$I_{p_{17}}$	360,0	$I_{p_{18}}$	360,0
$I_{p_{19}}$	576,0	$I_{p_{20}}$	576,0	$I_{p_{21}}$	540,0
$I_{p_{22}}$	540,0				
MT_1	0,1	MT_2	0,2	MT_3	0,1
MT_4	0,2	MT_5	0,4	MT_6	0,5
MT_7	0,3	MT_8	0,6	MT_9	0,4
MT_{10}	0,4	MT_{11}	-	MT_{12}	-
MT_{13}	0,4	MT_{14}	0,4	MT_{15}	0,3
MT_{16}	0,2	MT_{17}	0,1	MT_{18}	0,2
MT_{19}	0,3	MT_{20}	0,2	MT_{21}	0,1
MT_{22}	0,1				

Tabela 6.21 – Saída usando DICOPT - $0,1 \leq MT \leq 2,0$.

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor	
I_{p_1}	629,0	I_{p_2}	629,0	I_{p_3}	629,0
I_{p_4}	629,0	I_{p_5}	347,0	I_{p_6}	347,0
I_{p_7}	347,0	I_{p_8}	368,0	I_{p_9}	347,0
$I_{p_{10}}$	347,0	$I_{p_{11}}$	-	$I_{p_{12}}$	-
$I_{p_{13}}$	538,0	$I_{p_{14}}$	538,0	$I_{p_{15}}$	576,0
$I_{p_{16}}$	576,0	$I_{p_{17}}$	360,0	$I_{p_{18}}$	360,0
$I_{p_{19}}$	576,0	$I_{p_{20}}$	576,0	$I_{p_{21}}$	540,0
$I_{p_{22}}$	540,0				
MT_1	0,1	MT_2	0,2	MT_3	0,1
MT_4	0,2	MT_5	0,4	MT_6	0,4
MT_7	0,3	MT_8	0,5	MT_9	0,3
MT_{10}	0,4	MT_{11}	-	MT_{12}	-
MT_{13}	0,4	MT_{14}	0,4	MT_{15}	0,3
MT_{16}	0,2	MT_{17}	0,1	MT_{18}	0,2
MT_{19}	0,3	MT_{20}	0,2	MT_{21}	0,1
MT_{22}	0,1				

Tabela 6.22 – Tempo de operação dos RDS - em segundos (DPSO).

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor
T_1^{prim}	0,5470	T_2^{prim}	0,4972	T_3^{prim} 0,5469
T_4^{prim}	0,4972	T_5^{prim}	0,8664	T_6^{prim} 1,3219
T_7^{prim}	0,9393	T_8^{prim}	1,0629	T_9^{prim} 0,8783
T_{10}^{prim}	0,7088	T_{11}^{prim}	-	T_{12}^{prim} -
T_{13}^{prim}	1,0872	T_{14}^{prim}	1,439	T_{15}^{prim} 0,8804
T_{16}^{prim}	0,5474	T_{17}^{prim}	0,1939	T_{18}^{prim} 0,7179
T_{19}^{prim}	1,0003	T_{20}^{prim}	0,5403	T_{21}^{prim} 0,2190
T_{22}^{prim}	0,4332			
$f(x) = \sum^{prim} T = 14,924 \text{ s}$				

Tabela 6.23 – Tempo de operação dos RDS - em segundos (DICOPT).

Variável	Valor	Variável	Variável	Valor
T_1^{prim}	0,5469	T_2^{prim}	0,4979	T_3^{prim} 0,5469
T_4^{prim}	0,4979	T_5^{prim}	0,8667	T_6^{prim} 1,0610
T_7^{prim}	0,9401	T_8^{prim}	0,9002	T_9^{prim} 0,6591
T_{10}^{prim}	0,7089	T_{11}^{prim}	-	T_{12}^{prim} -
T_{13}^{prim}	1,0880	T_{14}^{prim}	1,4405	T_{15}^{prim} 0,8816
T_{16}^{prim}	0,5481	T_{17}^{prim}	0,1939	T_{18}^{prim} 0,7192
T_{19}^{prim}	1,0016	T_{20}^{prim}	0,5409	T_{21}^{prim} 0,2190
T_{22}^{prim}	0,4332			
$f(x) = \sum^{prim} T = 14,292 \text{ s}$				

Tabela 6.24 – Valor da restrição $T^{sec} - t^{prim} \geq ITC$ usando DPSO e DICOPT [s].

Relé principal (R_i)	Relé secundário (R_j)	Valor - DPSO	Valor - GAMS
1	4	0,5451	0,547
2	3	-	-
2	6	1,6189	1,200
2	10	1,0341	1,034
2	12	-	-
2	14	1,0778	1,079
3	2	0,5452	0,547
4	1	-	-
4	6	1,6189	1,200
4	10	1,0341	1,034
4	12	-	-
4	14	1,0778	1,079
5	1	-	-
5	3	-	-
5	10	1,6649	0,665
5	12	-	-
5	14	0,7086	0,710
6	8	0,3990	0,410
7	5	0,5118	0,511
8	9	0,7847	0,486
9	1	-	-
9	3	-	-
9	6	1,2378	1,039
9	12	-	-
9	14	0,6967	0,918
10	7	0,6946	0,696
11	1	-	-
11	3	-	-
11	6	-	-
11	10	-	-
11	14	-	-
12	13	-	-
12	15	-	-
12	19	-	-
13	1	-	-
13	3	-	-
13	6	1,0289	0,610
13	10	0,4441	0,444
13	12	-	-
14	11	-	-
14	15	0,4480	0,837
14	19	0,7345	0,736
16	11	-	-
16	13	0,6732	0,673
16	19	1,6261	1,628
17	22	0,4925	0,493
18	16	0,4598	0,460
20	11	-	-
20	13	0,6803	0,681
20	15	1,3477	1,350
21	18	0,6689	0,671
22	20	0,7464	0,748

Figura 6.13 – Coordenograma do Caso 4 baseado nos resultados do DPSO (relés R_1 , R_3 , R_6 , R_9 e R_{14}).

Figura 6.14 – Coordenograma do Caso 4 baseado nos resultados do DPSO (todos relés analisados).

Sendo 20 relés a serem parametrizados (já retirando R_{11} e R_{12}), no total foram 40 variáveis discretas. Diversos valores para quantidade de partículas e número máximo de iterações foram utilizados nas simulações a fim de encontrar soluções factíveis mais adequadas. Nesse trabalho, 4000 partículas (10 vezes a quantidade de variáveis) é usada.

Em relação aos tempos de operação dos RDS da Tabela 6.22, R_2 , R_{17} , R_{21} e R_{22} (20 % dos relés ajustados) acionam quando $t \leq 0,5$ s, 50 % do conjunto atuam em $0,5 < t \leq 1,0$ s e os 30 % restantes operam quando $t > 1,0$ s. Caso o ITC fosse abaixo de 400 ms (estabelecido na Tabela 6.22), os valores do tempo de operação seriam ainda menores.

Métodos convencionais como a programação não linear inteira mista necessita do cálculo de derivadas e pode se tornar bem complexa conforme a natureza da função escolhida. Otimizar um problema utilizando metaheurística não necessita dessa etapa.

A convergência do algoritmo é finalizada após a quantidade máxima de iterações (500) ou após 100 iterações consecutivas sem alteração significativa da função objetivo, respeitando todas as restrições impostas. A saída da função de avaliação é ilustrada na Figura 6.15. O problema converge na 319ª iteração, já que a função não altera o valor entre a iteração atual e a anterior (tolerância de 10^{-3}) durante 100 iterações consecutivas. Quando a solução se aproxima de valores discretos nas variáveis de interesse e com todas as restrições atendidas, as funções de penalização $\psi(x)$ e $P(x)$ se aproximam de zero.

Como modelo, nas Figuras 6.16 e 6.17 são mostradas a evolução das variáveis I_{p_5} e MT_5 ao longo do tempo durante a convergência do algoritmo.

I_{p_5} e MT_5 oscilam ao longo do tempo até se estabilizarem em um certo ponto adiante. I_{p_5} permanece constante em 358 A após a 152ª iteração, enquanto MT_5 fixa em 0,4 após a 215ª iteração. Note na Figura 6.16 que, em certo instante, I_{p_5} estava próximo de 364 A e caiu repentinamente para 352 A. Esse deslocamento descendente foi provocado pela velocidade negativa da partícula, sendo $pbest_k^i < x_k^i$ ou $gbest < x_k^i$ da Equação 5.1. Já o deslocamento ascendente é originado quando a velocidade da partícula é positiva.

Essas duas variáveis e as demais ficaram dentro das faixas pré-estabelecidas. Os limites inferior e superior de I_{p_5} são respectivamente, 346,8 A e 378,01 A e os limites inferior e superior de MT_5 são 0,1 e 1,0.

Para execução dos testes, os arquivos foram armazenados e processados de forma similar em dois computadores (#1 e #2). A configuração de #1 é a seguinte: HP Pavilion dv6-2173cl, cujo processador é um Intel® Core™ i3 M330 2,13 GHz, 4 GB de memória RAM, com o sistema operacional Windows 7 Ultimate de 64 bits instalado. Já a configuração de #2 é: Dell Optiplex 790, cujo processador é um Intel® Core™ i7-2600 3,40

Figura 6.15 – Melhor valor da função objetivo encontrada durante o curso da simulação.
No final, $F(x) = 16,056$ s.

Figura 6.16 – Variável I_{p5} .

Figura 6.17 – Variável MT_5 .

GHz, 8 GB de memória RAM, com o sistema operacional **Windows 7 Professional Service Pack 1** instalado. O tempo computacional consumido no primeiro computador foi de 120,77 s. Já no segundo computador foi de 59,85 s (redução de 50,44 % em relação a #1). Após os testes, verificou-se que esse tempo pode ser reduzido usando menor quantidade de partículas, todavia o resultado de $F(x)$ é maior, apesar da solução ser tecnicamente factível, com todas as restrições atendidas.

Capítulo 7

Conclusões

A partir do levantamento bibliográfico realizado, constata-se que é fundamental o emprego de técnicas de otimização para realizar a coordenação dos RDS que atuam nos sistemas de proteção de SEP. Conforme exposto pelos trabalhos técnico-científicos analisados, o problema de coordenação é geralmente realizado por etapas, reduzindo-o a um problema de otimização linear com restrições, e a partir disto é empregado técnicas convencionais de programação linear. Todavia, observa-se que a abordagem do problema de coordenação também pode ser elaborada como sendo um caso de programação não linear, encontrando os valores dos ajustes de corrente e tempo.

Antes da etapa da coordenação de relés propriamente dita, uma ferramenta para cálculo de curto-circuito foi construída. Por meio do sistema computacional desenvolvido é possível processar faltas de natureza trifásica e fase-terra, já que esses são fundamentais para o processo de coordenação de relés direcionais de sobrecorrente.

Nessa área, diversos autores se preocupam em desenvolver métodos que determinem o conjunto de pares de relés principais e de *backup* existentes na rede antes da coordenação, já que esse problema cresce na mesma proporção da quantidade de circuitos. Aqui, os pares candidatos são determinadas por meio de uma matriz de incidência.

DPSO, uma variante do PSO para soluções discretas, mostrou ser um algoritmo bastante útil para problemas de coordenação de RDS, seja para obter valores ótimos ou quase-ótimos, atendendo todas as restrições impostas na etapa de otimização. Vantajoso por não ser necessária a obtenção de derivadas parciais para o cálculo, alguns artifícios podem ser realizados para evitar a forte dependência do ajuste correto dos parâmetros.

Para a discretização das variáveis, neste trabalho foram tratados todos os problemas com passo fixo, no entanto todas as funções de penalização mostradas nesta dissertação podem ser utilizadas para resolver problemas em que o conjunto-solução contém valores

com passos aleatórios também.

Este trabalho poderá ser estendido e melhorado. Assim, abaixo algumas sugestões para a continuação desta dissertação.

- Esse estudo pode se aplicado para a coordenação da proteção de terra e também aplicado em dispositivos da área da distribuição de energia elétrica (religadores e fusíveis);
- Utilização de outras metaheurísticas e técnicas para discretização das variáveis para resolver o problema;
- Obter novas técnicas para obtenção dos pares de relés primários e secundários (BPS);
- Realizar a otimização considerando diferentes tipos de curva (extremamente inverso, inverso de tempo longo, inverso de tempo curto etc).

Referências Bibliográficas

ALBRECHT, R. E.; NISJA, M. J.; FEERO, W. E.; ROCKEFELLER, G. D.; WAGNER, C. L. Digital computer protective device co-ordination program: I - General program description. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 83, n. 4, p. 402 – 410, abr. 1964. ISSN 0018-9510.

ALVARADO, F. L. Formation of Y-node using the primitive Y-node concept. *IEEE Power Engineering Review*, PER-2, n. 12, p. 39, dez. 1982. ISSN 0272-1724.

ALVARADO, F. L.; MONG, S. K.; ENNS, M. K. A fault program with macros, monitors, and direct compensation in mutual groups. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, n. 5, p. 1109 – 1120, mai. 1985. ISSN 0018-9510.

ANDERSON, P. M. *Analysis of faulted power systems*. New York: Ed. MacGraw-Hill, 1999.

AREVA T&D. *Protection and automation network guide*. França: Cayfosa, 2002.

ASADI, M. R.; KOUHSARI, S. M. Optimal overcurrent relays coordination using particle-swarm-optimization algorithm. In: *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09*. Seattle, WA: [s.n.], 2009. p. 1 – 7.

BASHIR, M.; TAGHIZADEH, M.; SADEH, J.; MASHHADI, H. R. A new hybrid particle swarm optimization for optimal coordination of over current relay. In: *2010 International Conference on Power System Technology (Powercom)*. Hangzhou: [s.n.], 2010. p. 1 – 6.

BEDKAR, P. P.; BHIDE, S. R.; KALE, V. S. Optimum time coordination of overcurrent relays using two phase Simplex method. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, p. 774 – 778, 2009.

BEDKAR, P. P.; BHIDE, R. S. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid GA-NLP approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 1, p. 109 – 119, jan. 2011. ISSN 0885-8977.

- BEDKAR, P. P.; BHIDE, R. S. Optimum coordination of overcurrent relay using continuous genetic algorithm. *Expert Systems with Applications*, v. 38, n. 9, p. 11286 – 11292, 2011.
- BERGH, F. V. D.; ENGELBRECHT, A. P. Effects of warm size on cooperative particle swarm optimizers. In: *Proc. Genetic and Evolutionary Computation Conference*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 92–99.
- BERNARDES, W. M. S.; SANTOS, F. M. P.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A.; RAMOS, M. J. Ajuste otimizado de relés direcionais de sobrecorrente via Particle Swarm Optimization. In: *Proc. XIX Congresso Brasileiro de Automática*. Campina Grande, PB: [s.n.], 2012. p. 4573–4580.
- BERNARDES, W. M. S.; SANTOS, F. M. P.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A.; RAMOS, M. J. Application of Discrete PSO and Evolutionary PSO to the coordination of directional overcurrent relays. In: *Proc. 2013 IEEE XVII International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. Tokyo, Japan: [s.n.], 2013. p. 1–6. Artigo aceito.
- BERNARDES, W. M. S.; SANTOS, F. M. P.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A.; RAMOS, M. J. Discrete metaheuristic for coordination of directional overcurrent relays in meshed systems. In: *Proc. 2013 IEEE PES II Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*. São Paulo, SP: [s.n.], 2013. p. 1–8.
- BETANCOURT, R. An efficient heuristic ordering algorithm for partial matrix refactorization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 3, p. 1181 – 1187, aug. 1988. ISSN 0885-8950.
- BRAGA, A. S.; SARAIVA, J. T. Coordination of overcurrent directional relays in meshed networks using the Simplex method. In: *8th Mediterranean Electrotechnical Conference, 1996*. [S.l.: s.n.], 1996. v. 3, p. 1535 – 1538 vol.3.
- BRONSON, G. *A first book of C++*. 4. ed. Boston: Course Technology, 2011. 784 p.
- CAMINHA, A. C. *Introdução à proteção dos sistemas elétricos*. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRÁS). *Anafas - Análise de Falhas Simultâneas v6.3*: Manual do usuário. Rio de Janeiro: CEPEL, 2011.
- CHAN, S. M.; BRANDWAJN, V. Partial matrix refactorization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 1, n. 1, p. 193 – 199, feb. 1986.

- CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S. An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 1, p. 165 – 173, jan. 1996. ISSN 0885-8977.
- CORRÊA, R.; OBREGON, L. C.; JR., G. C.; MORAIS, A. P.; SANTOS, E. M.; FARIAS, P. E. Coordenação ótima de relés de sobrecorrente por meio de um algoritmo genético que incorpora a programação linear. In: *III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Belém, Pará: [s.n.], 2010. p. 1–6.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. São Carlos: Editora da EESC, 2007.
- DAMBORG, M. J.; RAMASWAMI, R.; VENKATA, S. S.; POSTFOROOSH, J. M. Computer aided transmission protection system design - Part I: Algorithms. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-103, n. 1, p. 51 –59, jan. 1984. ISSN 0018-9510.
- DAVIS, T. A. A column pre-ordering strategy for the unsymmetric-pattern multifrontal method. *ACM Transactions on Mathematical Software*, v. 30, n. 2, p. 165 – 195, 2004.
- DAVIS, T. A. *UMFPACK user guide: Version 5.6.1*. Gainesville: [s.n.], 2012. 97 p.
- DEEP, K.; BANSAL, J. Optimization of directional overcurrent relay times using Laplace Crossover Particle Swarm Optimization (LXPSO). In: *World Congress on Nature Biologically Inspired Computing, NaBIC*. Coimbatore, India: [s.n.], 2009. p. 288 –293.
- DRUD, A. S. *CONOPT: A System for Large Scale Nonlinear Optimization*. Bagsvaerd, Denmark: ARKI Consulting and Development A/S, 2012.
- ELMORE, W. A. *Protective relaying theory and applications*. New York: ABB Power T&D Company Inc., 1994.
- ELRAFIE, H. B.; IRVING, M. R. Linear programming for directional overcurrent relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation. *Electric Power System Research*, v. 27, n. 1, p. 209 – 216, abr. 1993.
- EZZEDDINE, M.; KACZMAREK, R. A novel method for optimal coordination of directional overcurrent relays considering their available discrete settings and several operation characteristics. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 7, p. 1475 – 1481, 2011. ISSN 0378-7796.

GISVOLD, K. M.; MOE, J. A method for nonlinear mixed-integer programming and its application to design problems. *Journal of Engineering for Industry*, v. 94, n. 2, p. 353 – 364, mai. 1972.

HEWITSON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. *Practical Power Systems Protection*. Burlington, MA: Elsevier-Newnes, 2004.

HORAK, J. Directional overcurrent relaying (67) concepts. In: *Proc. 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. College Station, Texas: [s.n.], 2006. p. 1–13.

HOSSEINIAN, H. Coordination of overcurrent relays using intelligent methods: A comparative study for GA, PSO and IGA. In: *2008 International Conference on Electrical Engineering*. Okinawa, Japão: [s.n.], 2008.

IEC. *IEC Std. 60255-3*: Electrical relays - part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time.

IEEE STANDARDS BOARD. *IEEE Std. C37.112-1996*: Inverse-time characteristic equations for overcurrent relays.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES CORPORATION. *CPLEX 12*: Solver manual. EUA: IBM, 2011.

JENKINS, L.; KHINCHA, H. P.; SHIVAKUMAR, S.; DASH, P. K. An application of functional dependencies to the topological analysis of protection schemes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, p. 77 – 83, jan. 1992. ISSN 0885-8977.

KAWAHARA, K.; SASAKI, H.; SUGIHARA, H. An application of rule based system to the coordination of directional overcurrent relays. In: *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*. Nottingham: [s.n.], 1997. p. 58 – 61. ISSN 0537-9989.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: *Proc. IEEE International Conference on Neural Networks*. Perth, Australia: [s.n.], 1995.

KITAYAMA, S.; ARAKAWA, M.; YAMAZAKI, K. Penalty function approach for the mixed discrete nonlinear problems by particle swarm optimization. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, v. 32, p. 191–202, 2006.

LEITE, H.; BARROS, J.; MIRANDA, V. The evolutionary algorithm EPSO to coordinate directional overcurrent relays. In: *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection*. Manchester: [s.n.], 2010. p. 1 – 5.

MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. E.-S. A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 3, p. 1400 – 1410, jul. 2007. ISSN 0885-8977.

MASON, C. R. *The Art and science of protective relaying*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 1956.

MEGA, A.; BELKACEMI, M.; KAUFFMANN, J. M. Sparse computation of power system fault impedance matrices. *Electric Power Components and Systems*, v. 34, n. 6, p. 681–687, 2006.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. EPSO – Best-of-two-worlds meta-heuristic applied to power system problems. In: *Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation*. Honolulu, HI: [s.n.], 2002. v. 2, p. 1080 – 1085.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a new algorithm with applications in power systems. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002*. Asia Pacific: [s.n.], 2002. v. 2, p. 745 – 750.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. 1. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983. 164 p.

NOGHABI, A.; SADEH, J.; MASHHADI, H. 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.

PÉREZ, L. G.; URDANETA, A. J. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering definite time backup relaying. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 4, p. 1276 – 1284, out. 1999. ISSN 0885-8977.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer Relaying for Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 1990. 344 p.

RAZAVI, F.; ABYANEH, H. A.; AL-DABBAGH, M.; MOHAMMADI, R.; TORKAMAN, H. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 4, p. 713–720, 2008.

ROMERO, S. P.; MACHADO, P. A. Anafas - programa de análise de faltas simultâneas. In: *Proc. IV Seminário Técnico de Proteção e Controle*. Fortaleza: [s.n.], 1993.

RUSH, P. *Proteção e automação de redes: conceito e aplicação*. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 2011. 521 p. ISBN 978-85-212-0528-9.

- SALLES, N. J. *Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*. 2007. 184 p. Dissertação (Mestrado - Programa de Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.
- SANTOS, F. M. P.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A.; RAMOS, M. J. Coordenação de relés direcionais de sobrecorrente por meio de Evolutionary Particle Swarm Optimization. In: *Proc. XV Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ*. Foz do Iguaçu, PR: [s.n.], 2013. p. 1–8. Artigo aceito.
- SERAPIÃO, A. B. S. Fundamentos de otimização por inteligência de enxames: uma visão geral. *Sba: Controle & Automação - Sociedade Brasileira de Automática*, Scielo, v. 20, p. 271 – 304, set. 2009. ISSN 0103-1759.
- SO, C. W.; LI, K. K.; LAI, K. T.; FUNG, K. Y. Application of Genetic Algorithm for overcurrent relay coordination. In: *Proc. Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*. Nottingham: [s.n.], 1997. p. 66 – 69. ISSN 0537-9989.
- SOLER, E. M. *Resolução do problema de fluxo de potência ótimo com variáveis de controle discretas*. 2011. 108 f. Tese (Doutorado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.
- SOUZA, B. A.; OLIVEIRA, N. L. S.; LEITE, L. R. P. A coordenação da proteção de sistemas de distribuição como um problema de otimização. In: *Proc. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Belém - PA: [s.n.], 2010.
- STEVENSON JR., W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. New York: Ed. MacGraw-Hill, 1986.
- STORRY, J. O.; BROWN, H. E. An improved method of incorporating mutual couplings in single-phase short-circuit calculations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 1, p. 71 – 77, jan. 1970. ISSN 0018-9510.
- STOTT, B.; ALSAÇ, O. An overview of sparse matrix techniques for on-line network application. *IFAC Power Systems and Power Plant Control*, Beijing, p. 19–25, 1986.
- SUN, C.; ZENG, J.; PAN, J. An improved particle swarm optimization with feasibility-based rules for mixed-variable optimization problems. In: *Fourth International Conference on Innovative Computing, Information and Control (ICICIC)*. Kaohsiung, Taiwan: [s.n.], 2009. p. 897 – 903.

TINNEY, W. F.; WALKER, J. W. Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization. *Proceedings of the IEEE*, v. 55, n. 11, p. 1801 – 1809, nov. 1967. ISSN 0018-9219.

URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; JIMENEZ, L. G. P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 903 – 911, jul. 1988. ISSN 0885-8977.

URDANETA, A. J.; PÉREZ, L. G.; GÓMEZ, J. F.; FEIJOO, B.; GONZÁLEZ, M. Presolve analysis and interior point solutions of the linear programming coordination problem of directional overcurrent relays. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 23, n. 8, p. 819 – 825, 2001. ISSN 0142-0615.

URDANETA, A. J.; PÉREZ, L. G.; RESTREPO, H. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering dynamic changes in the network topology. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 4, p. 1458 – 1464, out. 1997. ISSN 0885-8977.

YAN, X.; SHI, D.; CHEN, J.; DUAN, X. Determination of break point set for directional relay coordination based on analysis of breaking loop. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Montreal, Quebec: [s.n.], 2006. p. 6.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. A. A novel problem formulation for directional overcurrent relay coordination. In: *Proc. 2004 IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE-04)*. [S.l.]: IEEE, 2004. p. 48–52.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. A. Optimal coordination of directional overcurrent relay coordination. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2005. v. 2, p. 1101 – 1106.

ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization. *Electric Power Systems Research*, v. 76, n. 11, p. 988 – 995, 2006. ISSN 0378-7796.

Apêndice A

Curto-circuito

A.1 Considerações Iniciais

O cálculo das correntes de curto-circuito em um SEP é essencial para determinar os ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, considerando a coordenação entre os mesmos e garantindo a seletividade. Nesse cálculo, as seguintes situações podem ser contempladas:

- Curtos-circuitos balanceados e desbalanceados, tais como o trifásico e o fase-terra;
- Inserção de impedância de falta;
- Inserção do defasamento angular entre os enrolamentos primário e secundário de transformadores conectados em delta e estrela (explicado na Seções A.1.2.1 e A.2.3);
- Inserção de impedâncias mútuas de sequência zero, quando aplicáveis;
- Fornecimento das tensões e correntes em todos os nós e ramos do sistema, respectivamente, para um curto-circuito ocorrendo em determinada localidade.

Este apêndice visa apresentar a formulação matemática empregada para o desenvolvimento do algoritmo de cálculo de curto-circuito empregado neste trabalho.

A.1.1 Formulação Matemática

A formulação matemática para o cálculo de curto-circuito em SEP é um conceito bastante difundido (ANDERSON, 1999; STEVENSON JR., 1986). As tensões e correntes

de falta são definidas por equações de componentes de sequência positiva, negativa e zero. Para encontrá-las torna-se necessário obter as matrizes de impedância dessas sequências (Z_1 , Z_2 e Z_0) por meio das matrizes de admitância (Y_1 , Y_2 e Y_0).

As admitâncias das linhas de transmissão, transformadores em fase e de transformadores defasadores neste trabalho são baseados nos modelos apresentados em Monticelli (1983). Os valores das correntes em componentes de sequência no ponto de defeito, na barra genérica i , são alcançados a partir das condições de contorno para cada tipo de defeito. Neste trabalho, apenas o curto-circuito trifásico e o fase-terra foram considerados, já que esses apresentam, respectivamente, a maior e a menor contribuição de corrente para o cálculo dos ajustes dos RDS.

A.1.2 Considerações Adicionais sobre a Modelagem dos Componentes da Rede

A formulação para cálculo das correntes de curto-circuito deve ser complementada com as seguintes considerações:

- a) A impedância mútua de sequência zero entre linhas paralelas. Sua importância é vista na Seção 2.3.3 – Influência da Impedância Mútua na Proteção de Linhas. No trabalho de Rush (2011), é demonstrado como é realizada a redução de malha quando se considera o acoplamento mútuo;
- b) A defasagem angular existente entre as grandezas do lado primário e secundário em transformadores conectados em ΔY ou $Y\Delta$.

A.1.2.1 Defasamento Angular de Transformadores Conectados em Delta-Estrela ou Estrela-Delta

Em transformadores cujos enrolamentos são conectados em ΔY ou $Y\Delta$, existe uma defasagem inerente entre as tensões dos lados de alta e de baixa tensão, e que também se aplica as correntes que circulam em ambos os enrolamentos. Por exemplo, uma transformação com ligação delta-estrela aterrado e $\Delta\phi = +30^\circ$ entre as barras j e i , implica em uma defasagem de $+30^\circ$ para o circuito de sequência positiva e -30° para o de sequência negativa. A Tabela A.1 apresenta os valores de defasagem considerando diferentes formas de alimentação do enrolamento conectado em ΔY (CEPEL, 2011). Posteriormente nesta dissertação, um algoritmo para inserir essas defasagens no programa de cálculo de curto-circuito será apresentado.

Tabela A.1 – Defasamento angular em transformadores com ligação delta-estrela (CEPEL, 2011).

Tipo de conexão dos enrolamentos			Ângulo de defasamento
Tensão de delta ligada a VA(fase)	Tensão de delta ligada a VB(fase)	Tensão de delta ligada a VC(fase)	
AB	BC	CA	30°
BC	CA	AB	-90°
CA	AB	BC	150°
BA	CB	AC	-150°
CB	AC	BA	90°
AC	BA	CB	-30°

A.2 Programa Desenvolvido para o Cálculo de Curto-Circuito

Nessa seção é apresentada a estrutura do programa implementado para cálculo de curto-circuito. Também são explicados detalhes sobre o tratamento dado a esparsidade das matrizes admitâncias de sequência e a rotina implementada para considerar o defasamento inerente de transformadores conectados em ΔY e $Y\Delta$.

A.2.1 Estrutura geral do programa

Neste trabalho, o programa para cálculo de curto-circuito foi desenvolvido na linguagem C++ utilizando o desenvolvedor **Microsoft Visual Studio 2008**. O fluxograma da Figura A.1 apresenta uma visão geral da estrutura do programa desenvolvido.

Uma descrição geral de cada bloco é apresentada em seguida.

- **Banco de dados (ANAFAS):** a entrada dos dados do sistema elétrico a ser estudado pode ser feita via arquivo texto. Aqui, o formato de dados do arquivo de entrada do programa ANAFAS foi escolhido, devido a maior familiaridade com esse formato;
- **Leitura do banco de dados (*.ana):** compreende as rotinas computacionais de leitura do banco de dados;
- **Formação das matrizes admitância (+, -, 0):** rotinas computacionais para construir as matrizes admitância de sequência positiva, negativa e zero;
- **Fatoração numérica das matrizes admitância (LDU):** rotinas numéricas para inversão das matrizes admitâncias de forma a obter a matriz de impedâncias

Figura A.1 – Fluxograma do módulo de cálculo de curto-circuito.

do sistema elétrico. Como as matrizes admitâncias são altamente esparsa, foram empregadas rotinas para tratar a esparsidade e realizar a inversão de maneira mais eficiente computacionalmente. Essas rotinas serão mais bem explicadas na Seção A.2.2 – Fatoração numérica das matrizes admitância;

- **Escolha dos pontos sob falta:** o usuário seleciona o local do curto-circuito, ou habilita o programa para calcular automaticamente;
- **Obtenção da coluna da matriz impedância (+/-/0):** rotina que identifica a coluna da matriz impedância correspondente ao local escolhido para o cálculo do curto-circuito, para calcular a tensão e a corrente no ponto de falta;
- **Tensão e corrente no ponto de falta:** rotinas de cálculo da corrente de curto-circuito e tensão no ponto da falta. O defasamento angular existente nos transformadores ΔY e $Y\Delta$ deve ser considerado. A rotina computacional contruída para aplicar tal defasamento é abordado na Seção A.2.3 – Implementação Computacional do Defasamento Angular;
- **Tensões nas n barras e contribuições de corrente.**

A.2.2 Fatoração numérica das matrizes admitância

Diversos autores têm contribuído com métodos para aumentar a eficiência dos cálculos no que diz respeito à esparsidade matricial para resolver problemas de larga escala em SEP. Dentre as técnicas, citam-se aquelas baseada na fatoração LDL^T (LDU) ou métodos de bi-fatoração LR (STOTT; ALSAÇ, 1986; TINNEY; WALKER, 1967), a refatoração matricial parcial na qual somente alguns elementos precisam ser recalculados (CHAN; BRANDWAJN, 1986), algoritmos heurísticos de ordenação que minimizam os elementos não nulos que surgem durante o processo de fatoração de matrizes (*fill-ins*) (BETANCOURT, 1988) e a aproximação vetorial esparsa rápida que calcula da matriz impedância (ou somente alguns elementos dessa coluna) para certo tipo de falta (MEGA; BELKACEMI; KAUFFMANN, 2006).

Por exemplo, considere a rede do Sistema Interligado Brasileiro para cálculo de curto-circuito desenvolvido pelo ONS com 10016 barras e 18002 circuitos (NR)¹. Define-se o grau de esparsidade, como a porcentagem de elementos nulos da matriz admitância em relação ao número de elementos (MONTICELLI, 1983). Para essa rede amostra, têm-se suas características na Tabela A.2, sendo NB o número de barras do sistema elétrico. A característica de esparsidade da rede pode ser também visualizada na A.2. Nota-se o

¹Este banco de dados é a versão 01/11/2011 – BR1109A sob responsabilidade do ONS.

alto custo computacional para armazenamento de elementos nulos, em que os pontos azuis representam os elementos não nulos. A construção dessa matriz envolve o armazenamento de dados numéricos com ponto flutuante, geralmente do tipo *float* ou *double* envolvendo a parte real e imaginária dos fasores.

Tabela A.2 – Esparsidade do banco de dados fornecido pelo ONS (matriz admitância) para cálculo de curto-circuito.

Número total de elementos de Y	$NT = NB^2$	→	$100,32 \times 10^6$
Número de elementos não nulos	$NE = NB + 2.NR$	→	46020
Número de elementos nulos	$NN = NT - NE$	→	$100,27 \times 10^6$
Grau de esparsidade	$GE = (NN/NT).100\%$	→	99,95%

Figura A.2 – Esparsidade da matriz admitância de sequência negativa de um sistema de 10016 barras.

Para ter uma ideia da complexidade em armazenar todos os elementos de uma matriz do porte daquela apresentada na Figura A.2, a Tabela A.3 mostra o tamanho típico do espaço para armazenamento necessário para cada tipo de variável numérica (BRONSON, 2011).

Uma variável do tipo *float* ocupa 4 *bytes*, enquanto a do tipo *double*, 8 *bytes*. Assim, referindo à matriz da Figura A.2 e à Tabela A.2, se os $100,27 \times 10^6$ elementos nulos da

Tabela A.3 – Armazenamento de dados em compiladores com linguagem C++.

Tipo de dado numérico	Tamanho para armazenamento	Limites dos números
short int	2 <i>bytes</i>	$-32,768$ a $+32,767$
unsigned short int	2 <i>bytes</i>	0 a $65,535$
int	4 <i>bytes</i>	$-2,147 \times 10^9$ a $+2,147 \times 10^9$
unsigned int	4 <i>bytes</i>	0 a $+4,294 \times 10^9$
long int	4 <i>bytes</i>	$-2,147 \times 10^9$ a $+2,147 \times 10^9$
unsigned long int	4 <i>bytes</i>	0 a $+4,294 \times 10^9$
float	4 <i>bytes</i>	$1,40 \times 10^{-45}$ a $3,40 \times 10^{38}$
double	8 <i>bytes</i>	$4,94 \times 10^{-324}$ a $1,79 \times 10^{308}$
long double	8 <i>bytes</i>	$4,94 \times 10^{-324}$ a $1,79 \times 10^{308}$

matriz admitância fossem armazenados como variáveis do tipo *float*, seriam necessários 401 Mb para a parte real e 401 Mb para a parte imaginária dos elementos, totalizando 802 Mb. O tamanho das variáveis aumenta se elas forem do tipo *double*, resultando em 1,604 Gb. Para cálculos de curto-circuito, como são calculadas as matrizes de sequência positiva, negativa e zero, esses valores são triplicados. Assim, por exemplo, para o tipo *double* seriam quase 5 GB somente para armazenamento de elementos complexos nulos. Em suma, esses números justificam o emprego de técnicas de armazenamento considerando a esparsidade das matrizes admitâncias, resultando em um programa computacionalmente eficiente. Para atingir esse objetivo, foram empregados pacotes computacionais para tratar a inversão de matrizes altamente esparsas neste trabalho, como é o caso das matrizes de admitância de barra. Esse tema é abordado na próxima seção.

A.2.2.1 Pacote Computacional UMFPACK

O UMFPACK (DAVIS, 2012; DAVIS, 2004) é um conjunto de rotinas para encontrar a solução de sistemas lineares, $Ax = b$, que envolvem matrizes esparsas simétricas e não simétricas, utilizando o método multifrontal não simétrico e fatoração LU direta esparsa. É desenvolvido em C com uma interface de integração para ser executado em **Matlab**®. Além de ser bem eficiente, é uma biblioteca livre para redistribuição ou modificação conforme os termos da licença pública GNU.

Tomando como exemplo um sistema $Ax = b$, a matriz esparsa A pode ser quadrada ou retangular, singular ou não-singular, e formada por números reais e/ou complexos. Somente matrizes A quadradas podem ser utilizadas para resolver $Ax = b$ ou sistemas correlatos, enquanto matrizes retangulares apenas podem ser fatoradas.

Observando mais profundamente o pacote UMFPACK, cinco rotinas são requeridas para fatorar A ou resolver $Ax = b$, as quais são explicadas a seguir:

a) *umfpack-*-symbolic*: realiza um ordenamento prévio das colunas de A para

reduzir os elementos *fill-in* e é necessária para a fatoração numérica;

b) ***umfpack-*-numeric***: fatora a matriz esparsa. Ela cria um objeto que contém a fatoração numérica e se necessário, pode ser processada para solucionar um sistema de equações lineares.

c) ***umfpack-*-solve***: soluciona o sistema linear esparsa ($Ax = b$, $A^T x = b$ ou sistemas que envolvem L ou U) através da fatoração numérica calculada por *umfpack-*-numeric*. Outra característica é o refinamento iterativo para diminuir o erro.

d) ***umfpack-*-free-symbolic***: exclui da memória o objeto simbólico criado pelo *umfpack-*-symbolic*.

e) ***umfpack-*-free-numeric***: exclui da memória o objeto numérico desenvolvido pelo *umfpack-*-numeric*.

A.2.3 Implementação Computacional do Defasamento Angular

A implementação computacional do defasamento angular inerente de transformadores conectados em ΔY ou $Y\Delta$ foi realizada considerando que o sistema elétrico é dividido em regiões com diferentes referências angulares, da mesma forma que um transformador divide o sistema em regiões com diferentes níveis de tensão. A estratégia empregada neste trabalho foi selecionar uma barra e atribuí-la como a barra de referência angular para todo o sistema elétrico. A escolha da barra de referência pode seguir diversos critérios, tais como maior tensão nominal, barra de geração, entre outras. A partir dessa escolha, faz-se uma análise topológica em todo o sistema elétrico para obter a referência angular das outras áreas do sistema, considerando a existência dos transformadores ΔY ou $Y\Delta$ (ROMERO; MACHADO, 1993). O sistema da Figura A.3 será empregado para explicar como os defasamentos serão considerados no programa. Os defasamentos inerentes dos transformadores considerados para esse sistema são apresentados na Tabela A.4. Esses valores foram atribuídos arbitrariamente para exemplificação da aplicação do método, uma vez que no banco de dados fornecido pela CTEEP, todos os defasamentos são nulos.

Inicialmente, elegeu-se a barra 11426 como referência (ângulo zero), sendo que o critério de seleção adotado para esse caso foi a primeira barra de geração encontrada no banco de dados. Assim, os novos valores de referências angulares ψ_k das barras são apresentados na Tabela A.5.

Para efetuar a análise topológica e identificar a referência angular adequada para cada barra, um algoritmo de busca em profundidade foi desenvolvido. Basicamente, a partir do primeiro nó-filho (barra de referência) da árvore de busca, percorrem-se os outros nós

Figura A.3 – Diagrama elétrico unifilar simplificado na área da CTEEP.

Tabela A.4 – Defasamentos existentes nos transformadores.

Circuito	Equipamento	Ângulo de defasamento ($e^{j\phi_i}$)
33049 – 33046	TR1	0°
33045 – 19280	TR2	0°
11426 – 19210	TR3	-90°
11428 – 19210	TR4	-30°
11433 – 19210	TR5	90°
11441 – 19220	TR6	-30°
11431 – 19210	TR7	30°
11443 – 19220	TR8	150°
33042 – 33006	TR9	0°
33053 – 33032	TR10	0°
33052 – 33032	TR11	0°

Tabela A.5 – Referências angulares das barras ψ_k adotando a barra 11426 como referência.

Barra k	Referência angular (ψ_k)
11426	0°
11428	-60°
11431	-120°
11433	-180°
11441	-60°
11443	-240°
19210	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
19220	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
19280	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33006	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33032	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33042	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33045	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33046	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33049	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33052	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$
33053	$0^\circ + (-90^\circ) = -90^\circ$

adjacentes, até se deparar com um nó que não possui filhos. Atingida essa condição, a busca retrocede e inicia no próximo nó até que todos eles sejam visitados. À medida que os nós são visitados, as referências angulares das barras são obtidas. A representação gráfica dessa busca para obter a Tabela A.5 é apresentada na Figura A.4.

O algoritmo para encontrar defasamento implícito baseado em busca em profundidade é descrito no Algoritmo 4 e 5.

Durante o cálculo dos curtos-circuitos, as referências angulares de todas as barras são deslocadas temporariamente para que a barra sob falta fique com referência angular zero, visando evitar resultados com valores de ângulos diferentes dos usuais (ROMERO; MACHADO, 1993). Assim sendo, se, por exemplo, um curto-circuito for aplicado na barra 11428 (ver Figura A.3), os valores apresentados na Tabela A.5 devem ser subtraídos de -60° antes de executar os cálculos. Após calcular os curtos-circuitos, soma-se -60° a todos os ângulos das tensões nodais. O algoritmo de deslocamento temporário das referências angulares é descrito no Algoritmo 6.

A.3 Interface de resultados

Uma interface amigável para interação com o usuário encontra-se atualmente em desenvolvimento pela equipe portuguesa do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (INESC). Essa interface é baseada no sistema operacional **Windows**. Assim, para efeito de testes do algoritmo de cálculo de curto-circuito foi desenvolvida

Figura A.4 – Aspecto visual da busca em profundidade para encontrar as referências angulares das barras.

```

1: # INÍCIO
2:  $l = 1; j = 0; k = 0$ 
3:  $maxTensao = 0; angulo = 0; anguloLinha = 0; barra = 0; iBarraMaxTensao = 0$ 
4: // Eleição da barra com maior tensão
5: Para  $l = 1$  até  $l < \text{quantidade de barras}$  faça
6:     Se tensão base da barra na posição  $l > maxTensao$  então
7:          $maxTensao = \text{tensão base da barra } l$ 
8:          $barra = \text{identificação da barra } l$ 
9:          $iBarraMaxTensao = 1$ 
10:     Fim Se
11:      $l = l + 1$ 
12: Fim Para
13:
14:  $\psi$  - vetor que armazena as referências angulares das barras. Seu tamanho é igual à quantidade de barras
15:  $\psi[iBarraMaxTensao] = 0$ 
16:
17:  $B - TAG$  - vetor que indica as barras (nós) já visitadas. Inicialmente, valor nulo em todas as posições.
18:
19:  $L - TAG$  - vetor que indica as linhas já percorridas. Inicialmente, valor nulo em todas as posições.
20:  $B - TAG[iBarraMaxTensao] = 1$ ; // A barra de maior tensão não necessita ser visitada.
21: Vetores auxiliares  $aux1, aux2$ ; // Pilhas da identificação da barra e sua respectiva referência.
22: Empilha  $aux1 = 0$ ; Empilha  $aux2 = 0$ ;
23:
24: Enquanto  $aux1$  e  $aux2$  não estiverem vazios faça
25:     Desempilha  $aux1$ ; Desempilha  $aux2$ ;
26:     Para  $l = 0$  até  $l < \text{quantidade de linhas}$  faça
27:         Executa Bloco I do Algoritmo 5 na página 143.
28:     Fim Para
29:     Se pilha  $aux1 \neq \emptyset \cup \text{pilha } aux2 \neq \emptyset$  então
30:          $barra = \text{último elemento da pilha } aux1$ ;
31:          $angulo = \text{último elemento da pilha } aux2$ ;
32:     Fim Se
33: Fim Enquanto
34:
35:
36: Para  $l = 0$  até  $l < \text{quantidade de barras}$  faça
37:      $\psi[l] = \psi[l] - \text{deltaAngulo}$ 
38:      $l = l + 1$ ;
39: Fim Para
40: # FIM

```

Algoritmo 4 – Defasamento angular implícito (referência angular das barras).


```

1: Se (número da barra  $k = barra$ )  $\cup$  (número da barra  $m \neq 0$ )  $\cup L - TAG[l] \neq 1$  então
2:   Empilha  $aux1$  = número da barra  $k$ ;
3:   Se no banco de dados, linha tem indicador de defasagem implícita então
4:      $anguloLinha$  = valor da defasagem em graus ou radianos
5:   Senão
6:      $anguloLinha = 0$ ; // Defasamento explícito (transformador defasador)
7:   Fim Se
8:   Empilha  $aux2 = angulo + anguloLinha$ ;
9:    $\psi$ [posição que localiza barra  $k(aux1)$ ] = último elemento da pilha  $aux2$ ;
10:   $B - TAG$ [posição que localiza barra  $k(aux1)$ ] = 1; // barra já visitada
11:   $L - TAG[l] = 1$ ; // Circuito já percorrido
12: Fim Se
13: Se (número da barra  $m = barra$ )  $\cup$  (número da barra  $k \neq 0$ )  $\cup L - TAG[l] \neq 1$  então
14:   Empilha  $aux1$  = número da barra  $k$ ;
15:   Se no banco de dados, linha tem indicador de defasagem implícita então
16:      $anguloLinha$  = valor da defasagem em graus ou radianos
17:   Senão
18:      $anguloLinha = 0$ ; // Defasamento explícito (transformador defasador)
19:   Fim Se
20:   Empilha  $aux2 = angulo + angulo - linha$ ;
21:    $\psi$ [posição que localiza barra  $m(aux1)$ ] = último elemento da pilha  $aux2$ ;
22:    $B - TAG$ [posição que localiza barra  $m(aux1)$ ] = 1; // barra já visitada
23:    $L - TAG[l] = 1$ ; // Circuito já percorrido
24: Fim Se
25:  $l = l + 1$ 

```

Algoritmo 5 – Defasamento angular implícito (referência angular das barras) (Bloco I).

```

1: # INÍCIO
2:  $deltaAngulo$  = referência angular  $\psi$  da barra  $k$  sob curto-circuito;
3: Para  $l = 0$  até  $l < \text{quantidade de barras}$  faça
4:    $\psi[l] = \psi[l] - deltaAngulo$ 
5:    $l = l + 1$ ;
6: Fim Para
7: # FIM

```

Algoritmo 6 – Deslocamento temporário da referência angular.

uma interface em ambiente MS-DOS que, posteriormente será substituída pela interface Windows. A tela inicial do programa é mostrada na Figura A.5.

Figura A.5 – Tela de apresentação do programa.

A Figura A.6 ilustra um exemplo de saída dos resultados em formato texto para um curto-circuito fase-terra na barra 19200 do sistema elétrico da Figura A.3. Nessa figura são apresentadas também as tensões nas outras barras do sistema elétrico para a falta na barra 19200. Ressalta-se que os resultados do cálculo de curto-circuito ficarão armazenados para posterior utilização na coordenação automática dos ajustes dos relés direcionais de sobrecorrente.

```
SAIDA_FASE_TERRA_pu - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
*****
Universidade de Sao Paulo (USP), Brasil
Companhia de Transmissao de Energia Eletrica Paulista (CTEEP), Brasil
Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (INESC), Portugal
*****

RESUMO DOS DADOS DO SISTEMA

28 Barra(s)
19 Linha(s) de transmissao
20 Transformador(es)
12 Gerador(es)
5 carga(s) de impedancia constante (R + jX)
0 Reator(es) ou capacitor(es) 'shunt'
0 Capacitor(es) serie(s)
0 Transformador(es) de aterramento (zig-zag)

CARACTERISTICA DA FALTA

1) Curto-circuito fase-terra na barra 19200 (CACONDE 138).

TENSOES E CORRENTES DE CURTO

Barra 19200 (CACONDE 138)
TENSÃO(pu)
mod. ang. mod. ang.
A 0.000 0.0 Z 0.237 -168.8
B 0.998 -110.5 P 0.617 2.1
C -0.870 -66.3 N -0.384 -3.4
CORRENTE( pu)
mod. ang. mod. ang.
A 11.915 -74.7 Z 3.972 -74.7
B 0.000 0.0 P 3.972 -74.7
C 0.000 0.0 N 3.972 -74.7

TENSOES POS - FALTA

Bar. 11425 (T#CAC138 13A) TEN. (pu)
mod. ang. mod. ang.
A 0.251 4.3 Z 0.103 -168.8
B 0.947 -107.0 P 0.676 1.7
C -0.871 -71.5 N -0.325 -3.4
Bar. 11426 (CAC.G1 13.8) TEN. (pu)
mod. ang. mod. ang.
A 1.000 90.0 Z 0.000 0.0
B 0.590 -52.7 P -0.707 -88.6
C 0.640 -124.0 N 0.294 86.6
Bar. 11427 (T#CAC138 13B) TEN. (pu)
mod. ang. mod. ang.
A 0.218 5.5 Z 0.103 -168.8
B 0.943 -106.0 P 0.659 1.8
C -0.865 -72.5 N -0.342 -3.4
Bar. 11428 (CAC.G2 13.8) TEN. (pu)
mod. ang. mod. ang.
A 1.000 87.8 Z 0.000 0.0
B 0.656 -56.3 P 0.722 86.3
C 0.606 -131.6 N -0.279 -88.4

Ln 1, Col 1
```

Figura A.6 – Exemplo de relatório de cálculo de curto-circuito fase-terra.

Apêndice B

Estratégia para Determinação Automática de Pares de Relés

B.1 Considerações Iniciais

Neste apêndice é mostrado o algoritmo desenvolvido para auxiliar na definição dos relés principais e seus respectivos relés secundários.

B.2 Algoritmo

Uma ferramenta que possa demonstrar quais são os pares de relés instalados em uma rede elétrica economiza tempo para a realização da coordenação desses dispositivos. Assim, desenvolveu-se um algoritmo para automatizar este processo, ficando a cargo do usuário o aceite ou não de cada par encontrado. Neste trabalho, o problema é resolvido baseado na técnica empregada em Braga e Saraiva (1996) e Damborg et al. (1984), usando uma matriz de incidência BR de dimensão $NB \times NR$, sendo NB a quantidade de barras fisicamente existentes e NR a quantidade de RDS.

Realiza-se a leitura de um arquivo-texto próprio para este fim, encontrando a posição de cada relé alocado no sistema sob estudo. As colunas existentes são as seguintes:

Coluna N: identificador numérico do relé (inteiro, 5 posições);

Coluna DEa: barra DE do circuito onde está localizado o relé (coincidente com o bloco de circuitos do banco de dados do Anafas) (inteiro, 5 posições);

Coluna PARAa: barra PARA do circuito onde está localizado o relé (coincidente com o bloco de circuitos do banco de dados do Anafas) (inteiro, 5 posições);

Coluna NCa: identificador do circuito onde está localizado o relé (coincidente com o bloco de circuitos do banco de dados do Anafas) (inteiro, 2 posições)

Coluna DE: barra mais próxima do relé. O fluxo de corrente (direção direta) parte deste nó e na matriz de incidência BR é representado por $+1$;

Coluna PARA: indica a outra barra até onde o relé é responsável pela proteção. Na matriz BR , essa barra é apontada por -1 . Se houver barras fictícias ou de derivação entre as barras da coluna DE e coluna PARA, estas barras não devem ser consideradas.

Coluna NC: número do circuito. Os relés cuja a coluna DE e a coluna PARA são semelhantes, mas estão localizados em circuitos distintos, isto é, paralelos, devem ter valores diferenciados na coluna NC para evitar problemas de coordenação (inteiro, 2 posições);

Coluna NOME: nome do relé (caractere, 15 posições).

O fluxograma do algoritmo construído é visualizado na Figura B.1.

No banco de dados Anafas, os circuitos que possuem relés em suas extremidades e apresentam barras fictícias na região intermediária prejudicam na definição automática dos pares. Assim, uma maneira de atenuar este problema, sugere-se retirar estas barras fictícias do banco de dados (durante a montagem do sistema equivalente) ou preencher por inspeção visual os relés primários e secundários restantes.

Figura B.1 – Fluxograma para definição dos RDS principais e de retaguarda.

Apêndice C

Dados do Sistema Elétrico Analisado

Neste apêndice são mostrados os dados do sistema elétrico da CTEEP usado neste trabalho no formato Anafas.

C.1 Sistema reduzido CTEEP 46 barras

Tabela C.2 – Dados de linha do sistema CTEEP de 46 barras.

Barra k	Barra m	ID Circ.	Tipo	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	CN	Tap	TB	TC	IA
0	11426	1	G	0	54,350	999999	999999					9
0	11428	1	G	0	54,350	999999	999999					9
0	11431	1	G	0	64,140	999999	999999					9
0	11433	1	G	0	21,380	999999	999999					9
0	11441	1	G	0	154,28	999999	999999					9
0	11443	1	G	0	154,28	999999	999999					9
0	14493	99	c	999999	999999	0	134,00					9
0	19200	99	c	999999	999999	0	65,400					9
0	19210	99	G	13,967	44,411	5,3485	43,037					9
0	19218	99	c	999999	999999	0,0000	44,143					9
0	19226	99	c	999999	999999	0,0100	71,840					9
0	19240	99	G	1,1675	4,2579	2,4084	10,091					9
0	19247	99	c	999999	999999	2,7100	152,52					9
0	19280	99	G	0,6217	3,0703	2,0904	9,1003					9
0	19294	99	c	999999	999999	0	102,00					9
0	33042	1	G	0	38,860	6301,2	18,240					9
0	33045	1	G	0	92,800	0	25,600					9
0	33045	2	c	999999	999999	0	35,000					9
0	33049	1	G	0	92,800	3150,6	25,600					9

continua na próxima página

Tabela C.2 – continuação

Barra k	Barra m	ID Circ.	Tipo	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	CN	Tap	TB	TC	IA
0	33049	2	G	0	108,00	3150,6	28,000					9
0	33049	3	c	999999	999999	0	35,000					9
0	33052	1	G	0	92,800	0	25,600					9
0	33052	2	c	999999	999999	0	35,000					9
0	33053	1	G	0	92,800	3150,6	25,600					9
0	33053	2	G	0	108,00	3150,6	28,000					9
0	33053	3	c	999999	999999	0	35,000					9
19227	14493	1		0,0700	0,1900	0,2000	0,6500	ELK				0
19200	19210	1		3,6300	9,5200	10,080	33,610	CTP				0
19217	19218	1		1,7700	3,8400	4,2300	13,400	CTP				0
19210	19218	1		3,7000	7,9200	8,9300	27,460	CTP				0
19210	19220	1		0,8100	1,7500	1,7000	6,3500	CTP				0
19210	19220	2		0,8100	1,7500	1,7000	6,3500	CTP				0
19220	19226	1		1,7000	4,4500	4,7200	15,730	CTP				0
19220	19227	1		3,9100	10,240	10,860	36,200	CTP				0
19247	19240	1		1,3000	3,4200	3,6200	12,070	CTP				0
19226	19246	1		0,5300	1,3900	1,4700	4,9200	CTP				0
19217	19280	1		0,7000	1,8300	1,9400	6,4500	CTP				0
19294	19280	1		0,8000	2,0800	2,1300	7,4300	CTP				0
19216	19294	1		0,0100	0,0300	0,0300	0,0900	CTP				0
19240	33007	1		1,3500	3,5400	3,7500	12,500					0
33007	33006	1		0,0965	0,2531	0,2681	0,8927					0
33008	33006	1		0,0965	0,2531	0,2681	0,8927					0
33008	19246	1		2,6700	7,0100	7,4300	24,730					0
19216	33047	1		1,4300	3,0500	3,4400	10,580	CTP				0
33048	19210	1		3,9300	8,4300	9,5000	29,210	CTP				0
33048	33046	1		0,8500	2,1940	2,9300	9,0000	CTP				0
33047	33046	1		0,8500	2,1940	2,9300	9,0000	CTP				0
19227	33040	1		0,5200	1,4500	1,3700	4,8300	CTP				0
33040	33032	1		0,8300	2,0600	2,0600	7,7500	CTP				0
33032	33039	1		0,8300	2,0600	2,0600	7,7500	CTP				0
33039	19247	1		0,5200	1,3600	1,4500	4,8200	CTP				0
19200	19219	1		3,0100	7,9000	8,3700	27,890	CTP				0
19219	19210	1		0,6200	1,6200	1,7200	5,7200	CTP				0
11426	11425	1	T	0	12,300	999999	999999	AES 1,0				0
0	11425	1	T	999999	999999	0	8,6100			11426I		0
19200	11425	1	T	0	12,300	0	12,300	AES 1,0				0
19200	11427	1	T	0	12,300	0	12,300	AES 1,0				0
11428	11427	1	T	0	12,300	999999	999999	AES 1,0				0
0	11427	1	T	999999	999999	0	8,6100			11428I		0
11431	11430	1	T	0	15,000	999999	999999	AES 1,0				0
0	11430	1	T	999999	999999	0	10,400			11431I		0

continua na próxima página

Tabela C.2 – continuação

Barra k	Barra m	ID Circ.	Tipo	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	CN	Tap	TB	TC	IA
19210	11430	1	T	0	15,000	0	15,000	AES	1,0			0
19210	11432	1	T	0	5,0000	0	5,0000	AES	1,0			0
11433	11432	1	T	999999	999999	0	3,4700			11433l		0
11441	11440	1	T	0	24,120	999999	999999	AES	1,0			0
0	11440	1	T	999999	999999	0	10,050			11441l		0
19220	11440	1	T	0	24,120	0	24,120	AES	1,0			0
19220	11442	1	T	0	24,120	0	24,120	AES	1,0			0
11443	11442	1	T	0	24,120	999999	999999	AES	1,0			0
0	11442	1	T	999999	999999	0	10,050			11443l		0
19220	19221	1	T	0	67,000	999999	999999	CTP	1,0			0
0	19221	1	T	999999	999999	0	67,000			19220l		0
19225	19221	1	T	0	67,000	0	67,000		1,0			0
33006	33041	1	T	0	16,000	999999	999999		1,0			0
0	33041	1	T	999999	999999	6301,2	16,000			33006l		0
33042	33041	1	T	0	16,000	0	16,000		1,0			0
33046	33045	1	T	0	35,000	999999	999999	ELK	1,0			0
33046	33049	1	T	0	35,000	999999	999999	ELK	1,0			0
33032	33052	1	T	0	35,000	999999	999999	EKT	1,0			0
33032	33053	1	T	0	35,000	999999	999999	EKT	1,0			0
19210	19240	99		124,32	180,10	632,44	1162,0	EQIV				9
19210	19280	99		441,47	889,55	10733,	21978,	EQIV				9
19240	19280	99		25,224	46,887	507,10	901,69	EQIV				9
14247	19217	1		0	0,0010	0	0,0010	Tie				9
14509	19294	1		0	0,0010	0	0,0010	Tie				9

Tabela C.1 – Dados de barra do sistema CTEEP de 46 barras.

Barra	Tipo	Nome da barra	V	Ang	V_{base}	Área
11425	1	T#CAC138 13A	1050	-30,		51
11426	0	CAC.G1 13.8	1079	-30,	13,8	51
11427	1	T#CAC138 13B	1039	-32,		51
11428	0	CAC.G2 13.8	1039	-32,	13,8	51
11430	1	T#EUC138 13A	1036	-31,		51
11431	0	EUC.G1 13.8	1050	-29,	13,8	51
11432	1	T#EUC138 13B	1036	-31,		51
11433	0	EUC.G2- 13.8	1050	-29,	13,8	51
11440	1	T#LMO138 13A	1036	-31,		51
11441	0	LMO.G1 13.8	1050	-29,	13,8	51
11442	1	T#LMO138 13B	1036	-31,		51
11443	0	LMO.G2 13.8	1050	-29,	13,8	51
14247	0	ELFUSA 138	1006	-37,	138	38
14493	0	SCRUZPA 138	1004	-34,	138	38
14509	0	SJBVIST 138	1009	-37,	138	38
19200	0	CACONDE 138	1039	-32,	138	9
19210	0	EUCUNHA 138	1024	-33,	138	9
19216	2	D#ASSOF 138	1009	-37,	138	9
19217	2	D#ELFUS 138	1006	-37,	138	9
19218	2	D#VGS 138	1004	-36,	138	9
19219	0	SJRPARD 138	1022	-33,	138	9
19220	0	LIMOEIR 138	1023	-33,	138	9
19221	1	T#LMO138 11C	1036	-31,		9
19225	0	LIMOEIR 11.5	1050	-29,	11,5	9
19226	2	D#CBRAN 138	1016	-33,	138	9
19227	2	D#SCRUZ 138	1005	-33,	138	9
19240	0	P.FERR. 138	988	-34,	138	9
19246	2	D#CABFE 138	1013	-33,	138	9
19247	2	D#PSS2 138	994	-33,	138	9
19280	0	SJBVIST 138	1008	-37,	138	9
19294	2	D#SJBV1 138	1009	-37,	138	9
33006	0	US FERR 138	1000	-33,	138	38
33007	2	A#USFER 138	999	-33,	138	38
33008	2	A#USFER 138	1000	-33,	138	38
33032	0	USABENS 138	1000	-33,	138	38
33039	2	A#USABS 138	996	-33,	138	38
33040	2	A#USABS 138	1003	-33,	138	38
33041	1	T#FER138 13	1000	-33,		9
33042	0	FERRARI 13.8	1000	-33,	13,8	9
33045	0	S.JOAO 13.8	1021	-35,	13,8	38
33046	0	US.ABEN 138	1021	-35,	138	38
33047	2	A#USABS 138	1016	-36,	138	38
33048	2	A#USABS 138	1020	-35,	138	38
33049	0	S.JOAO 13.8	1021	-35,	13,8	38
33052	0	S.LUIZ 13.8	1000	-33,	13,8	38
33053	0	S.LUIZ 13.8	1000	-33,	13,8	38

Tabela C.3 – Dados de impedância mútua do sistema CTEEP de 46 barras.

Barra k_1	Barra m_1	NC_1	Barra k_2	Barra m_2	NC_2	R_M	X_M
19210	19220	2	19210	19220	1	92	424
19220	19226	1	19220	19227	1	302	1038
19226	19246	1	19220	19227	1	94	324
19294	19280	1	19217	19218	1	9	67
19217	19280	1	19294	19280	1	124	426
19217	19218	1	19216	19294	1	2	6
19240	33007	1	19247	19240	1	-232	-796
33008	19246	1	19220	19227	1	-475	-1634
19216	33047	1	19210	19218	1	139	478
19217	19218	1	19216	33047	1	63	215
33048	19210	1	19210	19218	1	385	1321
19217	19218	1	33048	19210	1	173	593
33008	19246	1	19227	33040	1	-93	-319
33008	19246	1	33039	19247	1	-92	-318
19200	19210	1	19200	19219	1	536	1840
19200	19210	1	19219	19210	1	110	377