**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Wellington Maycon Santos Bernardes

**Análise da proteção de sistemas de energia elétrica
utilizando técnicas modernas de otimização heurística**

São Carlos

2018

Wellington Maycon Santos Bernardes

**Análise da proteção de sistemas de energia elétrica
utilizando técnicas modernas de otimização heurística**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de
São Carlos da Universidade de São Paulo,
para obtenção do título de Doutor em Ciên-
cias - Programa de Pós-Graduação em Enge-
nharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro
Asada

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

**São Carlos
2018**

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

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

B518a Bernardes, Wellington Maycon Santos
 Análise da proteção de sistemas de energia elétrica
 utilizando técnicas modernas de otimização heurística /
 Wellington Maycon Santos Bernardes; orientador Eduardo
 Nobuhiro Asada . São Carlos, 2018.

 Tese (Doutorado) - 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, 2018.

 1. Coordenação. 2. Meta-heurística. 3. Otimização.
 4. Proteção de sistemas elétricos. 5. Seletividade. I.
 Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

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

Título da tese: "Análise da proteção de sistemas de energia elétrica utilizando técnicas modernas de otimização heurística".

Data da defesa: 18/05/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

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

APROVADO

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Mauro Augusto da Rosa**
(Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC)

APROVADO

Prof. Dr. **Silvio Aparecido de Souza**
(Universidade Tecnológica Federal do Paraná/UTFPR)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Este trabalho é dedicado àqueles que acreditam que a educação é o elemento chave para transformar a vida de pessoas que buscam uma oportunidade de crescimento, transgredindo as barreiras sócio-econômicas, raciais ou de gênero alimentadas rotineiramente por nossa sociedade.

Também eu destino essa obra aos engenheiros eletricitas, atentos para solucionar problemas das mais diferentes magnitudes com profissionalismo e ética, e aos migrantes que buscam adquirir mais conhecimento, trabalho e/ou qualidade de vida.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente agradeço a Deus por ser, indiscutivelmente, meu suporte espiritual nas situações mais adversas possíveis, dando-me saúde, força, paciência e sabedoria.

A minha esposa Joelma dos Santos Bernardes, recente doutora em Educação pela Universidade Federal de São Carlos, companheira durante todo meu caminho acadêmico e que diariamente animava-me na construção desta pesquisa. Aos meus pais, Ana Aparecida S. Bernardes e Pedro Antônio Bernardes, irmãos Adriene e Washington M. S. Bernardes e cunhado guineense Nandinho Gomes.

A meu tataravô materno Manoel Francisco do Nascimento (*in memoriam*), fundador em 1916 da maior manifestação religiosa atual de Uberlândia (Congado). A meus bisavôs paternos Amaro Bernardes e Marciana Maria de Jesus (ambos *in memoriam*), que fizeram parte da história de Uberlândia (Lei Municipal nº 1966, de 04 de outubro de 1971). A João de Deus Bernardes e Benedita da Conceição Bernardes (ambos *in memoriam*), avôs que não tive a oportunidade de conhecê-los em vida, mas com certeza ficariam felizes com essa conquista. Também a meus avôs maternos Minervina Costa dos Santos (*in memoriam*) e Adeante Hilário dos Santos, tios Lourdes da Penha, Mauro, Maura e Odete (*in memoriam*) e todos familiares.

Ao Professor Dr. Eduardo Nobuhiro Asada, o meu reconhecimento pleno pela oportunidade ofertada com bons momentos de aprendizado. Agradeço por direcionar com sabedoria e eficiência a pesquisa e auxiliar-me em meu crescimento profissional.

Eu sou a grato ao meu supervisor na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Portugal), Prof. Vladimiro Miranda, *IEEE Fellow* e aos pesquisadores Jean Sumaili, Leonel Carvalho e Prof. Mauro Rosa, proporcionando um ambiente agradável durante meu estágio no exterior. Ao Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC-TEC), colegas de laboratório que confortavelmente me acolheram durante o período em terras estrangeiras. Jamais esquecerei aquele excelente bacalhau e vinho verde, todos bem frescos e preparados. Retribuo também as boas amizades adquiridas em Matosinhos e Santo Tirso.

A todos amigos do Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica, local onde meu crescimento acadêmico sofreu um salto, acredito que em formato exponencial: Aldir Sousa (Universidade Federal de Piauí (UFPI)), Antonio Momesso, Ana Paula Mazzini, Benvindo Rodrigues (Universidade de São Paulo (USP)), Diego Silva, Eduardo Werley, Eleandro Marcondes (Petrobrás), Ellen Ferreira, Fabio Santos (Petrobrás), Fabrício Bonfim, Felipe Monteiro, Fernando Arduini, Filipe Saraiva (Universidade Federal do Pará (UFPA)), Fillipe Vasconcelos, Guilherme Lage (Universidade Federal de São Carlos (UFSCAr)), Jason

Cardoso, Jonas Villela, Mohamad Ismail (Companhia Paranaense de Energia (COPEL)), Rhauan Romagnolli, e também ao Professor Geraldo Roberto M. da Costa.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, especialmente, Fernando B. Bottura e aos Professores José Carlos de M. Vieira Júnior e Mario Oleskovicz (parceiros em artigos científicos) e ao Prof. Denis V. Coury (coordenador de projeto).

Aos técnicos administrativos da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da USP que suam a camisa para manter a qualidade da instituição, especialmente ao Daniel R. Manjini, José Carlos de Oliveira e Jussara R. Zoia.

Bons momentos de descontração foram obtidos durante os churrascos nas “Repúblicas Alabama” e “Goiás é Mais”. Obtive uma quantidade significativa de amigos oriundos de diversos laboratórios de pesquisa da EESC da USP.

Ao P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Projeto 68-20-2011) desenvolvido em conjunto com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) nos primeiro ano da pesquisa que rendeu bons conhecimentos práticos acerca da proteção de sistemas elétricos em linhas de transmissão, especialmente ao Prof. Silvio A. Souza.

Além disso, este trabalho tem sido financeiramente suportado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) (Processo n. 2012/25292-1|link e n. 2014/27342-1|link).

Por fim, eu gostaria de agradecer a bolsa de Doutorado Sanduíche concedida pelo programa *Erasmus* da Comissão Europeia (Projeto BE MUNDUS) – Aplicação n. BM15DM0973 (2016/2017).

*“²³E alguém lhe perguntou:
Senhor, são poucos os que se salvam?
Ao que ele lhes respondeu:
²⁴Porfiai por entrar pela porta estreita;
porque eu vos digo que
muitos procurarão entrar, e não poderão.
³⁰Pois há últimos que serão primeiros,
e primeiros que serão últimos.
²Direi do Senhor: Ele é o meu Deus,
o meu refúgio, a minha fortaleza,
e nele confiarei.”
Lc 13,23-24.30; Sl 91,2*

RESUMO

BERNARDES, W. M. S. **Análise da proteção de sistemas de energia elétrica utilizando técnicas modernas de otimização heurística.** 2018. 226p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

O estudo da proteção em sistemas elétricos de potência representa um tópico de grande relevância proporcionando continuidade do serviço e segurança da operação. Hoje, a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente (RDSs) é realizada usando formulações matemáticas que basicamente levam em consideração o tempo de operação dos dispositivos e o atendimento ao intervalo de tempo de coordenação (ITC). Nesta tese tem sido realizada a coordenação e seletividade entre RDSs considerando a otimização simultânea das unidades temporizada e instantânea de fase e neutro, contingências em circuitos mutuamente acoplados e ajuste automático das curvas. Algumas questões como os critérios de curtos-circuitos e tratamento topológico para circuitos interligados são também discutidas. Inicialmente, os estudos foram tratados como Otimização Monobjetivo (soma ponderada) minimizando a soma do tempo dos relés primários quando aplicado um curto-circuito do tipo *close-in*, na barra remota e a soma dos ajustes da unidade de sobrecorrente instantânea. Em sequência duas abordagens envolvendo um aspecto multiobjetivo são propostas. A primeira minimiza o tempo de operação de todos dispositivos de proteção, enquanto maximiza um índice de coordenação, ocasionando então em ITC variável. Já a segunda, além de minimizar o tempo de operação, o número de ajustes permitidos a serem alterados é limitado pelo operador, se a coordenação de todos elementos envolvidos for inviável. Os ajustes dos RDSs são obtidos por meio de algoritmos meta-heurísticos (derivados do *Particle Swarm Optimization* e *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II*). Os métodos modernos ou inteligentes, concebidos a partir de conceitos de inteligência artificial, têm evoluído rapidamente e permitem a obtenção de excelentes soluções com a confiabilidade adequada para aplicações em engenharia. A eficácia e robustez do método são realizadas em um sistema de transmissão pertencente à área de uma concessionária brasileira. Por fim, os resultados foram bem satisfatórios visto que o emprego da unidade instantânea e múltiplas curvas diminuiu substancialmente a soma de tempo de atuação dos dispositivos de proteção, contribuindo para minimizar o trabalho empregado pelo engenheiro de proteção com segurança e rica informação técnica. Ademais, as estratégias multiobjetivos auxiliam o operador na tomada de decisão uma vez que cada solução encontrada atende específicas restrições oriundas do equipamentos empregados ou estados contingenciais da rede.

Palavras-chave: Coordenação. Meta-heurística. Otimização. Proteção de sistemas elétri-

cos. Seletividade.

ABSTRACT

BERNARDES, W. M. S. **Analysis of the power system protection using modern heuristic optimization techniques**. 2018. 226p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

The study of power system protection represents a highly relevant topic providing continuity of service and safety of operation. Today, the coordination of directional overcurrent relays (DORs) is performed using mathematical formulations that basically take into account the operation time of the devices and the coordination time interval (CTI). In this thesis, coordination and selectivity between DORs have been performed considering the simultaneous optimization of the instantaneous and time overcurrent unit (both phase and ground), contingencies in coupled mutually circuits and automatic determination of the curves. Some issues are also discussed such as criteria for short-circuit calculation and topological treatment for interconnected circuits. Initially, the studies were considered as being a case of Monobjective Optimization (weighted sum) by minimizing the sum of operation time of primary relays when occur close-in and line-end faults and also the sum of the instantaneous overcurrent unit. In sequence are proposed two approaches involving multiobjective aspect. The first minimizes the operating time of all protection devices, while maximizing a coordination index (here, CTI is non-fixed). The second, besides minimizing the operating time, the number of settings allowed to alter is limited by operator, if the coordination of all elements involved is not possible in practice. The settings of DORs have been found by using meta-heuristic algorithms (derived from Particle Swarm Optimization and Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II). Modern or intelligent methods, conceived from artificial intelligence, have evolved rapidly and obtained excellent solutions with the acceptable reliability for engineering applications. The test has been carried out on a transmission network from a Brazilian utility. Finally, the results were well satisfactory because using the instantaneous unit and multiple curves substantially reduced the sum of operating time of the protective devices, contributing to decrease workload of protection engineers with safety and rich technical information. In addition, the multiobjective strategies help the operator in the decision making since each solution satisfies specific constraints coming from used equipment or contingency states of the existing network.

Keywords: Coordination. Metaheuristic. Optimization. Power system protection. Selectivity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Linhas de transmissão PQ e VW mutuamente acopladas com sequência zero isolada.	56
Figura 2 – O trecho AB da linha PQ está mutuamente acoplado com VC da Linha de Transmissão (LT) VW e este último com YZ através das impedâncias mútuas Z_{0m}^1 e Z_{0m}^2 , respectivamente.	57
Figura 3 – Curto-circuito com presença de barra real intermediária 19219.	59
Figura 4 – Circuito elétrico formado por barras reais e barras de derivação (numeração iniciando com #). Dessa forma, as barras #4 e #7 são de derivação, enquanto as demais são reais.	59
Figura 5 – Fluxograma mostrando como procede o tratamento topológico para conhecer circuitos paralelos simples e superlinhas considerando circuitos mutuamente acoplados	62
Figura 6 – Fluxograma para determinar os valores admissíveis de $I_p^{Fase_{inst}}$ da unidade instantânea de fase. Note que a implementação desse algoritmo incremental não é exaustiva.	69
Figura 7 – Diagrama demonstrando pontos de falta e curvas de operação dos relés.	75
Figura 8 – Exemplo do emprego da função degrau (Equação 3.461) para ajustar Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) (linha contínua). Sendo o $\beta = 20\%$, o valor mínimo de γ_{jk} será de 80%	80
Figura 9 – Definição de estrutura para armazenamento de pares primários P (primeiro índice dentro de colchetes) e secundários B (segundo índice).	90
Figura 10 – Frequência e função de distribuição acumulada (f.d.a.) da distribuição normal.	91
Figura 11 – Frequência e f.d.a. da distribuição qui-quadrado.	92
Figura 12 – Frequência e f.d.a. de uma distribuição uniforme (aqui, $MT = [0; 3.2]$).	93
Figura 13 – Frequência e f.d.a. da distribuição triangular.	93
Figura 14 – Gráfico de $f(x) + \varrho\zeta_2(x_{MC})$ e perfil no plano $MC \times T$	101
Figura 15 – Mapeamento do espaço de parâmetros $\mathcal{X}$ no espaço de objetivos $\mathcal{Y}$ realizado pela função $f(\cdot)$	104
Figura 16 – Uma população contendo cinco soluções.	105
Figura 17 – Soluções pareto-ótimo frisadas com curvas contínuas envolvendo duas funções objetivos (Quatro combinações de otimização).	106
Figura 18 – Fluxograma conceitual para a coordenação dos relés envolvendo circuitos mutuamente acoplados e unidades temporizada e instantânea (fase e neutro) passo-a-passo.	112
Figura 19 – Sistema elétrico sob estudo – 22 barras.	116

Figura 20 – Grafos indicando as relações de impedância mútua dos relés R1 a R15.	117
Figura 21 – Erros relativo percentuais entre Tabelas 11 e 12.	120
Figura 22 – Função objetivo aumentada.	141
Figura 23 – Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: múltiplo de tempo entre $R1$ a $R22$ (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = tempo em segundos)	142
Figura 24 – Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: corrente de <i>pickup</i> - elemento temporizado (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = tempo em segundos)	143
Figura 25 – Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: corrente de <i>pickup</i> / corrente de curto-circuito - elemento instantâneo (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = 1 / Múltiplo de Corrente (MC)	144
Figura 26 – Coordenograma entre o relé primário R7 e seu secundário R5.	145
Figura 27 – Coordenograma entre o relé primário R2 e seus secundários, R3, R6, R10, R12 e R14.	146
Figura 28 – Coordenograma entre o relé primário R13 e seus secundários R1, R3, R6, R10 e R12.	147
Figura 29 – Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: escolha da curva pelo algoritmo (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = código da curva	148
Figura 30 – Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente (RDS) (sem relé de distância, elemento instantâneo do RDS e ajuste automático das curvas)	152
Figura 31 – Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância, respeitando seu tempo de segunda zona.	153
Figura 32 – Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância e elemento instantâneo nos RDS	153
Figura 33 – Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância, elemento instantâneo nos RDS e ajuste automático das curvas	154
Figura 34 – Não operação de relés secundários conforme número de iterações.	155
Figura 35 – f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.	159
Figura 36 – f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.	160
Figura 37 – <i>Plotmatrix</i> envolvendo f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.	160
Figura 38 – <i>Plotmatrix</i> envolvendo f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.	161
Figura 39 – <i>Borplot</i> das variáveis de proteção de fase (Solução A).	162
Figura 40 – <i>Borplot</i> das variáveis de proteção de fase (Solução B).	162

Figura 41 – <i>Borplot</i> de alguns $MT's$ da unidade temporizada de fase (Solução A). . .	163
Figura 42 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade temporizada de fase (Solução A). . .	164
Figura 43 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade instantânea de fase (Solução A). . . .	164
Figura 44 – <i>Borplot</i> de alguns $MT's$ da unidade temporizada de fase (Solução B). . .	165
Figura 45 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade temporizada de fase (Solução B). . .	165
Figura 46 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade instantânea de fase (Solução B). . . .	166
Figura 47 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução A).	166
Figura 48 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução A).	167
Figura 49 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução A).	167
Figura 50 – Fronteira de Pareto envolvendo f_3 e f_4 (Solução A).	168
Figura 51 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de fase. Os pontos de a a e são cinco ajustes possíveis.	170
Figura 52 – <i>Borplot</i> das variáveis de proteção de fase (Solução C).	170
Figura 53 – <i>Borplot</i> de alguns $MT's$ da unidade temporizada de fase (Solução C). . .	171
Figura 54 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade temporizada de fase (Solução C). . .	171
Figura 55 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade instantânea de fase (Solução C). . . .	172
Figura 56 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de fase.	173
Figura 57 – <i>Plotmatrix</i> envolvendo f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de fase. Em preto, vermelho e verde estão problemas min–min, min–max e max–min, respectivamente.	173
Figura 58 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução D).	174
Figura 59 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução D).	174
Figura 60 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução D).	175
Figura 61 – Fronteira de Pareto envolvendo f_3 e f_4 (Solução D).	175
Figura 62 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de fase.	177
Figura 63 – <i>Plotmatrix</i> envolvendo f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de fase.	177
Figura 64 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução E).	178
Figura 65 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução E).	178
Figura 66 – Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução E).	179
Figura 67 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de neutro.	180
Figura 68 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de neutro.	180
Figura 69 – <i>Borplot</i> das variáveis de proteção de neutro (Solução F).	181
Figura 70 – <i>Borplot</i> de alguns $MT's$ da unidade temporizada de neutro (Solução F). .	181
Figura 71 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade temporizada de neutro (Solução F). .	182
Figura 72 – <i>Borplot</i> de alguns $I_p's$ da unidade instantânea de neutro (Solução F). .	182
Figura 73 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de neutro.	184
Figura 74 – f_1, f_2, f_3 e f_4 - Proteção de neutro.	184
Figura 75 – <i>Borplot</i> das variáveis de proteção de neutro (Solução G).	185
Figura 76 – <i>Borplot</i> de alguns $MT's$ da unidade temporizada de neutro (Solução G). .	185

Figura 77 – <i>Boxplot</i> das variáveis de proteção de fase.	187
Figura 78 – Funções f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.	188
Figura 79 – Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_2	188
Figura 80 – Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_3	189
Figura 81 – Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_4	189
Figura 82 – Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_2 e f_4	190

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Alguns eventos que provocaram interrupções de energia no Brasil (GLOBO, 2018) ¹	34
Tabela 2 – Histórico científico sobre a coordenação de relés (1964 - 2017)	47
Tabela 3 – Valores dos coeficientes da Equação 3 - Nomenclatura ALSTOM	52
Tabela 4 – Valores dos coeficientes da Equação 4 - Nomenclatura ALSTOM	53
Tabela 5 – Valores dos coeficientes da Equação 5 - Nomenclatura GENERAL ELECTRIC	53
Tabela 6 – Valores dos coeficientes da Equação 6 - Nomenclatura ABB	53
Tabela 7 – Valores dos coeficientes da Equação 9 - Nomenclatura GENERAL ELECTRIC	54
Tabela 8 – Valores dos coeficientes da Equação 11 - relé ABB	54
Tabela 9 – Valores dos coeficientes da Equação 12 - TEAM ARTECHE	54
Tabela 10 – Super-linhas obtidas oriundas da Figura 4	60
Tabela 11 – Comparação entre curtos-circuitos na situação normal e diante de contingência (abertura sem e com aterramento) – sistema elétrico com impedância mútua.	118
Tabela 12 – Comparação entre curtos-circuitos na situação normal e diante de contingência (abertura sem e com aterramento) – sistema elétrico sem impedância mútua.	119
Tabela 13 – Características da proteção de fase e neutro (unidades temporizadas) – barras, versão, Relação de Transformação de Corrente (RTC) e faixa de I_p	121
Tabela 14 – Características da proteção de fase e neutro (unidades instantâneas) – barras, versão, RTC e faixa de I_p	121
Tabela 15 – Resultado do curto-circuito - unidades temporizadas de fase e neutro.	122
Tabela 16 – Resultado do curto-circuito - unidades instantâneas de fase e neutro.	123
Tabela 17 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 1	125
Tabela 18 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 1	125
Tabela 19 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 1	126
Tabela 20 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 2	127
Tabela 21 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 2	127
Tabela 22 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 2	128
Tabela 23 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 3	129
Tabela 24 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 3	129
Tabela 25 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 3	130
Tabela 26 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 4	131

Tabela 27 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 4	131
Tabela 28 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 4 . .	132
Tabela 29 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 5	133
Tabela 30 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 5	133
Tabela 31 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 5 . .	134
Tabela 32 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 6	136
Tabela 33 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 6	137
Tabela 34 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 6 . .	137
Tabela 35 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 7	139
Tabela 36 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 7	140
Tabela 37 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 7 . .	140
Tabela 38 – Valores das variáveis após término da simulação - caso 8	149
Tabela 39 – Restrições quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - caso 8	150
Tabela 40 – Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 8 . .	150
Tabela 41 – Valores das funções objetivos e respectivos erros relativos (<i>ER</i>)	151
Tabela 42 – Correlação entre quantidade de relés secundários não sensibilizados e número de iterações	155
Tabela 43 – Valores de funções objetivos (soma de tempo dos relés primários quando aplicado curto-circuito <i>close-in</i> - $f_1(x)$ e soma de tempo dos relés primários quando aplicado curto-circuito na barra remota - $f_2(x)$. . .	156
Tabela 44 – Dados do sistema de proteção	158
Tabela 45 – Influência da distribuição de probabilidade no desempenho da otimização	186
Tabela 46 – Informações do ABB REL012-1A no banco de dados - unidade temporizada	216
Tabela 47 – Informações do ABB REL012-1A no banco de dados - unidade instantânea	216
Tabela 48 – Localização dos campos - relé com unidade temporizada.	217
Tabela 49 – Localização dos campos - relé com unidade temporizada (cont.). . . .	218
Tabela 50 – Localização dos campos - relé com unidade instantânea.	220
Tabela 51 – Código das unidades de ajuste do tape da corrente e suas respectivas fórmulas.	221

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Algoritmo de Naive e Slow.	107
Quadro 2 – Algoritmo de atualização contínua.	108
Quadro 3 – Algoritmo de classificação de soluções não dominadas.	108
Quadro 4 – Algoritmo <i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm</i> (NSGA)-II. . . .	110
Quadro 5 – Etapa para processamento do Campo 7 da Tabela 49 (relé com unidade temporizada).	219
Quadro 6 – Etapa para processamento do Campo 7 da Tabela 50 (relé com unidade instantânea).	221

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABH	Algoritmo de Busca Harmônica
AC	<i>Alternating Current</i>
ACO	<i>Ant Colony Optimization</i>
AED	Algoritmo de Evolução Diferencial
AG	Algoritmo Genético
Anafas	Análise de Faltas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Colônia de abelhas
Cape	<i>Computer-Aided Protection Engineering</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DC	<i>Direct Current</i>
DPSO	<i>Discrete Particle Swarm Optimization</i>
EESC	Escola de Engenharia de São Carlos
EPSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
f.d.a.	função de distribuição acumulada
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>

IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INESC-TEC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
LASEE	Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica
LT	Linha de Transmissão
LXPSO	<i>Laplace Crossover Particle Swarm Optimization</i>
MC	Múltiplo de Corrente
MSFA	<i>Modified Swarm Firefly Algorithm</i>
MOPSO	<i>Multiobjective Particle Swarm Optimizer</i>
MT	Múltiplo de Tempo
MVS	Máquina de Vetor Suporte
NSGA	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PFB-DPSO	<i>Penalty Function-Based Discrete Particle Swarm Optimization</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PI	Programação Inteira
PIM	Programação Inteira Mista
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PRL	Proteção de Retaguarda Local
PRR	Proteção de Retaguarda Remota
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RDS	Relés Direcionais de Sobrecorrente

RTC	Relação de Transformação de Corrente
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPEA	<i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i>
SQL	<i>Structured Query Language</i>
TC	Transformador de Corrente
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPI	Universidade Federal de Piauí
UFSCAr	Universidade Federal de São Carlos
USP	Universidade de São Paulo
VEGA	<i>Vector-evaluated Genetic Algorithm</i>
VEPSO	<i>Vector-evaluated Particle Swarm Optimization</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	31
1.1	Justificativas e Objetivos	32
1.2	Principais contribuições	36
1.3	Organização deste Documento	37
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	39
2.1	Apreciações Essenciais sobre Proteção de SEP	39
2.2	Coordenação de Relés via Estudo de Área de Ajuste	41
2.3	Coordenação de Relés via Métodos Clássicos	41
2.4	Coordenação de Relés via Métodos Heurísticos	42
3	COORDENAÇÃO DE RDS CONSIDERANDO OTIMIZAÇÃO SI- MULTÂNEA DAS UNIDADES TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA E CONTINGÊNCIAS EM CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLA- DOS	51
3.1	Considerações iniciais	51
3.2	Equações matemáticas das curvas dos relés	52
3.3	Modelagem e importância das impedâncias mútuas na proteção direcional	55
3.3.1	Barras de derivação, barras auxiliares e superlinhas	57
3.3.2	Dificuldades rompidas	58
3.3.3	Processamento topológico envolvendo circuitos mutuamente acoplados . . .	60
3.4	Discussão sobre os critérios necessários para cálculo de curtos-circuitos e ajuste dos relés	65
3.4.1	Determinação dos pares de relés primários e secundários	65
3.4.2	Relés com unidade temporizada	65
3.4.3	Relés com unidade instantânea	67
3.4.4	Ângulo da corrente de falta	69
3.5	Formulação Matemática Monobjetivo	70
3.6	Formulação Matemática Multiobjetivo - Melhoria do trabalho de Moravej, Adelnia e Abbasi (2015)	74
3.6.1	Modelagem Matemática	77
3.7	Problema de Otimização Multiobjetivo - Número limitado de ajuste de parâmetros (operações de controle)	80
3.8	Algoritmo para Armazenamento de ITC	88
3.9	Distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias	90

3.9.1	Distribuição Normal	91
3.9.2	Distribuição qui-quadrado	92
3.9.3	Distribuições uniforme e triangular	92
4	SOLUÇÃO MULTIOBJETIVO VISANDO A COORDENAÇÃO DE RELÉS DE SOBRECORRENTE	95
4.1	Metaheurísticas	95
4.2	Otimização por Algoritmo Genético	95
4.3	Otimização por enxame de partículas	97
4.3.1	Discrete Particle Swarm Optimization	98
4.3.2	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>	102
4.4	Otimização Multiobjetivo	103
4.4.1	Conceito de dominação	104
4.4.2	Otimidade de Pareto	105
4.4.3	Classificação de soluções não dominadas de uma população	107
4.5	Otimização Multiobjetivo por Metaheurística	108
4.5.1	<i>Elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm</i>	109
4.5.2	<i>Multiobjective Particle Swarm Optimizer</i>	110
4.6	Adoção dos conceitos de Otimização para coordenação de RDSs	111
5	RESULTADOS DA COORDENAÇÃO MONOBJETIVO ENTRE OS RDSs	115
5.1	Busca de superlinhas no sistema-teste CTEEP	115
5.2	Aspectos dos RDS utilizados no sistema elétrico brasileiro	119
5.3	Resultados da coordenação de RDS do sistema-teste CTEEP	123
5.3.1	Caso 1 – Ajuste do elemento temporizado de fase do RDS (situação inicial)	124
5.3.2	Caso 2 – Ajuste do elemento temporizado de neutro do RDS (situação inicial)	126
5.3.3	Caso 3 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	128
5.3.4	Caso 4 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	130
5.3.5	Caso 5 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	132
5.3.6	Caso 6 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	136
5.3.7	Caso 7 – Ajuste do elemento temporizado de fase com diversas curvas e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	138

5.3.8	Caso 8 – Ajuste do elemento temporizado de neutro com diversas curvas e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância	149
5.3.9	Valores das funções objetivos <i>versus</i> número de iterações	151
5.3.10	Caso 9 – Retenção do número de pares de RDS	156
6	RESULTADOS DA COORDENAÇÃO MULTIOBJETIVO ENTRE OS RDSs	157
6.1	Proteção de Fase - NSGA-II - 100 indivíduos	159
6.2	Proteção de Fase - MOPSO - 100 indivíduos	169
6.3	Proteção de Fase - NSGA-II - 200 indivíduos	172
6.4	Proteção de Fase - NSGA-II - 400 indivíduos	176
6.5	Proteção de Neutro - NSGA-II - 100 indivíduos	179
6.6	Proteção de Neutro - MOPSO - 100 indivíduos	183
6.7	Tempo de Processamento e Distribuição de Probabilidade	186
6.8	Minimização do número de ajustes	187
6.9	Recursos computacionais empregados	191
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	193
	REFERÊNCIAS	199
	APÊNDICES	213
	APÊNDICE A – PADRÃO DE ENTRADA DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	215
A.1	Formato Padrão	215
A.2	Padrão de entrada de dados dos relés	215
A.2.1	Relés temporizados	215
A.2.2	Relés instantâneos	216
A.3	Descrição dos campos	217
A.3.1	Arquivo do relé com unidade temporizada	217
A.4	Arquivo do relé com unidade instantânea	219
A.5	Unidades de ajuste do tape da corrente de pick-up	219
	APÊNDICE B – TRABALHOS CIENTÍFICOS	223

1 INTRODUÇÃO

O sistema de proteção ocupa uma importante função no Sistema Elétrico de Potência (SEP). Ele é responsável por isolar o equipamento sob defeito, evitando que o dano ocasionado se propague para o resto da rede e atinja a continuidade do serviço nas partes sadias. Interrupções frequentes no fornecimento de energia elétrica podem afetar os índices de qualidade estabelecidos e fiscalizados pelos órgãos reguladores. Em acréscimo, o sistema de proteção necessita atender alguns requisitos como confiabilidade, seletividade, sensibilidade e rapidez de atuação (velocidade) (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007; BLACKBURN; DOMIN, 2014), sem os quais ele não cumpre acertadamente seu papel.

Define-se *confiabilidade* como a probabilidade do dispositivo ou sistema em realizar sua função prevista diante de certa situação. Ela assegura que a proteção atuará corretamente, identificando e diferenciando situações de falta e estado normal de operação. Nesse contexto, a dependabilidade é a adequada operação do relé quando ela é requerida e a segurança está intimamente relacionada a não atuação quando ocorre uma falha fora de sua zona de proteção. A *coordenação e seletividade* é a capacidade do sistema de proteção detectar e separar as condições que deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias, atuando primeiramente os elementos mais próximos a falta. Ademais, o sistema de proteção deve ser capaz de desconectar o mínimo possível do SEP. Já a *sensibilidade* é caracterizada como sendo a habilidade da proteção em reagir diante de situações anormais de operação (tensão, corrente, potência e frequência, como exemplos) para os quais ela foi projetada. Por fim, a *rapidez de atuação* visa minimizar o tempo de duração da falta, consequentemente, atenuando os danos aos equipamentos e preservando a segurança dos operadores.

Um princípio eficiente de proteção para certo elemento ou parte do SEP é o registro e análise da magnitude da corrente como um indicador de falta. Analisando essa grandeza, o relé de sobrecorrente apresenta características peculiares de funcionamento e é um dos tipos de relés mais usados na proteção. Este tem a capacidade de isolar partes do sistema conforme o valor da corrente elétrica observado. Bastante comum em sistemas de transmissão e foco deste trabalho, redes malhadas são adequadas para aumentar a confiabilidade e permitir diferentes caminhos para a passagem da energia elétrica. Somente a utilização destes relés é de difícil concepção, já que a estratégia de proteção fica ineficiente devido à topologia malhada. Daí a necessidade do emprego de outros dispositivos como relés direcionais de sobrecorrente, relés de distância, entre outros (ANDERSON, 1999; SLEVA, 2009; AHMADI; KARAMI; GHAREHPETIAN, 2017).

A definição exata do ajuste para estes relés não é uma tarefa trivial, pois envolve o ajuste conjunto e coordenado de uma série de equipamentos de proteção agrupados,

garantindo rapidez e seletividade. O estudo de um modelo matemático que forneça a solução integrada composta pelos ajustes seletivamente coordenados de diversos equipamentos que fazem parte do sistema de proteção é de difícil solução e normalmente é abordado como um caso de otimização de grande complexidade. Na literatura correlata, observa-se que este problema da coordenação de dispositivos de proteção é transferido para um modelo matemático que geralmente assume a forma de um problema de otimização matemática (COSTA et al., 2017; THAKUR; KUMAR, 2016).

A utilização de soluções automatizadas leva a ganhos consideráveis, tanto em relação à redução no prazo de execução dos estudos de proteção quanto à precisão e confiabilidade dos resultados obtidos. Existem poucas ferramentas computacionais e trabalhos acadêmicos nacionais que abordam este problema. Dentre os mais difundidos há, predominantemente uma maior ênfase referente à funções de verificação dos ajustes propostos pelo engenheiro de proteção e disponibilização de ferramentas que possibilitam a coordenação e seletividade manual de relés de várias categorias, exigindo, porém, intensivos estudos e análises preliminares que constituem o mencionado problema de coordenação.

Em termos de modelagem matemática, a coordenação de relés de sobrecorrente pode ser considerada um problema matemático de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM)(BERNARDES, 2013) ou Programação Linear Inteira Mista (PLIM), quando a corrente de *pickup* já é conhecida (KIDA; PAREJA, 2016), amenizando o esforço computacional. A complexidade do problema é elevada em sistemas reais e depende do número de componentes e dos parâmetros a serem ajustados. É frequente a utilização de métodos heurísticos por apresentarem um satisfatório desempenho para obtenção de soluções de boa qualidade. Além disso, em muitas ocasiões busca-se um conjunto de soluções de boa qualidade e factíveis com um certo controle nessa busca.

1.1 Justificativas e Objetivos

O estudo da proteção de sistemas elétricos representa um tópico atual e de grande relevância. Esta tese será centrada na coordenação e seletividade dos relés direcionais de sobrecorrente e as formas de solução deste problema em um sistema de transmissão. Objetiva-se desenvolver metodologias que auxiliem o engenheiro de proteção a parametrizar de forma mais eficaz seus equipamentos. Um fator que pressiona de forma significativa por uma coordenação adequada é o fato de que as concessionárias podem sofrer severas sanções caso ocorram interrupções em suas respectivas áreas de concessão.

Em relação ao tratamento matemático dos problemas de Engenharia, nas últimas décadas observa-se um aumento da aplicação de métodos matemáticos de otimização no setor de SEP. Além disso, o aumento do desempenho dos computadores contribuem para que as simulações computacionais possam ser realizadas em tempo cada vez menor. A evolução dos equipamentos de proteção também contribui para a confecção do problema a

ser otimizado.

No intuito de melhorar a eficiência do processo, aumentar a segurança e mitigar as perdas, os paradigmas da proteção estão sendo aperfeiçoados para atender as redes inteligentes (*smart-grids*). Por exemplo, em Kawano et al. (2010), o sistema avalia as características de operação em tempo real e contribui para a supervisão, verificação da coordenação e otimização dos valores de ajuste. Em adição, uma coordenação otimizada é útil para minimizar o número de LTs desligadas frente a um defeito e não prejudicar em demasia os indicadores de qualidade de energia, afetando um menor número de consumidores.

Smart-grids representam um conjunto de tecnologias para a integração confiável e o controle inteligente de múltiplas unidades de geração onde as cargas estão espalhadas em um sistema elétrico (REDDY et al., 2014), garantindo suporte para fluxo de informação bidirecional entre os consumidores da eletricidade e concessionária (ZEADALLY et al., 2013). Essas tecnologias incluem avançados medidores, sensores e armazenamento de energia que são cruciais para a integração de mais energia renovável e com baixa emissão de gases estufa na rede (KOENIGS et al., 2013).

Com o advento de *smart-grids*, as concessionárias modernizarão a maneira de administrar e contabilizar seus negócios, contando com dispositivos cada vez mais ágeis e confiáveis. Com isso, deve contar com a comunicação entre todos os instrumentos de proteção, controle e medição, reduzindo a possibilidade de suspensão de energia elétrica (MARTINEZ; SERNA, 2015).

Ainda, existe a expectativa de um número significativo de veículos elétricos (DAL-LINGER; LINK; BÜTTNER, 2014; YAMAGATA; SEYA, 2015) e geradores de energia solar (painéis fotovoltaicos) (ALY et al., 2014; MALAGUETA et al., 2014) na rede elétrica. Se não for bem gerido, pode ocasionar em sobrecarga, desequilíbrio de tensão e excessivo desbalanço entre as fases.

Em relação aos dispositivos de proteção, eles são extremamente importantes para evitar perdas maiores no SEP, segregando a parte defeituosa sob anomalia (curto-circuito, subtensão, sobretensão, variação de frequência, entre outros). Quando ocorre, a paralisação no fornecimento de energia elétrica pode afetar parcela da população e essas interrupções de energia impactam na produção de bens e serviços com desastrosas consequências para a região envolvida.

Como visto, uma aplicação prática é amenizar os danos por apagões provocados por curtos-circuitos. Por exemplo, na França, conforme estudos realizados em 2007, um corte de energia elétrica de 5 minutos durante o horário de pico custaria 60 milhões de euros para economia francesa. Já em Paquistão, um estudo focando efeitos das perdas de energia elétrica estimou que os custos diretos e indiretos de rejeições de cargas em

indústrias resultaria em uma redução de 1,8 % do Produto Interno Bruto (PIB) e uma redução de 4,2 % no volume de produtos manufaturados para exportação (DIBOMA; TATIETSE, 2013).

No Brasil, problemas dessa natureza não são diferentes. Um sistema bem coordenado mitiga as consequências danosas após a abertura dos circuitos, pois menos consumidores serão prejudicados. Em 26 de outubro de 2012, 50 milhões de pessoas em nove estados brasileiros do Nordeste e em áreas do Tocantins e Pará foram afetados por um blecaute. Uma série de apagões ocorridos na cidade de São Paulo em fevereiro de 2011 afetaram 2,5 milhões de usuários, gerando uma multa de R\$ 4,7 milhões à concessionária local. A Tabela 1 mostra algumas eventualidades ocorridas entre 2012 e 2015.

Tabela 1: Alguns eventos que provocaram interrupções de energia no Brasil (GLOBO, 2018)¹.

Data da ocorrência	Descrição
17/01/2018	Raio rompe um cabo de LT (situado na BR-174) numa subestação de energia em Pontes e Lacerda, Mato Grosso. Os moradores da região ficaram mais de três horas sem energia elétrica.
31/07/2017	Moradores de duas regiões da cidade de Divinópolis ficam sem luz. Conforme a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), um curto-circuito em uma de suas subestações, no Bairro Porto Velho, causou interrupção no bairro e no centro da cidade. O problema foi causado depois que um galho de uma árvore caiu na rede.
26/09/2017	Obras de digitalização na subestação de energia Milton Fonasaro da CTEEP provocaram um apagão em vários setores de São Paulo, prejudicando sistemas de trens e metrô, trólebus e semáforos.
30/08/2016	Uma falha em uma LT da Eletronorte no Tocantins provocou oscilações no fornecimento de energia elétrica em todo o estado e perturbou as regiões Norte e Nordeste do país. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) informou que 12 estados tiveram o fornecimento afetado.
07/06/2016	Devido a temporais na região entre Sorocaba e Embu-Guaçu (SP), três LTs de 440 kV da CTEEP que interligam as subestações Oeste e Embu-Guaçu e a alimentação ao consumidor livre Companhia Brasileira de Alumínio foram desligadas. Houve uma perda de quase 630 MW de carga, afetando Sorocaba e municípios próximos.
20/02/2015	Segundo a Light, um objeto provocou um curto-circuito no sistema elétrico da concessionária, interrompendo o fornecimento de energia elétrica em diversos bairros da cidade de Rio de Janeiro. O Hospital do Câncer II, na rua Equador, foi um dos mais prejudicados, suspendendo os atendimentos de radioterapia da unidade hospitalar.
19/02/2015	Um curto-circuito nas instalações de um antigo <i>shopping</i> em Araraquara (SP), interrompeu o fornecimento de energia elétrica para 3.201 imóveis. Segundo a concessionária CFPL Paulista, a interrupção ocorreu entre 13h56 e 14h13, devido a um problema na cabine da rede elétrica do estabelecimento.
27/01/2015	Moradores do bairro São Pedro, em Tietê (SP) ficaram sem fornecimento de água devido a interrupção de energia elétrica, prejudicando o serviço de bombeamento. Conforme a concessionária responsável (Elektro), houve registro de uma interrupção de 26 minutos em uma unidade do Samae no Bairro São Pedro, das 23h33 até 23h59 de segunda-feira.

Continua na próxima página

Tabela 1 – continuação da página anterior

Data da ocorrência	Descrição
19/01/2015	A partir das 14h55, restrições na transferência de energia das Regiões Norte e Nordeste para o Sudeste, aliadas à elevação da demanda no horário de pico provocaram a perda de unidades geradoras nas usinas Angra I, Volta Grande, Amador Aguiar II, Sá Carvalho, Guilman Amorim, Canoas II, Viana e Linhares (Sudeste); Cana Brava e São Salvador (Centro-Oeste); Governador Ney Braga (Sul); totalizando 2.200 MW. Solução: ONS adotou medidas operativas em conjunto com os agentes distribuidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, impactando menos de 5% da carga do Sistema. A partir das 15h45, a situação foi totalmente normalizada.
19/01/2015	A falta de energia elétrica em algumas propriedades da área rural de Cesário Lange (SP) ocasionou a morte de no mínimo 12 mil frangos. As aves morreram com o calor após o desligamento dos aparelhos que controlam a temperatura dentro dos barracões. A temperatura nos galpões chegou a 40 graus durante o apagão, sendo que a temperatura adequada é de 25 graus Celsius.
19/01/2015	Mais de 100 mil moradores ficam sem energia elétrica nas cidades de Santana e Mazagão, estado do Amapá, após um curto-circuito em uma subestação sob responsabilidade da Eletronorte. Parte da geração foi perdida, inviabilizando o atendimento para as cidades. A falta elétrica danificou 700 metros de cabos, localizados na parte linear da subestação.
05/11/2014	Curto-circuito no disjuntor para proteção de um dos transformadores da subestação da Eletrobras Distribuição Rondônia em Ariquemes, Rondônia, deixou 5 municípios do Vale do Jamari sem energia elétrica (Alto Paraíso, Monte Negro, Cacaulândia, Rio Crespo e a própria Ariquemes). Uma explosão ocorreu no local e o Corpo de Bombeiros foi acionado para conter o incêndio.
14/11/2014	Um apagão deixou aproximadamente seis mil pessoas no escuro em Varginha, Minas Gerais. Segundo a CEMIG, um pássaro provocou o curto-circuito em um transformador na Vila Bueno. A falta de energia elétrica durou 1 hora e 16 minutos, das 19h24 às 20h40.
10/10/2014	Houve um curto-circuito na subestação do Utinga, deixando mais de 10 bairros de Belém e Ananindeua, estado do Pará. Além dos consumidores, o trânsito da cidade também foi prejudicado, pois os semáforos de diversos cruzamentos foram desacionados.
11/09/2014	Um curto-circuito deixa seis cidades da região Norte de Santa Catarina sem energia (Mafra, Bela Vista do Toldo, Major Vieira, Papanduva, Santa Terezi-nha e Monte Castelo). Ele foi registrado por volta das 18h30 na subestação de energia elétrica de Mafra, prejudicando 33.560 consumidores. A distribuição de energia elétrica foi restabelecida após quase nove horas de interrupção. Cabos, alimentadores e o transformador sofreram avarias.
13/06/2014	Um curto-circuito provoca a interrupção de energia elétrica em uma porção de Teresina, Piauí. No dia da ocorrência, as duas empresas que entregam energia elétrica para a cidade proporcionam informações divergentes. A Eletrobras Piauí disse que o desligamento de três transformadores da subestação Teresina da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) provocou o problema. Por outro lado, a CHESF afirmou que um curto-circuito nas linhas da Eletrobras provocou a queima de alguns equipamentos da empresa.
04/02/2014	Falha provoca a falta pontual de energia elétrica em pelo menos 11 estados brasileiros. Às 14h03, uma perturbação no Sistema Interligado Nacional (SIN) provocou a abertura da interligação em 500 kV entre a Região Norte e as Regiões Sudeste/Sul, entre Colinas e Serra da Mesa, interrompendo o fluxo de 5 mil MW para essas regiões. Em uma conta simplificada, o diretor do ONS calculou que cerca de 6 milhões de consumidores foram afetados (média de quatro moradores por região afetada).

Continua na próxima página

Tabela 1 – continuação da página anterior

Data da ocorrência	Descrição
28/08/2013	Devido à queimada, ocorreu o desligamento de duas linhas paralelas de transmissão de 500 kV (Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí), caracterizando uma contingência dupla. A região Nordeste foi separada do restante do SIN, havendo perda de potência de quase 10.900 MW.
25/10/2012	Um blecaute ocorreu nas regiões Norte e Nordeste causado por um curto-circuito em uma LT da Taesa. O curto-circuito ocorreu no trecho Colinas – Imperatriz, no Maranhão, integrante da interligação entre os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. O evento aconteceu em uma chave seccionadora do capacitor série da linha, que ficou danificada.

Por conseguinte, os impactos em potencial desta pesquisa são bastante significativos. A começar pela melhor administração dos ajustes do sistema de proteção. Como comentado, o responsável por essa área terá uma ferramenta que o ajudará no conjunto de ajustes com aumento na confiabilidade do sistema de transmissão. Propostas de ajustes alternativos ficarão disponíveis mais facilmente para a conveniência de sua aplicação, impactando positivamente, em especial, em casos não previstos de manutenção de linhas e outras situações que impliquem na modificação da topologia do sistema.

A justificativa para o uso de métodos heurísticos está baseada no fato de que estes conseguem uma flexibilização na forma de resolução do problema que apresenta elevada complexidade, um maior controle na busca da solução e obtenção de uma família de soluções factíveis. Um desafio que também serve como motivação é propor estudos inovadores em uma área de operação crítica cuja ocorrência de erros resulta em severos prejuízos. O uso de técnicas baseadas em inteligência artificial está em sintonia com a modernização dos sistemas elétricos, cabendo ainda inúmeras publicações nesse tema.

Os objetivos específicos do trabalho são: 1) apresentar uma técnica para solucionar faltas elétricas na presença de circuitos mutuamente acoplados; 2) apresentar os critérios para proteção de fase e de neutro, considerando unidade temporizada e instantânea; 3) estudar e desenvolver modelos matemáticos monobjetivo e multiobjetivo para a coordenação de RDSs e; 4) empregar algoritmos heurísticos.

1.2 Principais contribuições

Esta Tese de Doutorado pretende oferecer as seguintes contribuições:

1. Abordagem de superlinhas, um conceito definido aqui para LTs formadas por múltiplos circuitos em série (diversas seções) e útil para calcular faltas elétricas em circuitos paralelos com impedância mútua;

¹ Os dados foram colecionados de várias reportagens escritas nesse meio de comunicação no período de 2012 a 2018, ressaltando os eventos mais importantes.

2. Construção de um algoritmo incremental para encontrar a faixa da corrente de *pick-up* da unidade instantânea. Dependendo do curto-circuito na região, o mesmo pode ser também fixado em valor único ou ser desativado (bloqueado);
3. Tratamento multiobjetivo considerando o ITC não fixo, reduzindo globalmente o tempo de operação dos dispositivos de proteção. Isso contempla tanto equipamentos eletromecânicos quanto microprocessados;
4. Outra abordagem multiobjetivo considerando a limitação do número de ajuste de parâmetros. Por questões operacionais e/ou econômicas, este trabalho demonstra e coordena RDS baseado nessa situação restritiva, auxiliando o agente na tomada de decisão;
5. No universo da proteção de SEP, emprego de gráficos quadridimensionais e *plotmatrix* para tratar o segundo problema multiobjetivo, podendo o usuário visualizar as funções objetivos 2 a 2.

Para um melhor entendimento do assunto, esta Tese está dividida como segue.

1.3 Organização deste Documento

Esta Tese está organizada em 6 capítulos sendo que:

1. O Capítulo 2 mostra a revisão bibliográfica sobre o tema;
2. O Capítulo 3 aborda sobre as diretrizes para a coordenação de relés. A modelagem matemática, correntes de curto-circuito necessárias e a importância do prévio processamento de circuitos interligados em série (determinação de superlinhas) são explicadas. Além disso, o padrão adotado do banco de dados dos dispositivos de proteção é comentado;
3. O Capítulo 4 apresenta sobre os métodos de otimização susceptíveis a serem empregados na coordenação de relés. Ainda, NSGA-II e *Multiobjective Particle Swarm Optimizer* (MOPSO) são também discutidos;
4. O Capítulo 5 demonstra os resultados numéricos empregando a formulação monobjetivo desenvolvida e a técnica inteligente levantada;
5. O Capítulo 6 contém os resultados usando as formulações multiobjetivos para coordenar os dispositivos de proteção (NSGA-II e MOPSO);
6. E por fim, o Capítulo 7 demonstra as conclusões deste documento e trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, algumas considerações fundamentais sobre a proteção de SEP serão vistas, informando sobre os elementos constituintes dessa estrutura, bem como sobre o conceito de coordenação de relés. Em seguida, os trabalhos encontrados na literatura que empregam métodos clássicos e heurísticos para o desenvolvimento desta pesquisa serão mostrados.

2.1 Apreciações Essenciais sobre Proteção de SEP

No SEP podem ocorrer falhas não previstas em seus componentes, resultando em interrupções de energia elétrica aos consumidores ligados a rede, diminuindo a qualidade do serviço prestado pela concessionária. Em geral, o defeito mais comum é o curto-circuito, que provoca corrente elétrica de alta amplitude na região afetada, podendo causar danos irreparáveis nos circuitos e equipamentos do sistema.

Não apenas o curto-circuito, mas também a sobrecarga ocasionada pelo excesso de potência a ser entregue a uma carga, como motores de indução, se for mantida por longo período, pode ocasionar danos ao sistema devido ao aquecimento de cabos. Além desses dois fenômenos, é bom lembrar as subtensões e sobretensões, que são causadas por curtos-circuitos ou até mesmo por fenômenos incontrolláveis da natureza (descargas atmosféricas) ou manobras na subestação (abertura ou fechamento de chaves seccionadoras, por exemplo).

As interrupções no SEP, em geral, podem ser causadas por fenômenos naturais e condições ambientais, falhas em materiais e equipamentos, falhas humanas ou operacionais, abrangendo o sistema de proteção e medição, bem como objetos estranhos sobre a rede. A origem das interrupções podem ser de linha de transmissão, rede de distribuição, barramento de subestação, transformador de potência, gerador e do próprio consumidor. Normalmente, a maioria das interrupções acontecem em um período curto de tempo (aproximadamente três minutos). Os curtos-circuitos fase-terra são predominantes comparados ao curto-circuito bifásico e trifásico.

Um sistema de proteção é composto por um conjunto de elementos, cada qual desempenhando a sua função no intuito de mitigar a falta o mais rápido possível. De maneira bem sucinta, esses componentes são:

1. **Relés:** são dispositivos que oferecem proteção a um SEP em diversas maneiras: curto-circuito, sobrecarga, sobretensão, subtensão, subfrequência, entre outras anomalias. Além disso, eles são dotados de bobinas e circuitos de pequeno consumo de energia.

2. **Fusíveis:** elementos bastante usados na proteção de redes de distribuição urbanas e rurais (no primário dos transformadores e início de ramais), devido ao baixo custo e desempenho favorável para o nível de proteção desejado. No interior do cartucho de uma chave fusível está instalado o elo fusível, responsável pela proteção.
3. **Religadores:** são equipamentos automáticos de interrupção de corrente elétrica preparado para executar um plano de sucessivos religamentos (operações de abertura e fechamento de um circuito), na ocorrência de uma falta elétrica.
4. **Seccionadores:** são equipamentos utilizados em redes de distribuição, comumente ligado à operação de religadores, destinado a seccionar definitivamente um trecho da rede submetida a uma falta.
5. **Disjuntores:** Diferentes dos fusíveis que ficam inutilizados após a utilização, os disjuntores são dispositivos eletromecânicos que atuam automaticamente quando ocorre alguma anomalia no sistema elétrico. Após o defeito ser sanado, o disjuntor pode ser rearmado manualmente ou por telecomando.
6. **Transformadores de corrente:** são elementos empregados para reduzir a corrente elétrica proveniente do SEP (lado primário) para níveis aceitáveis pelos relés (lado secundário). O valor no segundo lado normalmente é 1 ou 5 A.
7. **Transformadores de potencial:** são dispositivos instalados no circuito para diminuir a tensão elétrica para níveis aceitáveis pelo equipamento de proteção ou medição.

O sistema de proteção, quando submetido a correntes anormais, deve atuar nos dispositivos de maneira a desenergizar somente a parte do trecho afetado, acionando a proteção principal ou a proteção de retaguarda, caso a principal falhe. O conceito de proteção de retaguarda está intimamente ligado ao estudo de coordenação da proteção¹, também chamada como seletividade. A seletividade pode ser três tipos diferentes: (a) por corrente (amperimétrica), (b) por tempo (cronométrica) e (c) lógica.

A coordenação em um sistema de proteção pode ser realizada entre relés-relés, entre elos fusíveis, entre disjuntores, entre disjuntores e elos fusíveis, envolvendo religadores, entre religadores de subestação e seccionadores, entre religadores da subestação, seccionadores e elos fusíveis, entre outros.

¹ Para possibilitar o adequado funcionamento do sistema de proteção em caso de falha total ou parcial dos dispositivos de proteção, a proteção do SEP se dá em dois níveis principais, isto é, a proteção primária, que atuará prioritariamente na remoção do curto-circuito, e a proteção secundária (conhecida também como proteção de retaguarda ou de *backup*), que será solicitada somente em caso de falha da proteção primária, respeitando um atraso de tempo denominado ITC.

Os elementos de proteção mencionados anteriormente podem pertencer a diferentes de níveis de tensão, sendo que os fusíveis, religadores e seccionadores são encontrados em sistemas de distribuição de energia elétrica e os relés e disjuntores são detectados nesses sistemas e também na transmissão de energia elétrica. Salienta-se que este trabalho abrange somente os componentes que certamente serão encontrados tanto na transmissão, subtransmissão ou distribuição de energia elétrica, mais especificamente, tratar-se-á sobre os relés.

Assim sendo, a proteção de SEP é essencial para garantir a segurança da infraestrutura e equipe técnica em caso de anormalidades decorrentes de curtos-circuitos. O tempo de atuação dos relés de proteção, juntamente com a atuação dos disjuntores, deve ser rápido o suficiente para evitar a deterioração de elementos vitais para a rede elétrica. Além disso, outra importante característica de um sistema de proteção é a confiabilidade dos equipamentos de proteção, associada à probabilidade, em certas condições, de realizarem adequadamente suas funções conforme previsto em projeto (ANDERSON, 1999).

Em sistemas elétricos com características estritamente radiais, os relés de sobre-corrente proporcionam uma proteção eficaz, entretanto, quando o SEP é malhado, a contribuição para a corrente de falta pode vir de direções distintas e, por essa razão, recomenda-se o uso dos RDS, já que sua atuação é resultante da combinação das unidades direcional e de sobre-corrente (PHADKE; THORP, 1990).

Três vertentes de pesquisa são (a) aquelas baseadas em estudo de área de ajuste, (b) aquelas baseadas em programações matemáticas para otimização (métodos clássicos) e (c) aquelas baseadas em inteligência computacional (métodos heurísticos). As principais pesquisas consideram a obtenção da coordenação entre os RDS de SEP malhados por meio da minimização do tempo de atuação dos RDS primários respeitando-se as restrições impostas pelo problema de coordenação (ALKARAN et al., 2016; HUSSAIN; RAHIM; MUSIRIN, 2013).

2.2 Coordenação de Relés via Estudo de Área de Ajuste

Essa vertente é exemplificada pelo trabalho de Negrão e Vieira (2014). Eles empregam pontos de referência formado por correntes de curto-circuito estrategicamente escolhidas juntamente com a faixa de ajuste da corrente de *pick-up* para formação de uma área de referência, definindo uma região factível de ajuste do RDS. A análise é feita relé a relé tendo simplicidade no tratamento do problema.

2.3 Coordenação de Relés via Métodos Clássicos

Diversos trabalhos abordam as técnicas matemáticas convencionais. Por exemplo, Urdaneta, Nadira e Jimenez (1988) exploram o problema por meio de um processo iterativo,

usando inicialmente o método Simplex. De posse do valor da corrente de *pickup*, a solução final é obtida através da aproximação do gradiente reduzido generalizado.

Perez e Urdaneta (1999) demonstram 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. Para facilitar a resolução, normalmente algumas variáveis do problema são pré-fixadas, tornando-o um caso de Programação Linear (PL) (NOGHABI; MASHHADI; SADEH, 2010).

Para sistemas de grande porte, os métodos que utilizavam PL regularmente encontravam problemas de convergência e nem sempre atingiam o ótimo global. Até meados de 2000, o problema de coordenação era resolvido apenas por meio do tradicional método Simplex. Nesse contexto, Urdaneta et al. (2001) propõem uma técnica que utiliza o algoritmo Primal-Dual-Previsor-Corretor de pontos interiores, considerando unidades de *backup* com tempo definido (segunda zona de relés de distância e relés de falha de disjuntor).

Além do entrave da convergência, o emprego de PL não representa a característica discreta encontrada em diversos relés. Há trabalhos que abordam a natureza discreta dos ajustes de corrente e de tempo, respectivamente MC e Múltiplo de Tempo (MT), utilizando o programa de computador *General Algebraic Modeling System (GAMS)*² (ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2004). Já em Zeineldin, EL-SAADANY e Salama (2005), a coordenação é abordada por meio de várias formulações usando PL, Programação Não Linear (PNL) e Programação Inteira Mista (PIM).

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 relés de sobrecorrente resolvendo diretamente essas restrições baseadas nas regras de otimização sem formar qualquer função objetivo. O trabalho de Ezzeddine e Kaczmarek (2011) foi desenvolvido sob este propósito.

Mais adiante, outros trabalhos que empregam métodos clássicos de otimização serão comentados na Tabela 2.

2.4 Coordenação de Relés via Métodos Heurísticos

Problemas que têm uma vasta variedade de soluções e que exigem um alto esforço computacional para atingir o ótimo global com maior facilidade em espaços com a presença de vários ótimos locais, cada vez mais estão sendo resolvidos através de meta-heurísticas em substituição aos métodos clássicos de Otimização, tais como Programação Inteira (PI), PIM e PNLIM. Uma má escolha nos valores aleatórios iniciais pode conduzir a solução

² GAMS: É uma IDE (*Integrated Development Environment*) de otimização e programação numérica e atua como compilador integrado a um conjunto de *solvers* de alto desempenho.

final para uma região de ótimo local. As meta-heurísticas³ têm sido largamente usadas em diferentes áreas do conhecimento, como sistemas elétricos (HUTTERER et al., 2014), planejamento de trajetória de aeronaves (CHAIMATANAN; DELAHAYE; MONGEAU, 2014), desenvolvimento de dispositivos eletromagnéticos (ZHANG et al., 2013) e problema de programação de operações *flow shop* (MARICHELVAM; PRABAHARAN; YANG, 2014).

Nas últimas décadas, o desenvolvimento de métodos heurísticos que resolvam o problema da coordenação de relés tem sido motivado, tais como Algoritmo Genético (AG) (BOTTURA et al., 2014; NAJY; ZEINELDIN; WOON, 2013), *Particle Swarm Optimization* (PSO) (BERNARDES et al., 2013; MANCER et al., 2015), Evolução Diferencial (MOIRANGTHEM et al., 2013) e até mesmo algoritmos híbridos que incorporam técnicas matemáticas convencionais. O intuito de tal investigação é suavizar o trabalho do engenheiro de proteção devido ao grande conjunto de restrições na operação dos dispositivos e diminuir a quantidade de horas trabalhadas pela automatização do processo. Além disso, inserir o conceito de proteção adaptativa na estrutura do sistema elétrico, contribuindo para a evolução da rede tornando-o mais inteligente.

Na literatura recente, diversos trabalhos têm largamente abordado o emprego de meta-heurísticas para solucionar o problema de coordenação de RDS, inserindo novos elementos e intensificando a complexidade dos casos.

O algoritmo PSO é utilizado em Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe (2007) para o cálculo dos múltiplos de tempo para garantir a coordenação dos RDS. Já em Zeineldin, El-Saadany e Salama (2006), o PSO é utilizado para obter as correntes de partida que promovem a atuação coordenada dos relés. Uma versão modificada do algoritmo PSO, denominada *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (EPSO), para obter ambos os ajustes dos RDS é apresentada em Leite, Barros e Miranda (2010). Assim como os algoritmos PSO e EPSO, o uso de AG também é eficazmente aplicado à coordenação dos RDS para encontrar os ajustes de tempo (RAZAVI et al., 2008), e também para a determinação dos ajustes de corrente simultaneamente (BEDKAR; BHIDE, 2011). O uso de algoritmos híbridos, que incorporam AG e técnicas convencionais, é observado no trabalho de Noghabi, Sadeh e Mashhadi (2009). Outros trabalhos que usam AG e PSO e suas variantes são Sueiro et al. (2012), Mohammadi et al. (2011), Chabanloo et al. (2008), Razavi et al. (2008) e Moravej e Gholamzadeh (2012).

Além delas, existem outras formas de abordagem, tais como aquelas que empregam Algoritmo de Busca Harmônica (ABH) (BARZEGARI; BATHAEE; ALIZADEH, 2010),

³ A meta-heurística, foco deste trabalho, é considerada uma evolução dos algoritmos heurísticos, em que analisa um conjunto reduzido do espaço de busca e essa etapa é realizada de maneira ordenada, de forma que seja visitada a solução ótima global ou uma solução quase ótima global.

Algoritmo de Evolução Diferencial (AED) (MOHSENI; AFROOMAND; MOHSENIPOUR, 2011; THANGARAJ; PANT; DEEP, 2010), Colônia de abelhas (CA), Máquina de Vetor Suporte (MVS) (RAVIKUMAR; THUKARAM; KHINCHA, 2010; RAVIKUMAR; THUKARAM; KHINCHA, 2009), encontrando soluções factíveis e de boa qualidade a um custo computacional admissível. Embora não haja uma clara comprovação científica quanto à convergência da solução ótima, há circunstâncias (dependendo do número de iterações e do tamanho do vetor de soluções candidatas) que estas técnicas atingem resultados melhores que o método clássico (VIJAYAKUMAR; NEMA, 2008; ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2006).

Geralmente, a fim de aumentar a segurança das redes elétricas frente aos curtos-circuitos, em uma mesma linha de transmissão são empregados vários tipos de dispositivos de proteção, como RDS e relés de distância (CHABANLOO et al., 2011; SADEH; AMINOTOJARI; BASHIR, 2011), e estes devem estar coordenados e seletivos entre si.

Outro ponto que merece destaque é a análise constante do sistema elétrico de transmissão em que estão inseridos produtores independentes de energia, por exemplo à base de cana-de-açúcar, que alteram constantemente seus regimes de funcionamento. No campo da distribuição de energia elétrica, o impacto de geradores distribuídos na coordenação de relés de sobrecorrente é comum (JAVADI; KHEDERZADEH, 2013; LEE; SON; PARK, 2011b; LEE; SON; PARK, 2011a; EL-KHATTAM; SIDHU, 2009).

Ademais, Yang e Liu (2013) aplica o método Simplex de Nelder e Mead juntamente com PSO para solucionar o problema de otimização. O método NM-PSO proposto teve vantagem sobre o método clássico puro, com movimento mais rápido em direção a solução ótima. Para resolver problemas de otimização restrita, os autores inseriram um método de reparo baseado em gradiente no algoritmo já híbrido. Os estudos foram realizados no sistema IEEE de 8 barras e o desempenho entre o NM-PSO e PSO foram comparados.

No trabalho de Chen e Lee (2014) é proposto um método de proteção adaptativa em um SEP que pode estar sujeito a um carregamento máximo (horário de pico) ou mínimo (fora do horário de pico), usando um sistema de controle supervisorio e aquisição de dados (SCADA). Normalmente, os relés de sobrecorrente são coordenados sob carga máxima e geração condizente com a demanda, mas seus ajustes podem não ser ideais se a corrente elétrica diminuir significativamente durante o horário fora de pico.

Já em Chen, Lee e Chang (2013) é apresentado um modelo para coordenar relés de sobrecorrente em um sistema de distribuição usando AG, envolvendo proteção de transformador. Tipos de curvas tais como muito inversa, moderada ou normal inversa são consideradas nas simulações.

Empregando algoritmo de enxame de vaga-lumes modificado, termo do derivado do inglês *Modified Swarm Firefly Algorithm* (MSFA), Hussain et al. (2014) coordena RDS

considerando o efeito do tamanho da população. A técnica foi comparada com os resultados obtidos no PSO.

No artigo de Farzinfar, Jazaeri e Razavi (2014) é desenvolvido uma formulação para coordenação de relés de distância juntamente com RDS, como relés de *backup*. O autor propõe o *Multiple Embedded Crossover Particle Swarm Optimization*, que atualiza o vetor velocidade, melhorando a diversidade do enxame, a exploração e capacidade de busca global do algoritmo PSO básico.

Também abordando os relés de distância, Haj-ahmed e Illindala (2014) mostra uma solução para o problema de *load encroachment*⁴ na zona 3. Um algoritmo de releamento adaptativo baseado em multiagente é usado, sendo examinado em um sistema elétrico radial e em *loop*. Os resultados mostram que o algoritmo foi superior a métodos tradicionais de ajuste Mho e Quad.

Usando algoritmo de evolução diferencial, Shih, Enríquez e Treviño (2014) formula o problema de coordenação de relés de maneira *on-line*. O caso é comparado com AG e colônia de formigas, testando a rapidez do processamento, robustez, convergência e qualidade dos resultados.

Em Najy, Zeineldin e Woon (2013), um esquema de proteção em microrrede que busca otimizar o tamanho dos limitadores de corrente de falta e os ajustes dos RDS é proposto. O esquema de proteção é otimamente desenvolvido em dois modos de operação (rede conectada e ilhada). Adicionalmente, o problema foi formulado como um caso de PNL restrito com uma técnica de penalidade estática. O método proposto tem sido testado em duas redes elétricas de média tensão.

Sendo diferente dos anteriores, Pandi, Zeineldin e Xiao (2013) cria um problema de otimização para determinar o nível máximo de penetração de Geração Distribuída (GD) selecionando de forma ótima o tipo, a localização e o tamanho da unidade geradora. No estudo foi levado em consideração os limites de distorção harmônica individual especificados pela norma IEEE-519, os limites de tempo de operação dos relés de sobrecorrente e as restrições de coordenação da proteção.

O artigo de Singh, Panigrahi e Abhyankar (2013) discute sobre a aplicação do algoritmo *Teaching Learning-Based Optimization (TLBO)* para a coordenação de RDS em um SEP malhado. Combinação de relés primários e secundários é escolhido usando um vetor Far da estrutura LINKNET para evitar a descoordenação dos relés. A função objetivo modifica o tempo de operação entre os relés principais e seus respectivos secundários. Os resultados têm sido verificados usando o *software Digsilent Power Factory*.

⁴ Quando a impedância medida, pela corrente de carga e tensão, excede a impedância determinada pelo limite de carga de um relé de impedância em um específico fator de potência. Essa condição é especialmente prevalente em linhas longas, altamente carregadas ou com zonas de grande impedância, tais como na terceira zona (ERLPHASE Power Technologies, 2018).

Dependendo da capacidade, tipo e localização, a GD pode ter impacto na coordenação de RDS em sistemas malhados. No trabalho de Zeineldin et al. (2013), propõe-se o “índice de coordenação da proteção”(ICP), que pode servir como um indicador eficiente para planejamento de sistemas de distribuição, contribuindo para determinar os locais candidatos mais indicados para GD, bem como mensurar o impacto de consumidores proprietários de GD na proteção do sistema de distribuição (concessionária).

Um ajuste duplo de RDS é proposto em Zeineldin et al. (2015) para proteger sistemas malhados de distribuição com presença de GD, sendo comparado com o método convencional. O esquema proposto é aplicado em um sistema-teste IEEE de 30 barras equipado com GD.

Lu e Chung (2013) apresenta um método prático para inspecionar e reparar interseções de curvas que ocorrem em pares de relés de sobrecorrente de sistemas de subtransmissão. Esse tipo de descoordenação pode provocar o *trip* de relés de *backup* prematuramente, antes do relé primário atuar, resultando na expansão inesperada de áreas sob *blackout*. O método proposto é baseado em equações de curvas características do padrão *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e *International Electrotechnical Commission* (IEC) de relés digitais de sobrecorrente e em uma equação customizada para relés eletromecânicos de sobrecorrente.

O impacto de faltas trifásicas e fase-terra francas na coordenação da proteção de um sistema de distribuição conectado em uma microrrede é discutido em Yang e Chang (2013). Como relés convencionais de sobrecorrente não são capazes de detectar falta de alta impedância, dispositivos eletrônicos inteligentes combinados com transformada *Wavelet* e redes neurais é proposto para detectar adequadamente a falta de alta impedância e identificar a falta sob defeito.

O artigo de Soria, Enríquez e Guajardo (2014) apresenta uma formulação generalizada de um relé de sobrecorrente de tempo inverso que pode gerar curvas de tempo inverso não-convencionais. O método proposto considera que o dial de tempo está em função da corrente de falta. A representação digital do movimento do disco de indução e o dial de tempo resulta em curvas que podem ser utilizadas em qualquer problema de coordenação de relés que necessitam de dispositivos dessa natureza.

Comassetto et al. (2008) desenvolve uma ferramenta computacional com objetivo de determinar automaticamente o ajuste de diversos dispositivos de proteção em redes de distribuição para obter a melhor solução técnica, otimizando o desempenho do caso e tornando os estudos de proteção mais fácil. Seu programa considera uma base de dados histórica de interrupções, já acontecidas, no sistema elétrico sob estudo.

Em adição, Tippachon e Rerkpreedapong (2009) mostra uma metodologia de otimização multiobjetivo usando colônia de formigas para otimizar a localização de chaves

e dispositivos de proteção em sistemas elétricos de distribuição, melhorando a confiabilidade da rede com baixo custo. Identificar o tipo e a localização desses equipamentos é um problema com função não linear e não diferenciável.

Usando uma aproximação multiobjetivo para confiabilidade de redes de distribuição, Pombo, Murta-Pina e Pires (2015) utiliza um algoritmo memético, em que o tipo do equipamento (seccionadoras, chaves ou religadores) e suas localizações são otimizadas. Os múltiplos objetivos consideram encontrar os valores ótimos no intuito de minimizar o custo total dos equipamentos e no mesmo tempo minimizar o índice de confiabilidade de dois sistemas de proteção. Para resolver o problema, um algoritmo evolucionário memético é proposto, que combina o NSGA II com um algoritmo de busca local.

Salazar, Enríquez e Schaeffer (2015) mostra a coordenação de RDS considerando mais do que um nível de corrente de curto-circuito e curvas de tempo inverso não padronizadas. Um método baseado em AG tem sido proposto, obtendo adequados ajustes nos dispositivos de proteção.

Um novo método para a coordenação de RDS a fim de reduzir o tempo do relés primários e secundários usando NSGA II é apresentado em Moravej, Adelnia e Abbasi (2015). Em contraste aos métodos inteligentes convencionais, esse método proposto não requer fatores de ponderação para a conversão de uma função multiobjetivo em função mono-objetivo equivalente.

Por sua vez, Sharaf et al. (2015) propõe uma estratégia de coordenação otimizando dois parâmetros de curvas temporizadas, juntamente com o dial de tempo e o múltiplo da corrente. O problema de coordenação é tratado como um caso de PNL, minimizando a soma do tempo de operação dos dispositivos envolvidos, bem como alternando os locais de aplicação de faltas.

Em conclusão, alguns trabalhos importantes coletados em revistas entre os anos de 1964 a 2017 que empregam métodos clássicos e heurísticos de otimização podem ser encontrados na Tabela 2.

Tabela 2: Histórico científico sobre a coordenação de relés (1964 - 2017)

N.	Autor(es), Ano	Sinopse
1	Albrecht et al. (1964)	Explicação de um programa desenvolvido para coordenação de dispositivos de proteção após força-tarefa entre <i>Consumers Power Company</i> e <i>Westinghouse Electric Corporation</i>
2	Gastineau et al. (1977)	Programa interativo entre engenheiro – máquina para ajustar relés de distância e relés de <i>backup</i> de neutro
3	Schultz e Waters (1984)	Programa para coordenação de relés em um sistema elétrico real com quatro módulos: parâmetros, comentários, pares de coordenação e verificação da operação
4	Cauthen e McCannon (1988)	Explicação sobre <i>Computer-Aided Protection Engineering</i> (Cape)

Continua na próxima página

Tabela 2 – continuação da página anterior

N.	Autor(es), Ano	Sinopse
5	Kumar, Venkata e Damborg (1989)	Proteção adaptativa de um sistema de transmissão considerando abertura de linhas paralelas
6	Ruschel e Ashley (1989)	Coordenação convencional entre relés, religadores e fusíveis
7	Rogers, Ramaswami e McGuire (1990)	Demonstração de uma interface gráfica que auxilia na tarefa de coordenação
8	Efthymiadis, Roennspiess e Guerra (1990)	Consideração de simulação dinâmica de falta
9	Mendis, Bishop e Gonzalez (1991)	Regras tradicionais para coordenação de transformadores de distribuição
10	Computer. . . (1991)	Padrão de procedimentos técnicos para coordenação de relés a ser usado em um programa
11	Ramaswami e McGuire (1992)	Explicação de melhorias no Cape
12	Henville (1993)	Uso de relé com curva inversa e tempo definido
13	Elrafie e Irving (1993)	PL com relaxação da restrição
14	Goswami e Basu (1994)	Pacote computacional para ensino de determinação de pares e coordenação de relé
15	Kawahara et al. (1995)	Ajuste baseado na habilidade de engenheiros experientes (proteção de linhas de transmissão)
16	Urdaneta et al. (1996)	PL (método clássico)
17	Urdaneta, Perez e Restrepo (1997)	Consideração da mudança na topologia da rede elétrica nos casos estudados
18	Madani (1998)	Teoria de Grafo para coordenação de relés
19	Perez e Urdaneta (1999)	Relés de tempo definido como <i>backup</i> na otimização de relés direcionais usando PL
21	So e Li (2000)	Coordenação de relé de sobrecorrente via Programação Evolucionária
22	Urdaneta et al. (2001)	Algoritmo de Ponto Interior
23	Abdelaziz et al. (2002)	Proteção adaptativa considerando alteração topológica usando sistema de supervisão e aquisição de dados ⁵
24	Abyaneh et al. (2003)	Coordenação em um sistema interconectado baseado nas restrições e o dial de tempo é gradualmente elevado, iniciando em valores mínimos
25	Silva, Pereira e Mantovani (2004)	Alocação otimizada de dispositivos de proteção em pontos estratégicos usando PL e AG
26	Karegar et al. (2005)	Via pré-processamento, o trabalho reduz o número de restrições e detecta aquelas que podem tornar infactível o problema
27	Birla, Maheshwari e Gupta (2006)	O trabalho verifica a influência de curtos-circuitos na barra remota na coordenação usando Programação Quadrática Sequencial
28	Birla, Maheshwari e Gupta (2007)	Introdução de restrições adicionais para lidar com o risco de <i>trips</i> indesejados, que dependem da localização e nível de falta
29	Ravikumar, Thukaram e Khincha (2009)	Máquina de vetor suporte é usado como classificador de padrão para obter a coordenação de relés de distância, considerando várias condições de operação e resistência de falta
30	Thangaraj, Pant e Deep (2010)	Cinco versões modificadas de Algoritmo de Evolução Diferencial (MDE1, MDE2, MDE3, MDE4 e MDE5)
31	Chabanloo et al. (2011)	Coordenação de relés envolvendo relés de sobrecorrente e de distância (zonas 1 e 2) por meio de Algoritmo Genético
32	Amraee (2012)	<i>Seeker Algorithm</i>
33	Singh et al. (2014)	Os ajustes obtidos são testados no <i>software</i> comercial DigSilent
34	Shih, Salazar e Enríquez (2015)	Proteção adaptativa utilização a técnica de colônia de formigas

Continua na próxima página

⁵ Também conhecido como *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA)

Tabela 2 – continuação da página anterior

N.	Autor(es), Ano	Sinopse
35	Costa et al. (2017)	• Técnica multiobjetivo para melhorar a robustez da coordenação de relés, combinando NSGA-II, Evolução Diferencial e Programação Matemática
36	Castillo, Conde e Shih (2018)	• Emprego de <i>Invasive Weed Optimization</i> e curvas não tradicionais

Este trabalho além de realizar a coordenação entre relés usando diversas curvas e normas, unidades instantâneas, duas abordagens multiobjetivos são demonstradas. A primeira inclui um ITC variável, uma vez que na literatura esses valores são normalmente fixos. Transforma-se a restrição de desigualdade (tipo *hard*) que lida com ITC (valor fixo) em uma restrição tipo *soft*, todavia ainda respeitando os limites operativos do SEP e equipamentos de proteção. Já a segunda minimiza a quantidade de ajustes dos parâmetros realizados pelo operador, podendo ser visualizadas diversas soluções com certo *trade-off* e que atendam as restrições operacionais.

O próximo capítulo tratará sobre pontos levantados na modelagem da função objetivo e restrições do problema de coordenação e seletividade de relés.

3 COORDENAÇÃO DE RDS CONSIDERANDO OTIMIZAÇÃO SIMULTÂNEA DAS UNIDADES TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA E CONTINGÊNCIAS EM CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLADOS

3.1 Considerações iniciais

Convém salientar, que antes de trabalhar com a solução multiobjetivo, é fundamental estruturar o modelo matemático de forma sistemática resolvendo diversas questões para a coordenação de relés. Por exemplo, calcular o tempo ótimo dos dispositivos em conjunto com a unidade instantânea, visto que esse elemento acelera a extinção do defeito, tanto para a proteção de fase quanto para de neutro. Geralmente, na literatura científica não estuda em profundidade essa unidade e levando em consideração eficientes estratégias para ajuste, abordando com mais intensidade para efeitos de análises e resultados. Além disso, todas as correntes de falta elétrica devem contemplar tanto a magnitude quanto o ângulo, eliminando as correntes que estão na direção contrária àquela ajustada pelo relé.

Outro aspecto a ser levado em consideração e bem enfatizado neste documento, é o uso de diferentes topologias para a aplicação de curto-circuito. Alguns artigos levam em consideração o fato que contingências de natureza $N - 1$ ou reconfiguração topológica de rede são importantes para a proteção adaptativa (SHIH; ENRÍQUEZ; TREVIÑO, 2014; HSIEH et al., 2014). Porém, circuitos mutuamente acoplados também devem ser incluídos, pois aumentam ainda mais a corrente de falta quando eles estão fora de serviço e aterrados, prejudicando a coordenação dos relés.

Este Capítulo apresenta um método robusto, utilizando relés com distintas características. Adicionalmente, contingências como a abertura e aterramento de linhas de transmissão formadas por diversos circuitos mutuamente acoplados são abordados nos estudos, bem como a coordenação simultânea das unidades temporizadas e instantânea (fase e neutro).

O restante deste Capítulo é organizado como segue: a Seção 3.2 trata a respeito das equações que regem o tempo de atuação dos relés. A Seção 3.3 mostra a importância da impedância mútua na proteção direcional, a Seção 3.4 discute quais e onde as correntes de curto-circuito são calculadas na rede elétrica sob estudo. As Seções 3.3 e 3.4 são importantes para compreender e suportar o método proposto. A formulação matemática monobjetivo é apresentada na Seção 3.5 e as formulações multiobjetivos nas Seções 3.6 e 3.7. Por fim, diversas distribuições de probabilidade para o otimizador são discutidas na Seção 3.9.

3.2 Equações matemáticas das curvas dos relés

As equações matemáticas dos relés de sobrecorrente foram definidas com base em trabalhos correlatos, como também a partir de dados obtidos do suporte técnico da *Electrocon*¹ e por meio do *Cape Database Editor*. É fundamental conhecer cada fórmula, visto que elas são importantes para a otimização dos dispositivos de proteção. Elas são identificadas por números, 2 a 9, 11 a 13, 19 e 27, conforme consta no banco de dados construído. O número máximo de coeficientes é de 40 termos ($K_1, K_2, K_3, \dots, K_{39}, K_{40}$), dependendo de cada equação.

A seguir, as equações das curvas que regem o funcionamento dos relés de sobrecorrente serão mostradas. Em todas as expressões, considera-se T_i - tempo de atuação em segundos do relé i ; MT - múltiplo de tempo; MC - múltiplo da corrente de *pickup* ($MC = I/I_p$); I - corrente de falta e; I_p - corrente de *pickup*.

Equação 3

De acordo com a norma Institute of Electrical and Electronics Engineers (1997) e os manuais Areva (2013) e Siemens (1997), a Equação 3 é definida como:

$$T_i = \left(\frac{K_2}{I/I_p^{K_3} - K_4} + K_1 \right) MT \quad (3.1)$$

Os termos K_1 a K_4 , que dependem do tipo da curva, são vistos na Tabela 3.

Tabela 3: Valores dos coeficientes da Equação 3 - Nomenclatura ALSTOM

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3	K_4
CO2 Inversa de Tempo Curto (P120)	0,00242	0,00342	0,02	1
IEEE Moderadamente Inversa (P120)	0,114	0,0515	0,02	1
CO8 Inversa de Tempo Longo (P120)	0,18	5,95	2	1
IEEE Muito Inversa (P120)	0,491	19,61	2	1
IEEE Extremamente Inversa (P120)	0,1215	28,2	2	1

A nomenclatura de cada curva pode variar dependendo do fabricante. Ocorre situação semelhante nas demais equações.

Equação 4

De acordo com a norma IEC (1989) e os manuais Siemens (1993) e Siemens (1997), a Equação 4 é definida como:

$$T_i = \left(\frac{K_1}{(I/I_p)^{K_2} - K_3} \right) MT \quad (3.2)$$

Os termos K_1 a K_3 , que dependem do tipo da curva, são vistos na Tabela 4.

¹ Contato: 405 Little Lake Drive, Suite C - Ann Arbor MI 48103 USA. E-mail: eii@electrocon.com.

Tabela 4: Valores dos coeficientes da Equação 4 - Nomenclatura ALSTOM

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3
IEC Inversa Padrão (P120)	0,14	0,02	1
IEC Inversa de Tempo Curto (P120)	0,05	0,04	1
IEC Muito Inversa (P120)	13,5	1	1
IEC Extremamente Inversa (P120)	80	2	1
IEC Inversa de Tempo Longo (P120)	120	1	1

Equação 5

Nesta seção é vista a equação de atuação com tempo definido. Nestes casos, só há o coeficiente $K_1 = 1$. Esse termo é multiplicado pelo ajuste do dial de tempo (Equação 3.3).

$$T_i = K_1 \times MT \quad (3.3)$$

Bastante simplificada, a Tabela 5 mostra o valor do coeficiente para a construção do polinômio.

Tabela 5: Valores dos coeficientes da Equação 5 - Nomenclatura GENERAL ELECTRIC

CURVA (NOME EXT.)	K_1
Tempo Definido 0-1 seg.	1

Equação 6

As Equações 3.4 e 3.5 são inerentes aos modelos REL 301/302 da fabricante “ABB”(proteção de sobrecorrente de neutro - retaguarda). Os coeficientes são visualizados na Tabela 6.

$$\text{Para } 1 < I/I_p < 1,5 \quad t = \frac{K_1}{(I/I_p) - 1} \times \frac{MT}{24000} \quad (3.4)$$

$$\text{Para } I/I_p \geq 1,5 \quad t = K_2 + \frac{K_3}{[(I/I_p) - K_4]^{K_5}} \times \frac{MT}{24000} \quad (3.5)$$

Tabela 6: Valores dos coeficientes da Equação 6 - Nomenclatura ABB

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5
CO-2 (Inversa de Tempo Curto)	510	112	735	0,675	1
CO-5 (Inversa de Tempo Longo)	22705	8197	13769	1,13	1
CO-6 (Tempo Definido)	1475	785	671	1,19	1
CO-7 (Moderadamente Inversa)	2491	525	3121	0,8	1
CO-8 (Inversa Padrão)	9200	478	4122	1,27	1
CO-9 (Muito Inversa)	9342	310	2756	1,35	1
CO-11 (Extremamente Inversa)	8875	110	17640	0,5	2

Equação 9

Essa fórmula é do tipo *I-Squared-T* para proteção de faltas (Siemens (1997), Equação 3.6).

$$T_i = \frac{(K_1 \times MT) - K_2}{(I/I_p)^{K_3} - K_4} + K_5 \times MT - K_6 \quad (3.6)$$

Os termos K_1 a K_6 podem ser visualizados na Tabela 7. Como de K_4 a K_6 são iguais a zero, observa-se que ela é bem semelhante as Equações 3.1 e 3.2.

Tabela 7: Valores dos coeficientes da Equação 9 - Nomenclatura GENERAL ELECTRIC

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
<i>I-squared-T</i>	50,7	-10,14	2	0	0	0

Equação 11

Refere-se à equação de curva residualmente dependente no tempo e é utilizada somente para faltas envolvendo a terra. Ela é mostrada na Equação 3.7 e seus coeficientes são vistos na Tabela 8.

$$T_i = MT [K_1 - K_2 \times \ln(I/I_p)] + K_3 \quad (3.7)$$

Tabela 8: Valores dos coeficientes da Equação 11 - relé ABB

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3
IDG (k=1,0)	5,8	1,35	0

Equação 12

Os relés da *Team Artech*² utilizam a Equação 3.8. Os dados dos coeficientes são vistos na Tabela 9.

$$T_i = MT \times \left[K_1 + \frac{K_2}{I/I_p - K_3} + \frac{K_4}{(I/I_p - K_3)^2} + \frac{K_5}{(I/I_p - K_3)^3} \right] \quad (3.8)$$

Tabela 9: Valores dos coeficientes da Equação 12 - TEAM ARTECHE

CURVA (NOME EXT.)	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5
ANSI Inversa	0,0274	2,2614	0,3	-4,1899	9,1272
ANSI Muito Inversa	0,0615	0,7989	0,34	-0,284	4,0505
ANSI Extremamente Inversa	0,0399	0,2294	0,5	3,0094	0,7222
ANSI Moderadamente Inversa	0,1735	0,6791	0,8	-0,08	0,1271

Equação 13

² O nome da empresa mudou para *Ingeteam*. É mencionado que é uma equação padrão do IEEE Std. C37.2, mas não há nenhuma referência a equações de relés neste padrão (ARTECHE, 2006)

A fórmula dessa curva foi extraída do banco de dados do Cape, não mencionando de maneira explícita o fabricante (Equação 3.9).

$$T_i = MT \times \left[\frac{K_1 + K_2}{I/I_p - K_3} + \frac{K_4}{(I/I_p)^2 - K_3} \right] \quad (3.9)$$

Por exemplo, para a curva “UDP Moderadamente Inversa”: $K_1 = 0,1597$; $K_2 = 0,8035$; $K_3 = 1$; e $K_4 = -0,6752$.

Os dados dos relés pesquisados foram agrupados em um banco de dados no formato *.txt. O padrão de entrada das informações é discutido no Apêndice A – Seção A.2.

A próxima seção tratará sobre a relevância de superlinhas paralelas frente a seus respectivos trechos em falta fase-terra adotando contingência $N - 1$.

3.3 Modelagem e importância das impedâncias mútuas na proteção direcional

Linhas paralelas de transmissão têm sido extensivamente utilizadas em sistemas elétricos de potência atuais devido a suas vantagens ambientais e econômicas em relação a linhas com circuito simples (elevada capacidade de transferência de potência, disponibilidade e compartilhamento do mesmo percurso) (XU et al., 2011; SHARAFI; SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2012). Para a adoção delas, diversos fatores devem ser considerados para a concretização de seu projeto, como custo de construção, capacidade de carregamento, relevo e a distância entre o centro de carga e os locais de geração (KANG et al., 2009).

Quando ocorre uma falta na linha de transmissão, é importante que o sistema de proteção seja robusto e rápido o suficiente para segregar a parte do circuito elétrico com anomalia. É bem sabido que, caso um relé seja aplicado para proteção de linhas paralelas, assumindo esses como circuitos independentes, o desempenho do relé pode ser degradado devido aos efeitos da impedância mútua entre esses circuitos (HU et al., 2002; WEI-QI; QIAN-JIN; CHUAN-JIAN, 2011; APOSTOLOPOULOS; KORRES, 2011).

Diante do exposto, encontrar o local exato ou mais próximo possível da ocorrência do defeito é um desafio na presença de circuitos duplos ou paralelos, pertencentes à mesma torre ou não, e com acoplamento mútuo associado. Em adição, o problema é agravado quando há injeção de potência em certas derivações desses circuitos. Esses fatores podem alterar significativamente a impedância aparente medida pelo relé de distância, tornando a situação pior ainda quando o impacto da resistência de falta é considerado, o que pode provocar a não-cobertura de uma certa zona pelo relé (MAKWANA; BHALJA, 2011).

Assim sendo, incorporar impedâncias mútuas na definição dos ajustes é fundamental. Para tal finalidade, 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 1 mostra duas linhas paralelas com o acoplamento mútuo. Para uma falta à terra próxima ou no próprio ponto P da linha PQ , nenhum problema de sensibilidade direcional ocorre em qualquer região que liga P a Q , como mostrado pelas setas direcionais da corrente I_0 . A corrente $3I_0$ que caminha de Q para P induz uma tensão de sequência zero na linha VW . A corrente de sequência zero I_{0M} na linha VW é dada pelas Equações 3.10, 3.11 e 3.12 (ELMORE, 1994).

$$I_{0M} = \frac{-C_0 I_0 (n Z_{0M}) + (1 - C_0) I_0 (1 - n) Z_{0M}}{Z_{0V} + Z_{0L} + Z_{0W}} \quad (3.10)$$

$$= \frac{[1 - (n + C_0)] I_0 Z_{0M}}{Z_{0V} + Z_{0L} + Z_{0W}} \quad (3.11)$$

$$= \frac{\Delta V_{WV}}{Z_{0V} + Z_{0L} + Z_{0W}} \quad (3.12)$$

sendo C_0 é a fração da corrente I_0 , n é a fração por unidade de Z'_{0L} da barra P até o ponto de falta, Z_{0M} é a impedância mútua entre duas linhas de transmissão, Z_{0V} é a impedância de terra de sequência zero do transformador em V , Z_{0L} é a impedância própria de sequência zero da linha de transmissão VW e Z_{0W} é a impedância de terra de sequência zero do transformador em W . Observando a Figura 1, o termo $-C_0 I_0 (n Z_{0M})$ é negativo devido à tensão induzida em VW ser de sinal contrário à tensão em PQ . Ainda, como a corrente de falta desloca de P para Q , a corrente induzida I_{0M} diminuirá até ser invertida, e então aumentará na direção contrária. Por exemplo, quando $(n + C_0)$ for igual a 1, I_{0M} será igual a zero. Se $(n + C_0)$ é maior do que 1, então I_{0M} será contrário.

Figura 1: Linhas de transmissão PQ e VW mutuamente acopladas com sequência zero isolada.

As condições de falta incluem vários cenários para o cálculo de curto-circuito, por exemplo, quando há linhas paralelas. É necessário verificar os efeitos nas correntes em caso de mudança topológica. Essa alteração na topologia inclui, por exemplo, o fato das linhas paralelas serem isoladas e aterradas em ambos terminais, já que a direcionalidade da corrente pode ser afetada. Considerando essas contingências, é comum encontrar significativos valores em comparação com a situação normal do SEP e a magnitude da

corrente dependerá da força do acoplamento mútuo. Uma curiosidade é que mesmo que a LT esteja aberta em ambas as extremidades, se um curto-circuito for aplicado em outra LT mutuamente acoplada a ela, correntes elétricas de sequência zero podem surgir nessa linha aberta caso ela esteja aterrada.

3.3.1 Barras de derivação, barras auxiliares e superlinhas

As redes elétricas podem apresentar circuitos paralelos com derivação ou barras auxiliares (CEPEL, 2013). Elas representam áreas de monitoramento pela concessionária, conexão de cargas, por exemplo. As barras auxiliares são nós criados virtualmente na rede estudada apenas para o intuito de facilitar os cálculos de falta elétrica intermediária, abertura, limitar até onde há efeito da impedância mútua ou outra alteração dos parâmetros dos cabos de uma linha. Por sua vez, as superlinhas são LTs formadas por mais de uma seção (vários circuitos simples conectados em série).

Acoplamentos mútuos podem existir apenas entre uma seção da linha de transmissão, expressando que a linha é parcialmente paralela, conforme observa-se na Figura 2. A barra B é considerada uma barra de derivação, enquanto A e D são caracterizadas aqui como auxiliares.

Os circuitos simples PA , AB e BQ formam a superlinha PQ , enquanto os circuitos simples VD e DW formam a superlinha VW . YZ é formada por único ramo.

Ocorrendo uma falta em PQ , mesmo a LT VW estando completamente aberta, mas aterrada, há circulação de corrente devido ao acoplamento mútuo, influenciando o trecho sob operação normal YZ . Por essa razão, a Seção 3.4 é importante, descrevendo sobre o tipo e a localização das faltas.

Figura 2: O trecho AB da linha PQ está mutuamente acoplado com VC da LT VW e este último com YZ através das impedâncias mútuas Z_{0m}^1 e Z_{0m}^2 , respectivamente.

Um algoritmo para a identificação de linhas de transmissão com barras de derivação (superlinhas) conectando circuitos distintos foi desenvolvido, considerando também os casos de circuitos mutuamente acoplados. O esquema do processamento topológico será

explicado em sequência (Seção 3.3.3). Criou-se uma interface entre a superlinha e todos circuitos necessários para sua formação (BERNARDES; ASADA; VIEIRA, 2015).

Normalmente, a formação de superlinha é necessária quando se deseja formar um circuito único enxergado pelo RDS, mesmo que existam barras de derivação entre as extremidades. Esse artifício foi empregado para o cálculo de faltas intermediárias (também conhecido como *mid-line*). As superlinhas servem de subsídios para estudos de coordenação de relés para encontrar adequadamente os valores de corrente de curto-circuito vistos pelos relés na situação normal de operação e diante de contingências da ordem $N - 1$ em circuitos duplos ou paralelos.

Os dados do sistema elétrico são oriundos do arquivo para cálculo de curto-circuito disponibilizado pela ONS. As informações são formatadas conforme padrão do *software* Análise de Faltas Simultâneas (Anafas)³ e a extensão usual é *.ANA (CEPEL, 2013). Nele é encontrada diversas informações do SEP brasileiro, como resistência e reatância dos circuitos, impedância mútua e tensões bases. A rede inteira tem 10.016 barras, 18.002 linhas de transmissão e 2.225 acoplamentos mútuos. Para os estudos de coordenação de RDS, uma porção do sistema elétrico será analisada.

3.3.2 Dificuldades rompidas

Para encontrar os circuitos ou as superlinhas paralelas, é necessário verificar os dados de impedância mútua. O circuito paralelo pode ser obtido diretamente desses dados, todavia a obtenção da superlinha de forma automática não é uma tarefa trivial, uma vez que alguns problemas devem ser sanados. As complexidades a serem enfrentadas são:

Presença de barra real

Em geral, uma superlinha é formada quando existe somente barras de derivação ou auxiliares entre duas barras reais. Barra real intermediária deve ser transformada em barra de derivação para formar a superlinha, caso seja necessário. Uma ocasião é quando o relé estudado protege mais de uma seção, todavia no banco de dados original, existe uma barra real no meio do percurso.

Por exemplo, os relés R3 e R4 protegem a linha 19200 – 19210 (nomeado como circuito 2) na Figura 3. Observando o banco de dados original, o relé R3 pertence ao trecho 19200 – 19219 e o relé R4 pertence ao trecho 19219 – 19210. A conexão da barra 19219, localizada no meio do circuito 2, é definida como um barra real na base de dados padrão (código $M = 0$), portanto não se trata de nenhuma derivação ou barra auxiliar ($M = 2$). Esse código é proveniente do formato Anafas.

Quando um curto-circuito *mid-line* (intermediário) de qualquer natureza a 99 % da barra 19200 é aplicado, o curto-circuito é localizado próximo da barra 19219, ao invés da

³ Programa computacional desenvolvido pela Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

Figura 3: Curto-circuito com presença de barra real intermediária 19219.

barra 19210, quando 19219 é considerado real (barra remota do relé R3). Se o curto-circuito for a 99 % da barra 19210 (relé R4), a situação é idêntica. Essa é uma circunstância a ser resolvida e que interfere nos algoritmos, pois o trecho de linha a ser protegido é definido como 19200 – 19210. A região de fronteira do curto-circuito *mid-line* ou *end-line* é sempre entre duas barras reais.

Como visto, esse problema atrapalha a análise de curtos-circuitos intermediários (no meio da linha). Uma solução para formar a superlinha é alterar o tipo da barra no arquivo do banco de dados para barra de derivação (coluna M = 0 $\rightarrow$ M = 2).

Presença de circuitos em derivação

No SEP, a presença de circuitos em derivação pode fazer com que diversas superlinhas passem por um mesmo trecho. De forma esquemática, a Figura 4 ilustra uma situação semelhante.

Figura 4: Circuito elétrico formado por barras reais e barras de derivação (numeração iniciando com #). Dessa forma, as barras #4 e #7 são de derivação, enquanto as demais são reais.

As superlinhas obtidas estão na Tabela 10. Ela pode ser encontrada usando busca em profundidade, que é um procedimento que realiza a visita em diversos nós em uma árvore qualquer, explicado na seção 3.3.3.

Observando a Figura 4, se o circuito 1 – 3 tiver impedância mútua com o trecho 1 – 4#, as superlinhas paralelas ao relé R1 (circuito 1 – 3) são todas aquelas que possuem o trecho 1 – 4#, ou seja, 1 – 2 ou 2 – 1 e 1 – 5 ou 5 – 1.

Tabela 10: Super-linhas obtidas oriundas da Figura 4

N.	Superlinha	Trechos percorridos	Relés
1	1 - 2	1 - #4; #4 - #7; #7 - 2	R5 - R6
2	1 - 3	1 - 3	R1 - R2
3	1 - 5	1 - #4; #4 - 5	R5 - $\emptyset$
4	2 - 1	2 - #7; #7 - #4; #4 - 1	R6 - R5
5	2 - 3	2 - 3	R4 - R3
6	2 - 5	2 - #7; #7 - #4; #4 - 5	R6 - $\emptyset$
7	2 - 6	2 - 6	R7 - R8
8	3 - 1	3 - 1	R2 - R1
9	3 - 2	3 - 2	R3 - R4
10	5 - 1	5 - #4; #4 - 1	$\emptyset$ - R5
11	5 - 2	5 - #4; #4 - #7; #7 - 2	$\emptyset$ - R6
12	6 - 2	6 - 2	R8 - R7

O circuito simples ou superlinha apenas onde o relé está instalado é obtido durante a etapa da alocação (escolha) do relé, antes mesmo do cálculo de curto-circuito. A partir disso, os circuitos ou as superlinhas paralelos são encontrados. Salienta-se que as etapas do processo como um todo serão vistas adiante.

Esforço computacional

Devido à natureza combinatorial, a montagem de um banco de dados contendo todas as superlinhas pode demandar um elevado custo computacional, dependendo do tamanho do SEP sob análise. Dessa maneira, um método mais eficiente (somente na região de interesse) tratando topologicamente essa questão foi desenvolvido. Ele é discutido a seguir.

3.3.3 Processamento topológico envolvendo circuitos mutuamente acoplados

Em relação aos circuitos paralelos e superlinhas, que podem influenciar no cálculo de curtos-circuitos devido às impedâncias mútuas, aqui é apresentado um método eficiente para a determinação de superlinhas baseado em teoria de Grafos e ferramentas como matriz de adjacência.

Diversos cenários devem ser levados em consideração para o cálculo de faltas elétricas. Quando existem linhas paralelas, é adequado verificar os efeitos da corrente no caso de alteração topológica, abrindo e aterrando as mesmas nas extremidades. Isso porque auxilia a identificar situações em que as correntes de curto-circuito assumem altos valores em comparação com as condições normais de operação. A magnitude da corrente dependerá da influência dos acoplamentos mútuos, podendo existir apenas em uma seção da linha de transmissão, significando que a linha é parcialmente paralela.

A representação em Grafos é adotada para determinar as superlinhas e linhas paralelas. Uma matriz de adjacência é empregada para armazenar as conexões e é codificada conforme Algoritmo 1.

O elemento da matriz de adjacência MA será a igual a $+1$ se i é uma barra real ($M = 0$). Se i não é uma barra real (derivação) ($M = 2$), então valerá -1 . Essa matriz tem característica esparsa no algoritmo desenvolvido nesta Tese.

Algoritmo 1: Matriz de adjacência**Resultado:** Matriz MA .**Início**

Crie matriz de adjacência esparsa MA com dimensão $NB \times NB$;
 Abra banco de dados *.ANA e carregue dados de barras e circuitos (seções ou ramos);
 Armazene a numeração das barras no vetor $B.Id$, tipo da barra no vetor $B.M$, a numeração das barras terminais bus_from de cada seção no vetor $L.DE$ e numeração das barras terminais bus_to de cada seção no vetor $L.PARA$;

Montagem da matriz MA ;**Para $i = 1$ até número de circuitos faça**

Como a numeração necessariamente não é contígua, encontre $posicao_de$ e $posicao_para$;

$posicao_de$ = posição da barra DE da i -ésima seção no vetor barra $B.Id$;

$posicao_para$ = posição da barra $PARA$ da i -ésima seção no vetor barra $B.Id$;

Se $B.M[posicao_de] \neq 2$ e $B.M[posicao_para] == 2$ **Então**

$MA[L.DE[i]][L.PARA[i]] \leftarrow -1$;

$MA[L.PARA[i]][L.DE[i]] \leftarrow +1$;

Senão se $B.M[posicao_de] == 2$ e $B.M[posicao_para] \neq 2$ **Então**

$MA[L.DE[i]][L.PARA[i]] \leftarrow +1$;

$MA[L.PARA[i]][L.DE[i]] \leftarrow -1$;

Senão se $B.M[posicao_de] == 2$ e $B.M[posicao_para] == 2$ **Então**

$MA[L.DE[i]][L.PARA[i]] \leftarrow -1$;

$MA[L.PARA[i]][L.DE[i]] \leftarrow -1$;

Senão

$MA[L.DE[i]][L.PARA[i]] \leftarrow +1$;

$MA[L.PARA[i]][L.DE[i]] \leftarrow +1$;

Fim

Fim

Retorna MA ;

Fim

Para reduzir o processamento, a busca é evitada nos seguintes casos:

1. Quando o circuito não é uma linha de transmissão. Neste caso, os circuitos que formam transformadores, geradores, capacitores, cargas e reatores *shunts* não são considerados temporariamente;
2. Em circuitos referentes a linhas de transmissão simples (somente barras reais em ambas extremidades);
3. Em circuitos com conexão a terra ou barras de referência;
4. Circuitos que não pertencem à área sob estudo.

Um fluxograma para encontrar superlinhas e circuitos com seção mutuamente acopladas pode ser visto na Figura 5. O desenho foi segmentado em partes para acomodar as informações. Inicialmente são encontrados os circuitos formados por uma seção ou formados por mais do que uma seção (superlinhas) em que os relés são responsáveis pela proteção, armazenando as barras e seções visitadas, a seção própria do relé (primeira seção encontrada), cálculo da reatância e resistência total da superlinha e equivalência entre 0,001 % da superlinha e seção (para curtos-circuitos *close-in*), por exemplo. Após isso, o algoritmo nomeado como *Parallel Lines* na Figura 5 é executado para encontrar os circuitos simples ou superlinhas que são paralelos ao relé sob análise.

Figura 5: Fluxograma mostrando como procede o tratamento topológico para conhecer circuitos paralelos simples e superlinhas considerando circuitos mutuamente acoplados

A informação de identificação do relé, barra DE, barra PARA e a distância em porcentagem do curto-circuito aplicado (falta intermediária) são variáveis de entrada. Esses dados são fundamentais para encontrar a superlinha a qual o relé pertence. Para cada superlinha i , verifica-se inicialmente se é um circuito formado por uma única seção (simples). Se sim, os dados de barra DE, barra PARA, número de circuito NC , resistência positiva, reatância positiva, resistência zero e reatância zero da seção já são armazenados. Caso contrário, uma busca em profundidade é realizada no intuito de atingir todos segmentos e guardar as informações. A identificação de cada barra visitada fica armazenada dentro da variável BRL .

A busca em profundidade é descrita pelos Algoritmos 2, 3 e 4. O Algoritmo 2 encontra o conjunto de seções das superlinhas a serem analisadas. Dentro dele, as barras são inspecionadas (varredura) de forma iterativa pelos Algoritmos 3 e 4. Essa varredura é realizada a partir de uma barra real, passando por diversas barras de derivação, até encontrar outra barra real.

Algoritmo 2: Busca em profundidade para encontrar as seções de cada superlinha (baseado em teoria de Grafos)

Resultado: Variável *ConjuntoTrechos*

Início

s -ésima superlinha é formada por barras reais em ambas extremidades: primeira barra terminal = $bus_from = BRK$ e segunda barra terminal = $bus_to = BRL$;

Para cada s -ésima superlinha **faça**

Se $MA[BRK][BRL] == 0$ **Então**

Imprime “Extremidades não adjacentes”;
Finalize algoritmo 2;

Fim

Declare o vetor *Trecho* e os seguintes vetores de vetores *TrechosExt1*, *TrechosExt2* e *ConjuntoTrechos*;

Se $MA[BRL][BRK] == -1$ **Então**

Execute Algoritmo 3: VarreBarra(MA , *TrechosExt1*, BRK , BRL);

Senão

Insira o valor de BRK no fim do vetor *Trecho*;
Insira vetor *Trecho* no fim do vetor de vetores *TrechosExt1*;
Limpe vetor *Trecho*;

Fim

Se $MA[BRK][BRL] == -1$ **Então**

Execute Algoritmo 3: VarreBarra(MA , *TrechosExt2*, BRL , BRK)

Senão

Insira o valor de BRL no fim do vetor *Trecho*;
Insira vetor *Trecho* no fim do vetor de vetores *TrechosExt2*;
Limpe vetor *Trecho*;

Fim

Para $i = 1$ até tamanho de *TrechosExt1* **faça**

Reverta a ordem dos vetores em *TrechosExt1* (primeiros vetores serão os últimos e vice-versa);

Para $j = 1$ até tamanho de *TrechosExt2* **faça**

Insira vetor *TrechosExt1*[i] no fim do vetor *Trecho*;
Insira vetor *TrechosExt2*[j] no fim do vetor *Trecho*;
Insira vetor *Trecho* no fim do vetor de vetores *ConjuntoTrechos*;
Limpe vetor *Trecho*;

Fim

Fim

Retorne conjunto de seções da superlinha s – variável *ConjuntoTrechos*;

Fim

Algoritmo 3: VarreBarra(MA , $TrechosExt$, $ExtremidadeAvaliada$, $ExtremidadeNaoAvaliada$)

```

Inicio
  Declare o vetor Trecho;
  Para  $i = 1$  até o número de linhas da matriz  $MA$  faça
    Se  $i$  é diferente de  $ExtremidadeAvaliada$  Então
      Retorne ao laço de repetição (continue);
    Fim
    Insira o valor de  $ExtremidadeAvaliada$  no fim do vetor Trecho;
    Para  $j = 1$  até o número de colunas da matriz  $MA$  faça
      Se  $j$  é diferente de  $ExtremidadeNaoAvaliada$  Então
        Retorne ao laço de repetição (continue);
      Fim
      Se  $MA[i][j] == 1$  Então
        Insira o valor de  $j$  no fim do vetor Trecho;
        Insira vetor Trecho no fim do vetor de vetores TrechosExt;
        Retire o último valor do vetor Trecho. No caso,  $j$ ;
      Fim
      Se  $MA[i][j] == -1$  Então
        Insira o valor de  $j$  no fim do vetor Trecho;
        Execute Algoritmo 4: VarreBarraIntermediaria( $MA$ ,  $TrechosExt$ , Trecho,  $j$ ,  $i$ );
        Retire o último valor do vetor Trecho. No caso,  $j$ ;
      Fim
    Fim
  Fim
Fim

```

Algoritmo 4: VarreBarraIntermediaria(MA , $TrechoExt$, *Trecho*, $N1$, $N2$)

```

Inicio
  Para  $i = 1$  até o número de linhas da matriz  $MA$  faça
    Se  $i$  é diferente de  $N1$  Então
      Retorne ao laço de repetição (continue);
    Fim
    Para  $j = 1$  até o número de colunas da matriz  $MA$  faça
      Se  $MA[i][j] == -1$  e  $j$  diferente de  $N2$  Então
        Declare vetor TrechoParaInserir;
        Insira vetor Trecho no fim do vetor TrechoParaInserir (concatenação);
        Insira o valor de  $j$  no fim do vetor TrechoParaInserir;
        Execute Algoritmo 4: VarreBarraIntermediaria( $MA$ ,  $TrechosExt$ ,
          TrechoParaInserir,  $j$ ,  $i$ );
      Fim
      Se  $MA[i][j] == 1$  e  $j$  diferente de  $N2$  Então
        Declare vetor TrechoParaInserir;
        Insira vetor Trecho no fim do vetor TrechoParaInserir (concatenação);
        Insira o valor de  $j$  no fim do vetor TrechoParaInserir;
        Insira o vetor TrechoParaInserir no vetor de vetores TrechoExt;
      Fim
    Fim
  Fim
Fim

```

Já em *Parallel Lines*, cada relé pertencerá a uma superlinha (circuito simples ou formado por diversos circuitos). Para cada seção i de cada superlinha encontrada w , verifica-se se essa seção é mutuamente acoplada com outra(s) seção(ões). Guarde essas seções em M (barra inicial, barra final e número de circuito). Se houver acoplamento, encontre todas superlinhas h que passam nessa(s) seção(ões) encontrada(s). O resultado é armazenado em arquivo.

3.4 Discussão sobre os critérios necessários para cálculo de curtos-circuitos e ajuste dos relés

Nesta seção, os procedimentos acerca dos critérios de proteção a serem praticados para a proteção de linhas de transmissão malhadas composta por relés direcionais de sobrecorrente (com unidade temporizada e instantânea) são propostos em um único estudo, fornecendo subsídios para coordenação usando algoritmos meta-heurísticos. Cabe salientar que na presença de relés de distância, um RDS primário é caracterizado como Proteção de Retaguarda Local (PRL) e seus respectivos RDS secundários são caracterizados como Proteção de Retaguarda Remota (PRR).

3.4.1 Determinação dos pares de relés primários e secundários

É importante determinar adequadamente o conjunto de pares dos relés a fim de calcular todas as restrições impostas. Uma ferramenta que, automaticamente, provê todos os possíveis pares dentro do sistema elétrico a ser analisado economiza tempo para coordenar esses dispositivos. Um algoritmo para automatização dessa etapa é desenvolvido em Bernardes (2013), sendo o usuário final responsável por aceitar ou não cada par encontrado, baseado nas ideias de Braga e Saraiva (1996) e Damborg et al. (1984), usando uma matriz de incidência BR com NB linhas e NR colunas, onde NB é o número de barras fisicamente existente e NR é o número de RDS.

A seguir, as correntes necessárias para os relés com unidade temporizada são discutidas.

3.4.2 Relés com unidade temporizada

- Curto-circuito para definição da corrente de *pick-up*

a) Proteção de fase:

- Valor mínimo da corrente de *pick-up* ($I_{p,min}^{Fase_{temp}}$): deve ser o máximo valor entre I_{nom}^{bay} (Equação 3.13) e o valor inferior da faixa de ajuste do relé $I_{p,min}^{fRDS_{temp}}$.

$$I_{nom}^{bay} = \tau \times I_{nom}^{LT} \quad (3.13)$$

$$I_{nom}^{LT} = \min\{I_{nom}^{disj}, I_{nom}^{secc}, I_{nom}^{bob}, I_{nom}^{TC_1}, I_{nom}^{cond}\} \quad (3.14)$$

$$\tau \geq 1 \quad (3.15)$$

em que: I_{nom}^{disj} – corrente nominal do disjuntor; I_{nom}^{secc} – corrente nominal da chave seccionadora; I_{nom}^{bob} – corrente nominal da bobina de bloqueio; $I_{nom}^{TC_1}$ – corrente nominal do Transformador de Corrente (TC) - lado primário e; I_{nom}^{cond} é a corrente nominal do condutor.

O termo τ é uma margem de segurança adotada, maior ou igual a 1, e aqui adotaremos o valor de 120%, considerando os limites e erros inerentes dos equipamentos como TC.

- Valor máximo da corrente de *pick-up* ($I_{p,max}^{Fase_{temp}}$): deve ser o menor valor entre o mínimo curto-circuito trifásico na barra remota⁴ $\check{I}_{3f_rem}^{I_1}$ e o valor superior da faixa de ajuste do relé $I_{p,max}^{fRDS_{temp}}$. I_1 é a corrente de sequência positiva.

b) Proteção de neutro:

- Valor mínimo da corrente de *pick-up* ($I_{p,min}^{Neutro_{temp}}$): neste caso, pode ser o maior valor entre o ajuste mínimo disponibilizado pelo relé $I_{p,min}^{nRDS_{temp}}$ e a corrente mínima $I_{nom}^{nOp.}$ que circula pelo neutro em condições normais de operação (possível desbalanço de carga).
- Valor máximo da corrente de *pick-up* ($I_{p,max}^{Neutro_{temp}}$): deve ser o menor valor entre o ajuste máximo do relé $I_{p,max}^{nRDS_{temp}}$ e o mínimo curto-circuito fase-terra na barra remota $\check{I}_{ft_rem}^{3 \times I_0}$. I_0 é a corrente de sequência zero. Em algumas situações é necessária estreitar essa faixa, por exemplo, devido ao curto-circuito de alta impedância ocasionado por trechos encostando na vegetação.

- Curto-circuito como referência para coordenação

- a) Proteção de fase: maior corrente de curto-circuito trifásico do tipo *close-in*⁵ e a corrente correspondente que circula pela proteção de retaguarda, considerando a existência de circuitos paralelos, o desligamento e aterramento dos mesmos ($I_{3f_closein}^{I_1}$).
- b) Proteção de neutro: semelhante ao item anterior, mas é considerado a maior corrente de curto-circuito fase-terra *close-in* e a corrente correspondente que circula pela proteção de retaguarda ($I_{ft_closein}^{3 \times I_0}$).

Caso seja necessário verificar a coordenação dos ajustes, alguns critérios devem ser contemplados e estão listados logo abaixo:

- Proteção de fase:

- a) Estudo de sensibilidade: mínima corrente de curto-circuito bifásico na barra remota $I_{ff_rem} (-j\sqrt{3} \times I_1)$, contemplando a presença de circuitos paralelos abertos e/ou aterrados.

⁴ A barra remota está situada na extremidade oposta àquela em que o relé sob análise encontra-se instalado.

⁵ Curto-circuito *close-in* é definido quando a falta elétrica é aplicada a 1% da distância à partir do relé (jusante)

- b) Estudo de coordenação: máxima corrente de curto-circuito trifásico na barra remota $I_{3f_rem}^{I_1}$, contemplando a presença de circuitos paralelos abertos e/ou aterrados.
- Proteção de neutro:
 - a) Estudo de sensibilidade: mínima corrente $3 \times I_0$ para faltas na barra remota (menor $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$), contemplando a presença de circuitos paralelos abertos e/ou aterrados.
 - b) Estudo de coordenação: máxima corrente $3 \times I_0$ para faltas na barra remota (maior $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$), contemplando a presença de circuitos paralelos abertos e/ou aterrados.

O fato das linhas paralelas serem abertas e aterradas é para verificar o nível de curto-circuito de natureza bifásica envolvendo a linha desligada e, principalmente, o fase-terra, pois uma manutenção programada dessas linhas podem afetar significativamente a magnitude da corrente de falta, atuando os relés de maneira imprópria. Linhas mutualmente acopladas em circuitos aterrados podem afetar os níveis de curto-circuito como visto na seção 3.3.

Agora as correntes de curto-circuito para a unidade instantânea são levantadas.

3.4.3 Relés com unidade instantânea

Por meio da obtenção de três correntes de curto-circuito em distintos locais, é possível ajustar o elemento instantâneo de acordo com as peculiaridades da rede elétrica em estudo.

- Corrente de curto-circuito na barra remota:
 - a) Proteção de fase: maior corrente entre curtos-circuitos trifásico e fase-terra ($2I_1 + I_0$) na barra remota vista pelo relé, $I_{3f_rem}^{I_1}$ e $I_{ft_rem}^{2I_1+I_0}$, respectivamente, contemplando a presença de circuito paralelo, o desligamento e aterramento do mesmo.
 - b) Proteção de neutro: maior corrente de curto-circuito fase-terra ($I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$) na barra remota vista pelo relé.

Adianta-se que essas correntes determinarão os valores mínimos de $I_p^{Fase_{inst}}$ e $I_p^{Neutro_{inst}}$ a ser visto adiante.

- Corrente de curto-circuito na parte intermediária da linha (nesta pesquisa, sugere-se 85% (KINDERMANN, 2005)). De qualquer maneira, salienta-se que o usuário deve ficar atento quanto ao valor ideal do percentual, pois erros inerentes de TC, relés

e/ou da própria modelagem do sistema elétrico real pode aumentar a chance dessa unidade instantânea concorrer com elementos instalados na barra remota (jusante), sendo necessário, portanto a diminuição desse percentual.):

- a) Proteção de fase: maior corrente entre curtos-circuitos trifásico e fase-terra a 85% da linha sob estudo, $I_{3f_85\%}^{I_1}$ e $I_{ft_85\%}^{2I_1+I_0}$ vista pelo relé, respectivamente, contemplando a presença de circuito paralelo, o desligamento e aterramento do mesmo.
- b) Proteção de neutro: maior corrente de curto-circuito fase-terra ($I_{ft_85\%}^{3 \times I_0}$) a 85% da linha vista pelo relé.
- Corrente de curto-circuito do tipo *close-in*:
 - a) Proteção de fase: menor corrente entre curtos-circuitos trifásico e fase-terra do tipo *close-in* vista pelo relé, $I_{3f_closein}^{I_1}$ e $I_{ft_closein}^{2I_1+I_0}$, respectivamente, contemplando a presença de circuitos paralelos, o desligamento e aterramento do mesmo.
 - b) Proteção de neutro: menor corrente de curto-circuito fase-terra do tipo *close-in* $I_{ft_closein}^{3 \times I_0}$ vista pelo relé.

Para o ajuste do elemento instantâneo, basicamente este deve ser superior à máxima contribuição de corrente de curto-circuito para faltas na barra remota e ser sensível para localizar faltas até 85% do comprimento da LT. Isso é determinado para não concorrer com os elementos de proteção da barra remota. Também, o ajuste deve respeitar os limites operativos do relé, tanto para fase ($I_{p,min}^{fRDS_{inst}}$ e $I_{p,max}^{fRDS_{temp}}$) quanto para neutro ($I_{p,min}^{nRDS_{temp}}$ e $I_{p,max}^{nRDS_{inst}}$).

Dois novos algoritmos (I e II) são propostos para encontrar a faixa de ajuste dos relés com unidade instantânea de maneira apropriada. Em Bakar et al. (2014), essa unidade tem sido empregada juntamente com a unidade temporizada em uma micro-rede através do método tradicional, ou seja, sem emprego de algum otimizador. O trabalho aborda de forma sistemática as faixas de ajustes permitidas a serem utilizadas em qualquer ferramenta de otimização, encontrando $I_p^{Fase_{inst}}$ para fase e $I_p^{Neutro_{inst}}$ para neutro.

O fluxograma para a proteção de fase (Algoritmo I) é visto na Figura 6. Seis correntes são necessárias: $I_{3f_closein}^{I_1}$, $I_{ft_closein}^{2I_1+I_0}$, $I_{3f_rem}^{I_1}$, $I_{ft_rem}^{2I_1+I_0}$, $I_{3f_85\%}^{I_1}$ e $I_{ft_85\%}^{2I_1+I_0}$. Como vistas no esquema, as correntes *close-in* e da barra remota são multiplicadas por fatores de segurança K_1 e K_2 , originando $I_{closein}$ e I_{rem} e garantindo a sensibilidade para curto-circuito do tipo *close-in* e não atuação para um curto-circuito na barra remota. Os fatores K_1 e K_2 podem ter seus valores modificados iterativamente caso I_{rem} seja maior ou igual a $I_{closein}$. Atingindo seus limites ($K_1^{max} \rightarrow K_1^{min}$ e $K_2^{min} \rightarrow K_2^{max}$), o elemento instantâneo é bloqueado (A igual a 0). K_1 deve ser sempre maior igual ou 1, enquanto K_2 deve ser menor ou igual a 1. Neste trabalho, adotou-se o valor mínimo (K_1^{min}) e máximo (K_1^{max})

consideração. Dependendo da faixa em que se encontrar, a corrente de falta terá direção direta ou inversa. Na direção inversa, o dispositivo de proteção se torna inoperante, sendo excluído da modelagem e diminuindo a quantidade de pares de relés. A Inequação 3.16 apresenta o ângulo permitido na direção direta.

$$\theta_{min} \leq \theta_{cc} \leq \theta_{max} \quad (3.16)$$

onde: θ_{cc} é o ângulo da corrente de curto-circuito e θ_{min} e θ_{max} são o mínimo e máximo ângulos usuais para definição da direção direta. Em linhas de transmissão devido à faltas serem normalmente indutivas, a corrente de curto-circuito tem ângulo de aproximadamente 90 graus atrasado em relação a tensão. No modelo, quando a corrente é inversa, o valor de seu módulo é assumido como nulo.

O problema no formato monobjetivo é apresentado como se segue.

3.5 Formulação Matemática Monobjetivo

O problema a ser minimizado tem dimensão da ordem $\mathbb{R}^{4r+1}$, em que o termo r é o número de relés estudados e o termo unitário representa a função objetivo aumentada F . Ainda, r é multiplicado por 4 porque a corrente de *pickup* para unidade de sobrecorrente temporizada (I_p^{temp}), corrente de *pickup* para unidade de sobrecorrente instantânea (I_p^{inst}), MT e tipo de curva são calculados para cada relé:

$$\min F(x) = \alpha f_1(x) + \beta f_2(x) + \gamma f_3(x) \quad (3.17)$$

$$f_1 = \sum_{i=1}^{NR} t_i^{temp} (I_{p_i}^{temp}, tape_i^{temp}, MT_i, I_{c_i}, \Phi_i, \{K_i^1, K_i^2, \dots, K_i^{40}\}) \quad (3.18a)$$

$$f_2 = \sum_{i=1}^{NR} t_i^{temp} (I_{p_i}^{temp}, tape_i^{temp}, MT_i, I_{r_i}, \Phi_i, \{K_i^1, K_i^2, \dots, K_i^{40}\}) \quad (3.18b)$$

$$f_3 = \sum_{i=1, i \in \mathcal{I}}^{NR} I_{p_i}^{inst} / I_{c_i} \quad (3.18c)$$

Sujeito a:

$$tape_i^{temp} = \begin{cases} tape_{i,1}^{temp}, tape_{i,2}^{temp}, \dots, tape_{i,NTAPE}^{temp}, & \text{se } tape_i^{temp} \in \mathcal{D}_{tape_i^{temp}} \\ tape_{min_i}^{temp} \leq tape_i^{temp} \leq tape_{max_i}^{temp}, & \text{se } tape_i^{temp} \in \mathbb{R}^+ \end{cases} \quad (3.19)$$

$$tape_i^{inst} = \begin{cases} tape_{i,1}^{inst}, tape_{i,2}^{inst}, \dots, tape_{i,NTAPE}^{inst}, & \text{se } tape_i^{inst} \in \mathcal{D}_{tape_i^{inst}} \\ tape_{min_i}^{inst} \leq tape_i^{inst} \leq tape_{max_i}^{inst}, & \text{se } tape_i^{inst} \in \mathbb{R}^+ \end{cases} \quad (3.20)$$

$$MT_i^{temp} = \begin{cases} MT_{i,1}, MT_{i,2}, \dots, MT_{i,NMT}, & \text{se } MT_i \in \mathcal{D}_{MT_i} \\ MT_{min_i} \leq MT_i \leq MT_{max_i}, & \text{se } MT_i \in \mathbb{R}^+ \end{cases} \quad (3.21)$$

$$T_i^{temp} = \begin{cases} t_i^{temp}(I_{p_i}^{temp}, tape_i^{temp}, MT_i, I_i, \Phi_i, \\ \{K_i^1, K_i^2, \dots, K_i^{40}\}) \mid I_i = \{I_{c_i}, I_{r_i}\}, & \text{se } I_i > I_{p_i}^{temp} \\ \infty, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.22)$$

$$T_{ij}^{temp} = \begin{cases} t_{ij}^{temp}(I_{p_{ij}}^{temp}, tape_{ij}^{temp}, MT_{ij}, I_{ij}, \Phi_{ij}, \\ \{K_{ij}^1, K_{ij}^2, \dots, K_{ij}^{40}\}) \mid I_{ij} = \{I_{c_{ij}}, I_{r_{ij}}\}, & \text{se } I_{ij} > I_{p_{ij}}^{temp} \\ \infty, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.23)$$

$$t_i' = \begin{cases} T_i'^{inst}, & \text{se } I_i > I_{p_i}^{inst} \cap \{\text{unidade}_i \text{ está desbloqueada}\} \mid \\ I_i = \{I_{c_i}, I_{r_i}\} \\ T_i'^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.24)$$

$$t_{ij}'' = \begin{cases} T_{ij}'^{inst}, & \text{se } I_{ij} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \mid \\ I_{ij} = \{I_{c_{ij}}, I_{r_{ij}}\} \\ T_{ij}'^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.25)$$

$$T_i'^{inst} = T_{ij}'^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.26)$$

$$t_{ij}'' - t_i' \leq ITC \quad (3.27)$$

$$T_i'^{temp} \geq t_{z1_i}^{21} + \Delta t_{21_i}^{prim} \quad (3.28)$$

$$T_i'^{temp} \geq t_{z2_i}^{21} + \Delta t_{21_i}^{prim} \quad (3.29)$$

$$I_{c_i}/TC_{1_i} \leq 20, i \in \mathbb{N}^+ \mid 1 \leq i \leq NR \quad (3.30)$$

onde:

- f_1 é a soma do tempo dos reles primários quando aplicado um curto-circuito do tipo *close-in*;

- f_2 é a soma do tempo dos relés primários quando aplicado um curto-circuito na barra remota;
- f_3 é a soma dos ajustes da unidade de sobrecorrente instantânea;
- NR é o número de relés;
- Φ é o código da curva (discutido na Seção 3.2);
- K 's são os coeficientes do polinômio (curva Φ);
- I_c, I_r são correntes de curto-circuito *close-in* e na barra remota, respectivamente, cujas características serão logo explicadas;
- $\mathcal{I}$ é o conjunto de relés com unidade instantânea não bloqueada;
- $tape_{min_i}, tape_{max_i}$ - limites mínimo e máximo de *tape* disponível no relé R_i , respectivamente;
- MT_{min_i}, MT_{max_i} - limites mínimo e máximo de MT do relé R_i , respectivamente;
- t'_i - tempo de atuação da proteção de retaguarda local (R_i);
- t''_{ij} - tempo de atuação da proteção de retaguarda remota R_j , onde R_i é o relé de retaguarda local;
- ITC - intervalo de tempo de coordenação;
- NMT - quantidade de valores discretos de MT ;
- $NTAPE$ - quantidade de valores discretos de *tape*;
- $t_{z1_i}^{21}, t_{z2_i}^{21}$ - tempo de operação da primeira e segunda zona do relé de distância, respectivamente. Este relé deve operar para um dado curto-circuito em sua respectiva zona de proteção, antes da unidade temporizada do relé direcional de retaguarda local atuar;
- $\Delta t_{21_i}^{prim}$ - intervalo de tempo entre o relé de distância e o relé direcional de retaguarda local;

Ainda, $\alpha + \beta + \gamma = 1$. Neste trabalho, $\alpha = \beta = \gamma = 1/3$. Adotando um fator de sobrecorrente igual a 20, a corrente de falta deve ser menor do que 20 vezes a corrente nominal do enrolamento primário do TC (Equação 3.30). TC_1 é o valor da corrente do lado primário do TC. Caso não seja, TC_1 é alterado iterativamente até atender essa condição adotando valores comerciais ou encontrados em normas técnicas.

Algumas informações sobre limites de corrente são exclusivas dependendo do tipo da proteção. I_p^{temp} , I_c e I_r são referentes às Equações 3.23, 3.24 e 3.25.

Exclusivo para a proteção de fase:

$$I_c = I_{3f_closein}^{I_1}; I_r = I_{3f_rem}^{I_1} \quad (3.31)$$

$$I_{p,min}^{Fase_{temp}} \leq I_p^{Fase_{temp}} = I_p^{temp} \leq I_{p,max}^{Fase_{temp}} \quad (3.32)$$

$$I_{p,min}^{Fase_{temp}} = \max\{I_{nom}^{bay}; I_{p,min}^{fRDS_{temp}}; I_{3f_closein}^{I_1}/MC_{max}^{Fase_{temp}}\} \quad (3.33)$$

$$I_{p,max}^{Fase_{temp}} = \begin{cases} \xi_1, & \text{se } I_{p,min}^{fRDS_{temp}} \leq \check{I}_{3f_rem}^{I_1} \\ \xi_2, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.34)$$

Sendo:

$$I_{nom}^{bay} = \tau \times \min\{I_{nom}^{disj}; I_{nom}^{secc}; I_{nom}^{bob}; I_{nom}^{TC1}; I_{nom}^{cond}\} \quad (3.35)$$

$$\xi_1 = \min\{\check{I}_{3f_rem}^{I_1}; I_{p,max}^{fRDS_{temp}}; \check{I}_{3f_rem}^{I_1}/MC_{min}^{Fase_{temp}}\} \quad (3.36)$$

$$\xi_2 = \min\{I_{p,max}^{fRDS_{temp}}; \check{I}_{3f_rem}^{I_1}/MC_{min}^{Fase_{temp}}\} \quad (3.37)$$

É importante relacionar a corrente de falta com seu mínimo e máximo múltiplo de corrente MC^6 ($MC_{min}^{Fase_{temp}}$ e $MC_{max}^{Fase_{temp}}$) evita que eles atuem em um tempo demasiadamente longo ou estejam em uma região extrema a curva causando erros de interpretação.

A faixa da unidade instantânea de fase é determinada conforme método da Seção 3.4.3.

Exclusivo para a proteção de neutro:

$$I_c = I_{ft_closein}^{3 \times I_0}; I_r = I_{ft_rem}^{3 \times I_0} \quad (3.38)$$

$$I_{p,min}^{Neutro_{temp}} \leq I_p^{Neutro_{temp}} = I_p^{temp} \leq I_{p,max}^{Neutro_{temp}} \quad (3.39)$$

$$I_{p,min}^{Neutro_{temp}} = \max\{I_{nom}^{Op.}; I_{p,min}^{nRDS_{temp}}; I_{ft_closein}^{3 \times I_0}/MC_{max}^{Neutro_{temp}}\} \quad (3.40)$$

⁶ Derivado do inglês, *Plug Setting Multiplier - PSM*.

$$I_{p,max}^{Neutrotemp} = \begin{cases} \zeta_1, & \text{se } I_{p,min}^{nRDS_{temp}} \leq \check{I}_{ft_rem}^{3 \times I_0} \\ \zeta_2, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.41)$$

Sendo:

$$\zeta_1 = \min\{\check{I}_{ft_rem}^{3 \times I_0}; I_{p,max}^{nRDS_{temp}}; \check{I}_{ft_rem}^{3 \times I_0}/MC_{min}^{Neutrotemp}\} \quad (3.42)$$

$$\zeta_2 = \min\{I_{p,max}^{nRDS_{temp}}; \check{I}_{ft_rem}^{3 \times I_0}/MC_{min}^{Neutrotemp}\} \quad (3.43)$$

O relé é ajustado acima do erro percentual do TC para evitar atuações indevidas ($\varepsilon = 10\%$ foi adotado).

$$I_{p,min}^{Neutrotemp} > \varepsilon \times TC_1 \quad (3.44)$$

A faixa da unidade instantânea de neutro é determinada conforme método mostrado na Seção 3.4.3.

Normalmente, o valor de ITC estabelecido é de 300 ms. É necessário informar que o tempo de atuação de T_i pode ser maior que certo patamar, caso o agente da rede elétrica deseja priorizar a atuação de outro dispositivo de proteção, por exemplo, um relé de distância. Os RDSs com unidade temporizada podem operar também como *back-up* da segunda zona do relé de distância.

A coordenação de relés se torna mais complexa e também bem mais robusta quando é modelada em um formato multiobjetivo. A próxima seção apresenta a primeira formulação matemática multiobjetivo proposta pelo autor.

3.6 Formulação Matemática Multiobjetivo - Melhoria do trabalho de Moravej, Adelnia e Abbasi (2015)

Moravej, Adelnia e Abbasi (2015) minimizam, separadamente, o tempo dos relés primários e seus respectivos secundários por meio de NSGA-II (Equações 3.45a e 3.45b), considerando faltas *close-in* e na barra remota para o cálculo do ITC. Com isso, os problemas em calcular adequadamente os pesos de ponderação para cada termo da função objetivo são eliminados.

$$\min f_1 = \sum_{i=1}^m t_i \quad (3.45a)$$

$$\min f_2 = \sum_{j=1}^n t_j \quad (3.45b)$$

t_i e t_j são os tempos de operação dos relés primários e secundários, respectivamente, m é o número de relés e n é o número de pares.

A Figura 7 ilustra a situação básica sob estudo. Ao ser aplicado um curto em F_2 , o relé R_C atuará primeiramente. Caso falhe, o retaguarda R_A atuará após determinado ITC, isto é, $t_A - t_C \geq ITC$. Ao minimizar o ajuste de R_C (situação #2), automaticamente R_A também pode ser decrescido (situação #1), mantendo o mesmo ITC. Para dois relés a serem coordenados concomitantemente, como neste caso, uma única solução pode ser obtida, não justificando fortemente o emprego de uma técnica multiobjetivo, cuja a natureza é resolver problemas conflitantes.

Figura 7: Diagrama demonstrando pontos de falta e curvas de operação dos relés.

Repare que o tempo de atuação do relé R_A pode ser acelerado simplesmente pela redução de ITC. Teoricamente, o ITC tem uma faixa padrão, que depende diretamente das características dos dispositivos (como tecnologia envolvida e velocidade de atuação). Na literatura normalmente um valor fixo, como 300 ms, é adotado para os relés (TJAH-JONO et al., 2017; ELMITWALLY; GOUDA; ELADAWY, 2015; MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2015; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2001; NOGHABI; MASHHADI; SADEH, 2010).

Um adequado ITC depende de diversos fatores tais como: disjuntor empregado, tempo de reação dos elementos, possível atraso do dispositivo a montante e margem de erro devido a saturação do TC (MARDEGAN; RIFAAT, 2016).

Adotar um ITC fixo, provavelmente para uma situação mais conservadora, pode afetar o desempenho do sistema de proteção, tendo em vista que atualmente há bastante tecnologia empregada para reduzir cada vez mais o tempo de operação. Porém, a rede elétrica ainda dispõe de equipamentos antigos que necessitam de uma margem superior de segurança para atuação, como os eletromecânicos.

Observe novamente a Figura 7. Ao maximizar o valor de ITC, no intuito de abranger tanto o conjunto de dispositivos que operam rapidamente, mas também os dispositivos que atuam mais lentamente, o tempo do relé primário t_A notoriamente é elevado. Como o objetivo do problema é a minimização de t_A , as situações a serem calculadas são agora bem conflitantes.

Um típico ITC para relés microprocessados é entre 0,1 e 0,2 s, enquanto para relés eletromecânicos é de 0,3 a 0,4 s (MANSOUR; MEKHAMER; EL-KHARBAWE, 2007). A inspiração para desenvolver esse método deriva de Chinneck (2008), que altera algumas restrições no contexto do problema de planejamento de terapia radioativa.

Nesta seção, a Tese propõe uma solução mais prática usando um índice de coordenação (função f_3) a ser maximizada, e não apenas minimizar a soma do tempo de operação do relé primário (f_1 - já muito usada na literatura) e seus respectivos secundários (f_2). Se o especialista da proteção deseja encontrar diversos tempos de operação, sabendo que o ITC abrange certo limite mínimo e máximo, é uma razão plausível mapear as demais soluções. A definição e explicação das funções f_1 , f_2 e f_3 serão vistas na seção 3.6.1.

Analisar a proteção por meio de algum índice de coordenação está cada vez mais frequente, como em Huchel, Zeineldin e El-Saadany (2017), que quantifica o impacto de instalar geradores distribuídos usando uma formulação distinta (função degrau não inclusa, a ser vista em sequência), somente com faltas simétricas no meio da linha e sem considerar unidade instantânea.

Todas as correntes de falta elétrica contemplam tanto a magnitude quanto o ângulo, pois esses parâmetros fornecem a direção correta. Nessa área de estudo, os pesquisadores passaram a preocupar com esse fator, como visto em Sharaf et al. (2014) e Ibrahim, Zahab e Mostafa (2017).

Nesta Tese, o algoritmo calcula adequadamente curtos-circuitos de natureza trifásica, bifásica e fase-terra. Em Ibrahim, Zahab e Mostafa (2017), somente faltas trifásicas e *close-in* foram abordadas para coordenação de relés. Além disso, diversos ângulos de polarização δ (0, 15, 30, 45, 75 e 90 graus) são levados em conta para saber se os RDSs atuarão na direção reversa ou contrária para cada curto-circuito. Para cada um dos δ s da lista, soma-se a quantidade de curtos-circuitos com direção contrária, armazenando-os. O menor valor encontrado apontará o ângulo δ a ser utilizado na etapa da coordenação.

Neste trabalho também são consideradas as unidades instantâneas na etapa de

otimização. Em alguns casos, uma descoordenação entre unidades temporizadas é evitada pelo emprego da unidade instantânea. Geralmente, na literatura científica também não se leva esse elemento em consideração, abordando apenas a unidade temporizada para efeitos de análise e resultados. Assim sendo, o ajuste da unidade instantânea será escolhido por uma faixa que depende dos curtos-circuitos aplicados. Se essa faixa for inviável, dependendo da localização do relé, é normal que o ajuste do elemento instantâneo seja desabilitado.

3.6.1 Modelagem Matemática

A modelagem matemática que minimiza o tempo de operação de todos dispositivos de proteção (f_1 e f_2) enquanto maximiza o índice de coordenação (f_3), satisfazendo as restrições e condições, é descrita na Equação 3.46.

$$\text{minimizar } f_1 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} t'_{ij}(I_{p_j}, \text{tape}_j, MT_j, I_{cc_{ij}}, \Phi_j, \{K_j^1, K_j^2, \dots, K_j^{40}\}) \quad (3.46a)$$

$$\text{minimizar } f_2 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} t''_{ijk}(I_{p_{jk}}, \text{tape}_{jk}, MT_{jk}, I_{cc_{ijk}}, \Phi_{jk}, \{K_{jk}^1, K_{jk}^2, \dots, K_{jk}^{40}\}) \quad (3.46b)$$

$$\text{maximizar } f_3 = \frac{\sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} \gamma_{jk}}{m} \quad (3.46c)$$

$$\text{minimizar } f_4 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} (I_{p_{ij}}^{inst} / I_{cc_{ij}}) \quad (3.46d)$$

$$\text{sujeito a } t''_{ijk} - t'_{ij} \geq \gamma_{jk} \times ITC_{\max} \quad (3.46e)$$

$$t'_{ij} = \begin{cases} t_{ij}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ij}} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ij}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.46f)$$

$$t''_{ijk} = \begin{cases} t_{ijk}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ijk}} > I_{p_{ijk}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ijk} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ijk}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.46g)$$

$$t_{ij}^{inst} = t_{ijk}^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.46h)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z1_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito } close-in, \text{ quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.46i)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z2_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito intermediário (85\%), quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.46j)$$

$$\sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} \gamma_{jk} \geq (1 - \alpha)m \quad (3.46k)$$

$$1 - \beta(1 - e^{-10000 \times \alpha}) \leq \gamma_{jk} \leq 1 \quad (3.46l)$$

$$MC = \frac{I_{cc}}{I_{pj}} \quad (3.46m)$$

$$I_{pj}^{temp} = \text{relação de } TC_j \times tape_j \quad (3.46n)$$

$$I_{pj}^{temp} \geq \tau \times I_{nom}^{LT} \text{ ou } I_{pré-falta_j} \quad (3.46o)$$

$$I_{cc}/TC_{prim_j} \leq 20 \quad (3.46p)$$

$$\underline{tape}_j \leq tape_j \leq \overline{tape}_j \quad (3.46q)$$

$$\underline{MT}_j \leq MT_j \leq \overline{MT}_j \quad (3.46r)$$

$$\underline{\Phi}_j \leq \Phi_j \leq \overline{\Phi}_j \quad (3.46s)$$

$$\alpha = \frac{n}{m} \quad (3.46t)$$

$$0 \leq n \leq m \quad (3.46u)$$

$$0 \leq \beta \leq 1 \quad (3.46v)$$

$$\varsigma_{jk} \in \mathcal{S}_j \subset \mathcal{R} \quad (3.46w)$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall j \in \mathcal{R}, \forall k \in \mathcal{S}_j \quad (3.46x)$$

onde:

- f_1 – soma do tempo dos relés primários (Eq. 3.46a) – unidade temporizada;
- f_2 – soma do tempo dos relés secundários (Eq. 3.46b) – unidade temporizada;
- f_3 – índice de coordenação;
- f_4 – soma dos ajustes de todas unidades instantâneas;
- t', t'' – tempo de operação do relé primário e secundário, respectivamente;
- t^{inst}, t^{temp} – tempo de operação da unidade instantânea e da unidade temporizada. Para a última, emprega-se alguma curva padrão Φ ;
- $t_{z1_{ij}}^{21}, t_{z1_{ij}}^{21}$ – tempo de operação da primeira e segunda zona do relé de distância, respectivamente;
- I_p^{inst}, I_p^{temp} – corrente de *pick-up* das unidades instantâneas e temporizada, respectivamente;
- $I_{pré-falta}$ – corrente pré-falta;
- $tape$ – tape do relé. Esse é selecionado conforme $I_{pré-falta}$;
- MT – múltiplo de tempo;
- I_{cc} – corrente de curto-circuito;
- Φ – código da curva;

- K – coeficiente da curva, dependente de Φ . Por exemplo, a curva normal inversa oriunda de IEC 60255 tem-se $K_1 = 0,14$ e $K_2 = 0,02$ para $t = MT \times \frac{K_1}{MC^{K_2-1}}$ (Seção 3.2);
- MC – múltiplo de corrente;
- NC – número de cenários no conjunto $\mathcal{C}$;
- NP – número de relés instalados (definidos como primários);
- N_{ς_j} – número de elementos em $\mathcal{S}_j$;
- $\mathcal{C}$ – conjunto de possíveis cenários (tipos e locais do curto-circuito);
- $\mathcal{R}$ – conjunto de relés primários;
- $\mathcal{S}_j$ – conjunto de relés secundários, tais como $\{\varsigma_{j1}, \varsigma_{j2}, \varsigma_{j(\dots)}, \varsigma_{j(k-1)}, \varsigma_{jk}\}$, do relé primário j ;
- $\mathcal{J}$ – conjunto de relés com unidade instantânea habilitada;
- γ – fator multiplicativo de ITC ;
- ITC_{max} – máximo ITC definido pelo usuário;
- α e n – proporção e número absoluto de pares de relés que podem sofrer a variação de ITC (decréscimo a partir do máximo valor), respectivamente. A escolha do dispositivo que possa sofrer a alteração do ITC é influenciada por sua característica microprocessada ou eletromecânica. O ITC padrão é baseado no tipo eletromecânico e somente os relés com tecnologia mais moderna (como os digitais) terão automaticamente a modificação da variável;
- m é o número total de pares de relés (número de restrições do tipo Eq. 3.46e);
- $beta$ – decréscimo percentual de ITC_{max} ;
- TC_{prim} – corrente do lado primário do TC;
- $\underline{tape}$ e $\overline{tape}$ – valores mínimos e máximos de $tape$, respectivamente;
- $\overline{MT}$ e $\underline{MT}$ – valores mínimos e máximos de MT , respectivamente;
- $\overline{\Phi}$ e $\underline{\Phi}$ – valores mínimos e máximos de Φ , respectivamente.

Quanto maior o índice de coordenação, maior é a soma do tempo de operação em f_2 , conseqüentemente, sendo uma condição de contraste. Um baixo índice de coordenação acelera a operação do RDS, diminuindo o ITC , e o oposto também é verdadeiro. Além disso, os relés não devem operar diante da corrente de carga (Equação 3.46o), eles devem

ser confiáveis o bastante para perceber a mínima corrente de curto-circuito e o TC não deve saturar quando a corrente de curto-circuito atinge sua máxima amplitude (Equação 3.46p).

Como pode ser observado, as Equações 3.46k – 3.46l não são diretamente influenciadas pelo tipo e locais do curto-circuito durante a simulação. Em adição, f_3 apenas é unitária quando todos pares têm máximo ITC . A Equação 3.46k significa que a quantidade de γ s iguais a 1 deve ser no mínimo $(1 - \alpha)m$ e a Equação 3.46l representa a faixa percentual de ITC (0 a 100% ou diretamente, 0 a 1), sendo o parâmetro α inserido dentro de uma função degrau (Figura 8). Quando α é igual a zero, γ será automaticamente igual a 1 para todas situações, restringindo melhor o espaço de busca e acelerando a convergência.

Figura 8: Exemplo do emprego da função degrau (Equação 3.46l) para ajustar ITC (linha contínua). Sendo o $\beta = 20\%$, o valor mínimo de γ_{jk} será de 80%.

A próxima seção descreve sobre o segundo problema de otimização multiobjetivo sob análise.

3.7 Problema de Otimização Multiobjetivo - Número limitado de ajuste de parâmetros (operações de controle)

Devido à presença de funções conflitantes e restrições, a tarefa de restauração da coordenação de dispositivos de proteção pode ser considerada um problema multiobjetivo. Usando técnicas metaheurísticas como as descritas anteriormente, essa modelagem também

não requer qualquer peso de ponderação para a conversão deste problema em um problema de otimização monobjetivo.

Exemplificando, a restauração do sistema elétrico é estudada em Kumar, Das e Sharma (2008). Diferentemente de nosso enfoque, eles minimizam áreas fora de serviço, enquanto minimizam as operações de chaveamento controlado e as perdas elétricas. Já Capitanescu e Wehenkel (2011) propõem uma técnica que encontra uma sequência de ajustes para os controles em um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com limite do número de operações de controle (restrições de segurança). Marano-Marcolini et al. (2012) melhora a técnica anterior em termos de velocidade computacional usando o FPO linearizado (representação *Direct Current* (DC)) junto com o FPO com formulação não linear (representação *Alternating Current* (AC)). Por fim, Phan e Sun (2015) otimiza o cronograma da geração usando um número mínimo de correções pós-contingência, bem quanto uma quantidade mínima de potência ativa nesta nova etapa.

Após uma situação de contingência, como a retirada de um circuito para manutenção, a adição de GD ou até mesmo uma ação de isolamento devido a um curto-circuito, a estrutura topológica, geração e cargas do sistema elétrico se alteram, podendo deteriorar a robustez da coordenação e seletividade dos dispositivos que vigiam a parte remanescente. Os GDs são vantajosos por reduzir perdas elétricas e emissão de gás carbônico, regulação de tensão flexível e melhoria na confiabilidade do suprimento (LI et al., 2018). Porém, a adição de GDs pode ter impactos relevantes na proteção do sistema elétrico, que inclui o aumento do nível de curto-circuito, ativações indevidas em partes sadias ou atraso de operação, reduzindo enfim, a vida útil do equipamento e afetando a sensibilidade, segurança e dependabilidade (ARROUDI; JOOS, 2017).

De um ponto de vista econômico, para manter a satisfação do consumidor e a receita da concessionária de energia elétrica, corrigir o problema em menor espaço de tempo é bem crucial, evitando atuações indevidas em caso de outro problema elétrico.

Caso seja inviável a equipe de manutenção realizar a coordenação de todos os dispositivos, pode-se determinar quais relés são mais plausíveis a serem ajustados, se o número de operações de controle for um limitante. Apesar de no passado, apenas relés eletromecânicos serem utilizados no sistema elétrico, atualmente as subestações vêm sendo automatizadas, em que os relés microprocessados podem ser comandados remotamente. Porém, como essa substituição não está integralizada, levar-se-á em consideração ambas as situações. Neste estudo, considerar-se-á que qualquer dispositivo de proteção está equidistante do operador que precisa viajar até o mesmo, quando essa recoordenação é manualmente realizada ou se considera parametrização remota.

Baseado em uma modificação dos trabalhos de Capitanescu e Wehenkel (2011) e Marano-Marcolini et al. (2012) para atender o problema de coordenação ótima de RDSs com número mínimo de operações de controle após a contingência, a modelagem

matemática proposta está em sequência:

$$\text{minimizar } f_1 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} t'_{ij}(I_{p_j}, \text{tape}_j, MT_j, I_{cc_{ij}}, \Phi_j, \{K_j^1, K_j^2, \dots, K_j^{40}\}) \quad (3.47a)$$

$$\text{minimizar } f_2 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} t''_{ijk}(I_{p_{jk}}, \text{tape}_{jk}, MT_{jk}, I_{cc_{ijk}}, \Phi_{jk}, \{K_{jk}^1, K_{jk}^2, \dots, K_{jk}^{40}\}) \quad (3.47b)$$

$$\text{minimizar } f_3 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} (I_{p_{ij}}^{inst} / I_{cc_{ij}}) \quad (3.47c)$$

$$\text{minimizar } f_4 = N \quad (3.47d)$$

$$\text{sujeito a } t''_{ijk} - t'_{ij} \geq ITC \quad (3.47e)$$

$$t'_{ij} = \begin{cases} t_{ij}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ij}} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ij}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.47f)$$

$$t''_{ijk} = \begin{cases} t_{ijk}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ijk}} > I_{p_{ijk}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ijk} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ijk}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.47g)$$

$$t_{ij}^{inst} = t_{ijk}^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.47h)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z1_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito } close-in, \text{ quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.47i)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z2_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito intermediário (85\%), quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.47j)$$

$$MC = \frac{I_{cc}}{I_{p_j}} \quad (3.47k)$$

$$I_{p_j}^{temp} = \text{relação de } TC_j \times \text{tape}_j \quad (3.47l)$$

$$I_{p_j}^{temp} \geq \tau \times I_{nom}^{LT} \text{ ou } I_{pré-falta_j} \quad (3.47m)$$

$$I_{cc}/TC_{prim_j} \leq 20 \quad (3.47n)$$

$$\underline{\text{tape}}_j \leq \text{tape}_j \leq \overline{\text{tape}}_j \quad (3.47o)$$

$$\underline{MT}_j \leq MT_j \leq \overline{MT}_j \quad (3.47p)$$

$$\underline{\Phi}_j \leq \Phi_j \leq \overline{\Phi}_j \quad (3.47q)$$

$$d_j(\underline{MT}_j - MT_j^0) \leq (MT_j - MT_j^0) \leq d_j(\overline{MT}_j - MT_j^0) \quad (3.47r)$$

$$t_j(\underline{\text{tape}}_j - \text{tape}_j^0) \leq (\text{tape}_j - \text{tape}_j^0) \leq t_j(\overline{\text{tape}}_j - \text{tape}_j^0) \quad (3.47s)$$

$$c_j(\underline{\Phi}_j - \Phi_j^0) \leq (\Phi_j - \Phi_j^0) \leq c_j(\overline{\Phi}_j - \Phi_j^0) \quad (3.47t)$$

$$N^{min} \leq \sum_{j=1}^{NP} d_j + \sum_{j=1}^{NP} t_j + \sum_{j=1}^{NP} c_j \leq N_{max} \quad (3.47u)$$

$$d_j \in \{0, 1\} \quad (3.47v)$$

$$t_j \in \{0, 1\} \quad (3.47w)$$

$$c_j \in \{0, 1\} \tag{3.47x}$$

$$\varsigma_{jk} \in \mathcal{S}_j \subset \mathcal{R} \tag{3.47y}$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall j \in \mathcal{R}, \forall k \in \mathcal{S}_j \tag{3.47z}$$

onde:

- MT^0 – Dial de tempo, tape e curva, respectivamente, do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica exatamente antes da falta (pré-contingência);
- $tape^0$ – Tape do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica exatamente antes da falta (pré-contingência);
- Φ^0 – Curva do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica exatamente antes da falta (pré-contingência);
- MT – Dial de tempo atualizado do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica sob contingência (com mudança topológica ou operação);
- $tape$ – Tape atualizado do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica sob contingência (com mudança topológica ou operação);
- Φ – Curva atualizada do j -ésimo RDS microprocessado ou eletromecânico na rede elétrica
- N – Número de operações de controle (variação de parâmetros);
- N_{min} – Número mínimo de operações de controle que o operador do sistema deseja implementar no intuito de ter uma solução factível;
- N_{max} – Número máximo de operações de controle realizado pelo operador do sistema considerando período maior de tempo para as decisões;
- d_j – Variável binária que descreve o *status* (variação) do MT do relé j para a situação pós-contingência c (MT pode ser usado para controle corretivo caso $d_j = 1$ ou permanecer “congelado” em seu valor pré-contingência);
- t_j – Variável binária que representa o *status* (variação) do $tape$ do relé j para a situação pós-contingência c ($tape$ pode ser usado para controle caso $t_j = 1$ ou continuar “congelado” em seu valor pré-contingência);
- c_j – Variável binária que representa o *status* (variação) do Φ do relé j para a situação pós-contingência c (Φ pode ser usado para controle caso $c_j = 1$ ou continuar “congelado” em seu valor pré-contingência).

As Equações 3.47v, 3.47w e 3.47x asseguram que a variação dos parâmetros seja representada por 0 (sem mudança) ou 1. As Equações 3.47r, 3.47s e 3.47t impõem fronteiras nos movimentos dos parâmetros ou controles com respeito ao caso base (situação pré-contingência). Observe que se o *status* de MT , $tape$ ou Φ é unitário, eles podem variar entre seus limites mínimo e máximo. Caso contrário, esses valores ficam “congelados” em MT^0 , $tape^0$ ou Φ^0 . Por último, a Equação 3.47u limita o número de operações de controle.

Observe que os controles podem ser classificados, conforme o tempo requerido para alterar seus *status*, em rápido (por exemplo, relé microprocessado com capacidade de comunicação com a central de operação) e controles comparativamente mais lentos (por exemplo, relés eletromecânicos). Neste trabalho, as restrições 3.47v, 3.47w e 3.47x não distinguirão isoladamente controles rápidos e lentos⁷.

Em adição, as variáveis binárias (Equações 3.47v, 3.47w e 3.47x) podem ser tratadas de distintas maneiras. Problemas de natureza booleana podem ser modelados usando equações quadráticas (BLEKHERMAN; PARRILO; THOMAS, 2013). Para Otimização Clássica, simplesmente transformam-se as mesmas em equações de segundo grau, em que as duas raízes são encontradas, zero e um. Logo a Equação 3.47 é modificada como se segue.

$$\text{minimizar } f_1 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} t'_{ij}(I_{p_j}, tape_j, MT_j, I_{cc_{ij}}, \Phi_j, \{K_j^1, K_j^2, \dots, K_j^{40}\}) \quad (3.48a)$$

$$\text{minimizar } f_2 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} t''_{ijk}(I_{p_{jk}}, tape_{jk}, MT_{jk}, I_{cc_{ijk}}, \Phi_{jk}, \{K_{jk}^1, K_{jk}^2, \dots, K_{jk}^{40}\}) \quad (3.48b)$$

$$\text{minimizar } f_3 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} (I_{p_{ij}}^{inst} / I_{cc_{ij}}) \quad (3.48c)$$

$$\text{minimizar } f_4 = N \quad (3.48d)$$

$$\text{sujeito a } t''_{ijk} - t'_{ij} \geq ITC \quad (3.48e)$$

$$t'_{ij} = \begin{cases} t_{ij}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ij}} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ij}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.48f)$$

$$t''_{ijk} = \begin{cases} t_{ijk}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ijk}} > I_{p_{ijk}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ijk} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ijk}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.48g)$$

$$t_{ij}^{inst} = t_{ijk}^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.48h)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z1_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito } close-in, \text{ quando relé de)} \quad (3.48i)$$

⁷ Como alternativa, a restrição 3.47u pode ser expressada em termos do tempo necessário para implementação do controle, ou seja, $\sum_{j=1}^{NP} d_j \vartheta_j^* + t_j \vartheta_j^{**} + c_j \vartheta_j^{***} \leq T$ onde ϑ_j^* , ϑ_j^{**} e ϑ_j^{***} são tempos necessários para alterar o j -ésimo MT , $tape$ e Φ , respectivamente, e T é o período máximo de tempo em que o operador deseja atingir seu objetivo.

distância é aplicável).

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z2_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito intermediário (85\%), quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.48j)$$

$$MC = \frac{I_{cc}}{I_{p_j}} \quad (3.48k)$$

$$I_{p_j}^{temp} = \text{relação de } TC_j \times tape_j \quad (3.48l)$$

$$I_{p_j}^{temp} \geq \tau \times I_{nom}^{LT} \text{ ou } I_{pré-falta_j} \quad (3.48m)$$

$$I_{cc}/TC_{prim_j} \leq 20 \quad (3.48n)$$

$$\underline{tape}_j \leq tape_j \leq \overline{tape}_j \quad (3.48o)$$

$$\underline{MT}_j \leq MT_j \leq \overline{MT}_j \quad (3.48p)$$

$$\underline{\Phi}_j \leq \Phi_j \leq \overline{\Phi}_j \quad (3.48q)$$

$$d_j(\underline{MT}_j - MT_j^0) \leq (MT_j - MT_j^0) \leq d_j(\overline{MT}_j - MT_j^0) \quad (3.48r)$$

$$t_j(\underline{tape}_j - tape_j^0) \leq (tape_j - tape_j^0) \leq t_j(\overline{tape}_j - tape_j^0) \quad (3.48s)$$

$$c_j(\underline{\Phi}_j - \Phi_j^0) \leq (\Phi_j - \Phi_j^0) \leq c_j(\overline{\Phi}_j - \Phi_j^0) \quad (3.48t)$$

$$N^{min} \leq \sum_{j=1}^{NP} d_j + \sum_{j=1}^{NP} t_j + \sum_{j=1}^{NP} c_j \leq N_{max} \quad (3.48u)$$

$$d_j - d_j^2 = 0 \rightarrow d_j(1 - d_j) = 0 \quad (3.48v)$$

$$t_j - t_j^2 = 0 \rightarrow t_j(1 - t_j) = 0 \quad (3.48w)$$

$$c_j - c_j^2 = 0 \rightarrow c_j(1 - c_j) = 0 \quad (3.48x)$$

$$0 \leq d_j \leq 1 \quad (3.48y)$$

$$0 \leq t_j \leq 1 \quad (3.48z)$$

$$0 \leq c_j \leq 1 \quad (3.48aa)$$

$$\varsigma_{jk} \in \mathcal{S}_j \subset \mathcal{R} \quad (3.48ab)$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall j \in \mathcal{R}, \forall k \in \mathcal{S}_j \quad (3.48ac)$$

Por meio de modificações dos trabalhos científicos de Phan e Sun (2015) e Kumar, Das e Sharma (2008), outra ideia bem interessante é adotar funções modulares nas Equações 3.47r – 3.47t ou 3.48r – 3.48t (restrições de desigualdade) para atingir o mesmo objetivo. A modelagem matemática da Equação 3.47 é substituída pela Equação 3.49.

$$\text{minimizar } f_1 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} t'_{ij}(I_{p_j}, tape_j, MT_j, I_{cc_{ij}}, \Phi_j, \{K_j^1, K_j^2, \dots, K_j^{40}\}) \quad (3.49a)$$

$$\text{minimizar } f_2 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{N_{S_j}} t''_{ijk}(I_{p_{jk}}, tape_{jk}, MT_{jk}, I_{cc_{ijk}}, \Phi_{jk}, \{K_{jk}^1, K_{jk}^2, \dots, K_{jk}^{40}\}) \quad (3.49b)$$

$$\text{minimizar } f_3 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} (I_{p_{ij}}^{inst} / I_{cc_{ij}}) \quad (3.49c)$$

$$\text{minimizar } f_4 = N \quad (3.49d)$$

$$\text{sujeito a } t''_{ijk} - t'_{ij} \geq ITC \quad (3.49e)$$

$$t'_{ij} = \begin{cases} t_{ij}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ij}} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ij}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.49f)$$

$$t''_{ijk} = \begin{cases} t_{ijk}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ijk}} > I_{p_{ijk}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ijk} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ijk}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.49g)$$

$$t_{ij}^{inst} = t_{ijk}^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.49h)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z1_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito } close-in, \text{ quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.49i)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z2_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito intermediário (85\%), quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.49j)$$

$$MC = \frac{I_{cc}}{I_{p_j}} \quad (3.49k)$$

$$I_{p_j}^{temp} = \text{relação de } TC_j \times tape_j \quad (3.49l)$$

$$I_{p_j}^{temp} \geq \tau \times I_{nom}^{LT} \text{ ou } I_{pré-falta_j} \quad (3.49m)$$

$$I_{cc}/TC_{prim_j} \leq 20 \quad (3.49n)$$

$$\underline{tape}_j \leq tape_j \leq \overline{tape}_j \quad (3.49o)$$

$$\underline{MT}_j \leq MT_j \leq \overline{MT}_j \quad (3.49p)$$

$$\underline{\Phi}_j \leq \Phi_j \leq \overline{\Phi}_j \quad (3.49q)$$

$$|MT_j - MT_j^0| \leq (\overline{MT}_j - \underline{MT}_j) d_j \quad (3.49r)$$

$$|tape_j - tape_j^0| \leq (\overline{tape}_j - \underline{tape}_j) t_j \quad (3.49s)$$

$$|\Phi_j - \Phi_j^0| \leq (\overline{\Phi}_j - \underline{\Phi}_j) c_j \quad (3.49t)$$

$$N^{min} \leq \sum_{j=1}^{NP} d_j + \sum_{j=1}^{NP} t_j + \sum_{j=1}^{NP} c_j \leq N_{max} \quad (3.49u)$$

$$d_j \in \{0, 1\} \quad (3.49v)$$

$$t_j \in \{0, 1\} \quad (3.49w)$$

$$c_j \in \{0, 1\} \quad (3.49x)$$

$$\varsigma_{jk} \in \mathcal{S}_j \subset \mathcal{R} \quad (3.49y)$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall j \in \mathcal{R}, \forall k \in \mathcal{S}_j \quad (3.49z)$$

Finalmente, a modelagem matemática (Equação 3.48) pode ser alterada pela Equação 3.50.

$$\text{minimizar } f_1 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} t'_{ij}(I_{p_j}, \text{tape}_j, MT_j, I_{cc_{ij}}, \Phi_j, \{K_j^1, K_j^2, \dots, K_j^{40}\}) \quad (3.50a)$$

$$\text{minimizar } f_2 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} \sum_{k=1}^{Ns_j} t''_{ijk}(I_{p_{jk}}, \text{tape}_{jk}, MT_{jk}, I_{cc_{ijk}}, \Phi_{jk}, \{K_{jk}^1, K_{jk}^2, \dots, K_{jk}^{40}\}) \quad (3.50b)$$

$$\text{minimizar } f_3 = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NP} (I_{p_{ij}}^{inst} / I_{cc_{ij}}) \quad (3.50c)$$

$$\text{minimizar } f_4 = N \quad (3.50d)$$

$$\text{sujeito a } t''_{ijk} - t'_{ij} \geq ITC \quad (3.50e)$$

$$t'_{ij} = \begin{cases} t_{ij}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ij}} > I_{p_{ij}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ij} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ij}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.50f)$$

$$t''_{ijk} = \begin{cases} t_{ijk}^{inst}, & \text{se } I_{cc_{ijk}} > I_{p_{ijk}}^{inst} \cap \{\text{unidade}_{ijk} \text{ está desbloqueada}\} \\ t_{ijk}^{temp}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.50g)$$

$$t_{ij}^{inst} = t_{ijk}^{inst} = 3 \text{ ciclos} \approx 50 \text{ ms} \quad (3.50h)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z1_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito } close-in, \text{ quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.50i)$$

$$t_{ij}^{temp} \geq t_{z2_{ij}}^{21} + \Delta t_{21_{ij}}^{prim} \text{ (curto-circuito intermediário (85\%), quando relé de distância é aplicável).} \quad (3.50j)$$

$$MC = \frac{I_{cc}}{I_{p_j}} \quad (3.50k)$$

$$I_{p_j}^{temp} = \text{relação de } TC_j \times \text{tape}_j \quad (3.50l)$$

$$I_{p_j}^{temp} \geq \tau \times I_{nom}^{LT} \text{ ou } I_{pré-falta_j} \quad (3.50m)$$

$$I_{cc} / TC_{prim_j} \leq 20 \quad (3.50n)$$

$$\underline{\text{tape}}_j \leq \text{tape}_j \leq \overline{\text{tape}}_j \quad (3.50o)$$

$$\underline{MT}_j \leq MT_j \leq \overline{MT}_j \quad (3.50p)$$

$$\underline{\Phi}_j \leq \Phi_j \leq \overline{\Phi}_j \quad (3.50q)$$

$$|MT_j - MT_j^0| \leq (\overline{MT}_j - \underline{MT}_j) d_j \quad (3.50r)$$

$$|\text{tape}_j - \text{tape}_j^0| \leq (\overline{\text{tape}}_j - \underline{\text{tape}}_j) t_j \quad (3.50s)$$

$$|\Phi_j - \Phi_j^0| \leq (\overline{\Phi}_j - \underline{\Phi}_j) c_j \quad (3.50t)$$

$$N^{min} \leq \sum_{j=1}^{NP} d_j + \sum_{j=1}^{NP} t_j + \sum_{j=1}^{NP} c_j \leq N_{max} \quad (3.50u)$$

$$d_j - d_j^2 = 0 \rightarrow d_j(1 - d_j) = 0 \quad (3.50v)$$

$$t_j - t_j^2 = 0 \rightarrow t_j(1 - t_j) = 0 \quad (3.50w)$$

$$c_j - c_j^2 = 0 \rightarrow c_j(1 - c_j) = 0 \quad (3.50x)$$

$$0 \leq d_j \leq 1 \quad (3.50y)$$

$$0 \leq t_j \leq 1 \quad (3.50z)$$

$$0 \leq c_j \leq 1 \quad (3.50aa)$$

$$s_{jk} \in \mathcal{S}_j \subset \mathcal{R} \quad (3.50ab)$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall j \in \mathcal{R}, \forall k \in \mathcal{S}_j \quad (3.50ac)$$

Percebe-se que a modelagem matemática da inclusão da quantidade de ajustes dos dispositivos de proteção pode ser realizada de distintas formas (presença de variável binária, restrição de desigualdade e/ou presença de função modular). Dependendo da natureza e limitação do otimizador, uma das características é mais necessária do que a outra. Como resultado principal, destaca-se a melhoria do trabalho do operador do sistema, que saberá adequadamente quais controles operar diante de certa contenção temporária.

O tempo entre cada relé primário e secundário deve ser devidamente armazenado e uma estrutura para esse fim é comentada a seguir.

3.8 Algoritmo para Armazenamento de ITC

Um algoritmo para calcular o ITC e verificar a transgressão entre os pares de relés (primários e respectivos secundários) foi desenvolvido (Algoritmo 5). Neste estudo, a transgressão máxima tolerada em relação ao ITC é de 0,5%.

Se o par primário / secundário está devidamente coordenado (sem perda de seletividade), então a variável F terá valor igual a 1. Caso contrário, F será nulo. Este procedimento analisa todos os pares e está presente na primeira etapa do Algoritmo 5. Já na segunda etapa, esses pares são reordenados conforme a transgressão sofrida. A intenção é acelerar a convergência priorizando os pares que estão mais próximos de eliminar a transgressão.

Os pares são armazenados conforme estrutura definida na Figura 9 com vetores dinâmicos. Ela foi construída para atender um sistema que tem P relés primários, onde cada p -ésimo relé possui B_p relés secundários. Por exemplo, se na rede há três relés primários em que cada um deles têm, respectivamente, 1, 3 e 4 relés secundários, logo o esquema vetorial será: $\{[1][1]; [2][1]; [2][2]; [2][3]; [3][1]; [3][2]; [3][3]; [3][4]\}$.

Usando alocação de memória para economia de recurso computacional, a quantidade de colunas não precisa ser exatamente igual entre uma linha e outra (normalmente o tamanho praticado é o número máximo de relés secundários encontrados no sistema elétrico entre os relés primários).

A próxima seção descreve sobre as possíveis funções densidade de probabilidade utilizadas para coordenação de relés.

Algoritmo 5: Algoritmo para determinação e ordenação do vetor de restrições - pares de relés primários e secundários. A ordenação é realizada em ordem crescente conforme transgressão sofrida. F , RV , RP , RV' e RP' são arranjos de vetores, onde usando `vector<vector<double>>` em *C++* ou *array cell* em *Matlab* é possível criá-los. A Figura 9 é um exemplo de definição de estrutura.

Resultado: Vetores RV' e RP' .

Início

```

 $u \leftarrow 0$  e  $P \leftarrow$  número de relés primários;
Para  $i \leftarrow 0$  até  $P$  faça
  Parte 1 - Conhecendo restrições não respeitadas de cada relé
    primário  $i$ ;
     $u \leftarrow 0$ ;
     $B \leftarrow$  número de relés secundários do respectivo relé primário  $i$ ;
    Para  $j \leftarrow 0$  até  $B$  faça
      Close-in, remoto e qualquer outro ponto de interesse;
       $RV[i][j] \leftarrow ITC + t_i - t_j$  (inequação tipo  $g(x) \leq 0$ );
       $q_i \leftarrow \max(0, 0; RV[i][j])$ ;
       $\epsilon \leftarrow 0,005 \times ITC$  (tolerância admitida);
      Se  $q_i > \epsilon$  Então
         $F[i][j] \leftarrow 1$  ( $F$  é uma matriz que sinaliza se a restrição de desigualdade
          foi ou não satisfeita. Aqui, a restrição não foi satisfeita - par de relé
          descoordenado);
         $u \leftarrow u + 1$ ;
      Senão
         $F[i][j] = 0$  (Par de relé coordenado);
      Fim
    Fim
     $NR_n[i] \leftarrow u$  (Número de restrições não satisfeitas do relé primário  $i$ );
    Parte 2 - Ordem crescente de transgressão;
    Para  $j \leftarrow 0$  até  $B$  faça
       $RP[i][j] \leftarrow j$ ;
       $j \leftarrow j + 1$ ;
    Fim
    Para  $j \leftarrow 0$  até  $B$  faça
       $VEC[j] \leftarrow \langle RV[i][j]; RP[i][j] \rangle$  (Formação do objeto tipo par (usando
        make_pair na linguagem C++) sendo o primeiro elemento  $RV$  e o segundo
        elemento  $RP$ );
       $j \leftarrow j + 1$ ;
    Fim
    Ordene em ordem crescente  $VEC$  baseado no valor do primeiro elemento  $RV$ .
    Cada  $RP$  será mantido com seu respectivo  $RV$ ;
    Para  $j \leftarrow 0$  até  $B$  faça
       $RV'[i][j] \leftarrow$  primeiro elemento do objeto ordenado  $VEC[j]$ ;
       $RP'[i][j] \leftarrow$  segundo elemento do objeto ordenado  $VEC[j]$ ;
    Fim
     $i \leftarrow i + 1$ ;
  Fim
Fim

```

Fim

[1][1]	[1][2]	[1][...]	[1][B ₁₋₁]	[1][B ₁]					
[2][1]	[2][2]	[2][3]	[2][4]	[2][5]	[2][...]	[2][B ₂₋₁]	[2][B ₂]		
[3][1]	[3][2]	[3][3]	[3][4]	[3][...]	[3][B ₃₋₁]	[3][B ₃]			
[4][1]	[4][2]	[4][3]	[4][...]	[4][B ₄₋₁]	[4][B ₄]				
[5][1]	[5][...]	[5][B ₅₋₁]	[5][B ₅]						
[6][1]	[6][2]	[6][3]	[6][4]	[6][5]	[6][...]	[6][B ₆₋₁]	[6][B ₆]		
[...][1]	[...][2]	[...][3]	[...][...]	[...][...]	[...][...]				
[P-1][1]	[P-1][2]	[P-1][3]	[P-1][4]	[P-1][5]	[P-1][6]	...	[P-1][B _{p-1-1}]	[P-1][B _{p-1}]	
[P][1]	[P][2]	[P][3]	[P][4]	[P][5]	[P][6]	[P][7]	...	[P][B _{p-1}]	[P][B _p]

Figura 9: Definição de estrutura para armazenamento de pares primários P (primeiro índice dentro de colchetes) e secundários B (segundo índice).

3.9 Distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias

Outro aspecto relevante sobre a coordenação otimizada de RDSs é compreender a potencial região que cada ajuste (variável de decisão ou controle) é mais favorável a permanecer após a finalização do processo. Esta seção demonstra diversas distribuições de probabilidade que possam melhorar a velocidade do algoritmo, acelerando a busca. Certamente, uma escolha incorreta dessa função pode influenciar nos resultados finais, caso o critério de parada seja a quantidade de iterações, por exemplo.

Normalmente as variáveis de estado são deslocadas para locais ou áreas no espaço de busca com maior probabilidade de atingir uma solução de qualidade (valor esperado ou média). É bom lembrar que isso não impossibilita de também visitar regiões mais distantes, porém em menor intensidade.

É notório que a adequada distribuição de probabilidade desempenha um papel importante para a solução de diversos problemas reais, como modelar o consumo de energia de veículos elétricos (normal) (SUN; SARKER; ORTEGA-VAZQUEZ, 2015), estimar a vida útil média de equipamentos em sistemas elétricos (exponencial) (COTA-FELIX; RIVAS-DAVALOS; MAXIMOV, 2009) e representar a quantidade de fechamento de disjuntores (MARTINEZ-VELASCO, 2014).

Quatro tipos de distribuições são examinadas a seguir: *a.* normal; *b.* qui-quadrado; *c.* uniforme e; *d.* triangular. Salienta-se que as distribuições com características normal e qui-quadrado necessitam ser devidamente organizadas a fim de atender os limites mínimos e máximos dos parâmetros dos dispositivos de proteção.

3.9.1 Distribuição Normal

Primeiramente, a distribuição normal com média zero e desvio-padrão unitário deve ser denormalizada, ou seja, passando de $[-Z_i\sigma; Z_i\sigma]$, sendo $Z \approx 3$, para $[x_{i_{min}}; x_{i_{max}}]$, e x_i igual a MT_i ou $tape_i$ de certo relé i . Neste tipo de distribuição, cujo formato lembra um sino, aproximadamente 68% dos dados estão dentro de um desvio-padrão em relação à média, 95% dentro de 2 desvios-padrões e 99,7% inseridos em 3 desvios-padrões quando a média é nula e a variância unitária (Figura 10a). Para adequar os limites conforme os parâmetros dos dispositivos de proteção, as Equações 3.51a, 3.51b e 3.51c são empregadas. O resultado deste ajuste pode ser conferido na Figura 10b. x igual a MT foi a variável de decisão a ser usada neste exemplo. Neste caso, após os cálculos $\mu = 1,6$, $\sigma = 0,4406$ e o denominador da Equação 3.51b é igual a 3,6314.

$$\mu_i = \frac{x_{i_{max}} - x_{i_{min}}}{2} + x_{i_{min}} \quad (3.51a)$$

$$\sigma_i = \frac{x_{i_{max}} - \mu_i}{\max\{\max(Z^+); -\min(Z^-)\}} \quad (3.51b)$$

$$x_i = Z\sigma_i + \mu_i \quad (3.51c)$$

sendo Z igual ao escore padronizado obtido pelo gerador de número randômico.

(a) Z é a variável de decisão, $\mu = 0$ e $\sigma = 1$.

(b) Emprego da denormalização.

Figura 10: Frequência e f.d.a. da distribuição normal.

3.9.2 Distribuição qui-quadrado

A distribuição qui-quadrado segue a mesma linha, onde também deve ter valores originais reorganizados para atender os limites mínimos e máximos dos ajustes dos relés. Para isso, utilize a formulação matemática dada nas Equações 3.52a e 3.52b para transformar linearmente $[l_{i_{min}} < l_i < l_{i_{max}}]$ em $[x_{i_{min}} < x_i < x_{i_{max}}]$ para cada relé i .

$$\gamma_i = \frac{l_i - l_{i_{min}}}{l_{i_{max}} - l_{i_{min}}} \quad (3.52a)$$

$$x_i = \gamma_i \times (x_{i_{max}} - x_{i_{min}}) + x_{i_{min}} \quad (3.52b)$$

A Figura 11 mostra a distribuição qui-quadrado para atender os limites inferior e superior da variável MT . O grau de liberdade é igual a $v = 2$ e o parâmetro de não centralidade é $\delta = 0$ conforme Figura 11a. Na Figura 11b, $[x_{i_{min}}; x_{i_{max}}] = [MT_{i_{min}}; MT_{i_{max}}] = [0; 3, 2]$.

(a) l é a variável de decisão, sendo aproximadamente igual a 14. (b) Encontrando x por meio de transformação linear.

Figura 11: Frequência e f.d.a. da distribuição qui-quadrado.

3.9.3 Distribuições uniforme e triangular

Já as distribuições uniforme e triangular não são necessárias qualquer transformação na escala, já que a inserção direta dos limites mínimos e máximos geralmente é aceita em linguagens de programação C++ ou *Matlab*[®] (*The MathWorks*). As distribuições uniforme e triangular são mostradas nas Figuras 12 e 13. Aconselha-se usar diretamente a distribuição do tipo uniforme em caso de testes primários, uma vez que atende mais igualmente todo o espaço de busca.

Por fim, para examinar o compromisso entre os objetivos conflitantes estudados nas Seção 3.6 – Formulação Matemática Multiobjetivo - Melhoria do trabalho de Moravej,

Figura 12: Frequência e f.d.a. de uma distribuição uniforme (aqui, $MT = [0; 3.2]$).

Figura 13: Frequência e f.d.a. da distribuição triangular.

Adelnia e Abbasi (2015) (página 74) e Seção 3.7 – Problema de Otimização Multiobjetivo - Número limitado de ajuste de parâmetros (operações de controle) (página 80), um algoritmo multiobjetivo que necessita do envolvimento do especialista para tomada de decisão é necessário. O próximo capítulo descreve sobre as técnicas de Otimização.

4 SOLUÇÃO MULTIOBJETIVO VISANDO A COORDENAÇÃO DE RELÉS DE SOBRECORRENTE

Neste Capítulo, será abordado o mecanismo dos principais métodos inteligentes (meta-heurísticas) a serem usados para solucionar o problema extensamente discutido (AG e enxame de partículas). Todas são capazes de contornar alguns problemas dos métodos clássicos de Otimização. Após essa discussão, os detalhes da Otimização Multiobjetivo são delineados neste capítulo da tese.

4.1 Metaheurísticas

A metaheurística é considerada 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 apresenta características de busca exploratória, que mescla sensibilidade e avaliação da solução com a capacidade de explorar outras regiões de forma eficiente. Dessa forma, as metaheurísticas superam as heurísticas simples e são normalmente chamadas de algoritmos de busca global.

Os métodos clássicos têm diversas limitações. Funções que apresentam saltos ou quebras não apresentam derivadas nesses pontos. Além disso, funções contínuas mas que possuem pontos críticos, não são diferenciáveis nesses pontos. Por outro lado, as metaheurísticas podem ser usadas em problemas não contínuos ou que tenha pontos críticos, ao contrário dos métodos clássicos, já que a derivada na descontinuidade não existe.

4.2 Otimização por Algoritmo Genético

Uma das motivações da aplicação de AG é a sua potencialidade como técnica de otimização de características peculiares, que combina procedimentos de busca direcionada e aleatória, de forma a conseguir o ponto ótimo de certa função, mesmo quando existe não linearidade, múltiplos picos e descontinuidades. O AG é capaz de buscar soluções que podem evitar ótimos locais.

Em problemas de outras áreas, como as formulações para a configuração de redes elétricas (KAGAN et al., 2009), a dimensionalidade é um limitante a ser resolvido, em função da quantidade de variáveis envolvidas. Além de ser um problema de natureza combinatória, apresenta dificuldades de modelagem, principalmente quando são utilizados métodos convencionais de otimização, assim como a coordenação de relés. Os métodos baseados em programação matemática impõem uma série de limitações de modelagem.

Em AG, o espaço de soluções possíveis é percorrido aleatoriamente, mas sem ser um tipo de busca sem direção. Dessa forma, garante a eficiência para obtenção da solução desejada.

A vantagem de AG em relação aos outros métodos clássicos de otimização é a sua robustez. Ainda, este trabalha com uma codificação do conjunto de parâmetros, e não com os parâmetros propriamente ditos, é executado a partir de uma população de soluções alternativas e não a partir de uma alternativa única. Em adição, utiliza da informação da função objetivo e não de suas derivadas ou de informações auxiliares e usam regras de transição probabilísticas para busca no espaço de soluções e não regras determinísticas (GOLDBERG, 1953).

Funcionamento do Algoritmo Genético

O Algoritmo Genético pode partir de um *string*, cujo elemento tem uma relação direta com os parâmetros do problema para definir uma codificação. Um *string* é composto por vários bits, sendo que cada *bit* assume valores nulos ou unitários.

Derivado da Genética, um *string* é similar a um cromossomo que contém genes (ou *bits*), em diversos *locus* do cromossomo (posições da *string*), o que representa várias características de um indivíduo. O valor de cada gene, que corresponde a certa característica, corresponde a um alelo. Já o pacote genético (genótipo), tem sua correspondência em AG pelas estruturas de dados que definem a *string*. A interação deste pacote genético com o ambiente, que define as características do indivíduo (fenótipo), corresponde a decodificação da estrutura para formar uma possível solução alternativa ou conjunto de parâmetros de solução do problema (KAGAN et al., 2009).

Estabelecida a regra de formação de um *string* e sua relação com o problema real (codificação), o AG necessita de diferentes combinações de *string* ou uma quantidade de indivíduos para compor a população.

Após esta etapa, determina-se o melhor indivíduo, que é medido pelo valor uma função de avaliação aplicada a cada indivíduo. Esta função deve apresentar uma relação direta com a função objetivo.

A população inicial de indivíduos, isto é, o conjunto inicial de *strings*, é normalmente escolhida de forma aleatória. Depois, as populações evoluem as gerações por meio de três operadores:

- **Reprodução:** corresponde a um processo no qual os indivíduos são copiados para a geração futura por meio de uma função de avaliação;
- **Cruzamento:** corresponde a um operador que atua sobre um par de *strings* escolhidos aleatoriamente;

- **Mutação:** corresponde a um operador que modifica com probabilidade determinada, os valores de genes (alelos) dos *strings*.

Estes três operadores são calculados sobre certa população a fim de formar uma nova geração. Em geral, a quantidade de indivíduos da população ao longo das gerações, é mantida constante. Os operadores de reprodução, cruzamento e mutação são de simples implementação. Estes imitam os fenômenos da natureza que selecionam naturalmente os indivíduos (teoria de Darwin).

É esperado que as populações, de geração a geração, tornem-se melhores, e isto é medido pela função de ajuste. O melhor indivíduo, aquele com maior (maximização) ou menor (minimização) valor desta função, após certo número de gerações, simboliza a solução do problema abordado.

4.3 Otimização por enxame de partículas

O PSO ou Otimização por Enxame de Partículas é um algoritmo evolutivo que extrai as características do comportamento social de animais (KENNEDY; EBERHART, 1995; BERGH; ENGELBRECHT, 2001; SERAPIÃO, 2009). Assim como outros algoritmos metaheurísticos, o PSO possui a vantagem de não necessitar de conhecimento prévio da função objetivo a ser minimizada para executar seu processo de otimização.

Resumidamente, o PSO simula o comportamento de um bando de andorinhas. Pense no seguinte cenário: as andorinhas estão na busca de alimentos em certo espaço. Nesta área existe apenas uma fonte de comida. Nenhuma andorinha sabe inicialmente onde o alimento está, todavia a cada iteração de tempo as aves sabem o qual longe está da comida. Assim sendo, a estratégia adequada para todos acabarem com a fome é acompanhar o pássaro que está mais perto do alimento.

Em outras palavras, cada partícula (solução candidata) da população se movimenta no espaço de busca, a procura de regiões promissoras no ambiente que possuam valores da função objetivo maiores (maximização) ou menores (minimização) que de outras partículas, descobertos previamente. Neste contexto, a posição de cada partícula é modificada e utiliza a informação compartilhada pelos elementos do grupo (enxame). Cada partícula altera sua posição a um ponto onde, ela e o enxame, obtém um valor melhor da função avaliação em iterações prévias.

É atribuída uma velocidade a cada uma das partículas e estas se movimentam pelo espaço de busca. Estas partículas possuem uma memória, que armazena a 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 Equação 4.1 atualiza a velocidade (v^i) de cada iteração (k) para cada partícula

e a Equação 4.2 atualiza a posição da partícula na iteração.

$$v_{k+1}^i = wv_k^i + C_1r_1(pbest_k^i - x_k^i) + C_2r_2(gbest - x_k^i) \quad (4.1)$$

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i \quad (4.2)$$

onde:

- 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);
- k é o índice da atual iteração;
- w é o coeficiente de inércia, que é 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 posição do bando, ou seja, o melhor vetor de todas as partículas analisadas e;
- x_k^i é vetor corrente da partícula i .

Diversas variantes do algoritmo PSO estão presentes na literatura, tais como *Discrete Particle Swarm Optimization* (DPSO), EPSO e *Laplace Crossover Particle Swarm Optimization* (LXPSO) (DEEP; BANSAL, 2009). Os dois primeiros são explicados nas seções subsequentes.

4.3.1 Discrete Particle Swarm Optimization

O PSO original trata problemas não lineares com variáveis contínuas. Porém, para o problema de coordenação de relés e diversos outros problemas algumas variáveis devem ser tratadas como inteiras, tratando como um caso de PNLIM. Kennedy e Eberhart (1997) criam uma versão binária discreta do PSO para a solução desse problema. Eles propõem um modelo em que o agente decide verdadeiro ou falso usando uma função com fatores cognitivo e social, como segue:

$$P(x_{k+1}^i) = f(x_k^i, v_k^i, pbest_i, gbest) \quad (4.3)$$

O parâmetro v , uma tendência da partícula fazer uma escolha ou não, determinará o limiar da probabilidade. Se v é elevado, a partícula terá maior chance de escolher o

valor um, e quando os valores são baixos, tende a zero. Uma das funções que realiza essa característica é a função sigmóide, que é geralmente usada em Redes Neurais Artificiais.

$$\text{sig}(v_k^i) = 1/(1 + \exp(-v_k^i)) \quad (4.4)$$

Derivada da versão contínua básica, a fórmula para versão binária do PSO é descrita como:

$$v_{k+1}^i = v_k^i + r_1(pbest_k^i - x_k^i) + r_2(gbest - x_k^i) \quad (4.5)$$

$$\rho_{k+1}^i < \text{sig}(v_{k+1}^i), \text{ logo } x_{k+1}^i = 1, \text{ senão } x_{k+1}^i = 0 \quad (4.6)$$

onde ρ_{k+1}^i é um vetor de números randômicos entre 0 e 1.

Além da discretização por meio de uma função sigmóide, outras metodologias para esse intento podem ser exploradas.

Arredondamento

Nessa aproximação as variáveis inteiras/discretas são tratadas como contínuas durante o curso da otimização, mas no término da otimização, elas são arredondadas para o inteiro mais próximo. O procedimento de arredondamento pode ser feito no fim do processo, mas também no fim de cada iteração. A principal vantagem desse processo é sua simplicidade e baixo custo computacional.

Apesar disso, dois problemas são expostos e merecem atenção: primeiramente, a solução pode caminhar para regiões infactíveis durante a etapa de arredondamento. Em segundo plano, o valor da função objetivo pode ficar tão diferente quando o arredondamento ocorre no fim da iteração e é possível que pontos discretos mais distantes tenha melhores resultados do que os pontos arredondados (inteiro mais próximo). Assim é importante observar a cada iteração a conduta do algoritmo.

Discrete Particle Swarm Optimization usando função penalidade

A meta-heurística possui uma função de penalidade, que diretamente aproxima de valores discretos, o DPSO com função penalidade (BERNARDES et al., 2013). O algoritmo é baseado no PSO padrão, porém uma função de penalidade quadrática ou senoidal é adicionada em cada função objetivo, substituindo o problema restrito em uma aproximação irrestrita.

De forma resumida, a Equação 4.7 mostra a função de avaliação a ser minimizada.

$$F(x) = f(x) + \varrho \sum_{p=1}^{ndisc} \{\zeta(x)\} \quad (4.7)$$

em que: x é o vetor de m variáveis (partícula), por exemplo os múltiplos de tempo e os tapes dos relés; $f(x)$ é a função objetivo a ser minimizada. Neste caso, poderia ser o somatório do tempo de atuação de todos os RDS em suas respectivas zonas de proteção; 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 e; $\zeta(x)$ é a função penalidades das variáveis discretas.

As funções de penalidade normalmente empregadas nos estudos são $\zeta_1(x_i)$ (característica senoidal) (KITAYAMA; ARAKAWA; YAMAZAKI, 2006), $\zeta_2(x_i)$ (característica senoidal) (SOLER; ASADA; COSTA, 2013) e $\zeta_3(x_i)$ (característica quadrática) (GISVOLD; MOE, 1972), logo mencionadas.

$$\zeta_1(x_i) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \left[\sin \frac{2\pi \{x_i - 0,25(s_i^{sup} + 3s_i^{sup})\}}{s_i^{sup} - s_i^{low}} + 1 \right] \quad (4.8)$$

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 e;

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

$$\zeta_2(x_i) = \sum_{i=1}^n \left[\sin \left(\frac{x_i}{s_i^{sup} - s_i^{low}} \pi + \alpha \right) \right]^{2\beta_1} \quad (4.9)$$

em que:

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

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

$$\zeta_3(x_i) = \sum_{x_i \in D_{x_d}} [4q_i(1 - q_i)]^{\beta_2} \quad (4.10)$$

$$q_i = \frac{x_i - s_i^{inf}}{s_i^{sup} - s_i^{inf}} \quad (4.11)$$

β_2 é uma constante inteira maior ou igual a 1 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.

A conduta do algoritmo DPSO com penalidade pode ser ilustrada pela Figura 14. Nela é vista a função $f(x) = t_i(I_p, \text{tape}, MT, I_{cc}, \Phi, \{K^1, K^2, \dots, K^{40}\})$ acrescida da função penalidade senoidal (Equação 4.9) para dado relé e o terceiro termo da Equação 4.7 tem sido suprimido para destacar a importância da penalidade de discretização. A curva em questão é a IEEE normal inversa. Neste exemplo, $MT \in \mathbb{R}^+ : 0,5 < MT < 15$ e $I_{cc}/I_p = MC \in \mathbb{R}^+ : 1 < MC < 4$, com passo de 0,1, ou seja, $s_i^{sup} - s_i^{inf} = 0,1$.

Figura 14: Gráfico de $f(x) + \varrho \zeta_2(x_{MC})$ e perfil no plano $MC \times T$.

Na mesma ilustração, o plano $MC \times T$ é visto. MC está entre 1 e 4 e é múltiplo de 0,1. Note que usando a função de penalidade, 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 senoides 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 $\varrho = 2,5$.

Aproximação booleana

Dependendo do conjunto de variáveis discretas, é possível codificar esses números em *bits* usando operadores da Álgebra Booleana ($\otimes$ – “OU” ou $\oplus$ – “OU exclusivo”)

(Equações 4.12 e 4.13) (AFSHINMANESH; MARANDI; RAHIMI-KIAN, 2005).

$$V_i(t+1) = C_1 \otimes (P_i \oplus X_i) + C_2 \otimes (P_g \oplus X_i) \quad (4.12)$$

$$X_i(t+1) = X_i(t) \oplus V_i(t+1) \quad (4.13)$$

Uma característica notável dessa aproximação é o mecanismo de velocidade limitada que é inspirado no procedimento de seleção negativa existente em sistemas imunes.

Em Marandi et al. (2006), a noção de peso de inércia que está faltando na Equação 4.12 é incorporada (Equação 4.14).

$$V_i(t+1) = \omega \odot V_i(t) + C_1 \otimes (P_i \oplus X_i) + C_2 \otimes (P_g \oplus X_i) \quad (4.14)$$

em que $\odot$ representa o operador “E”.

Uma aplicação prática é a codificação das curvas dos relés que podem ser usadas na otimização. Para isso é necessário a construção de uma tabela-verdade. Geralmente, com n bits podemos representar números inteiros positivos de 0 a $2^n - 1$. Caso os valores discretos sejam não inteiros, por exemplo, o conjunto múltiplo de tempo $\mathbb{C}_{MT} = 0,02, 0,04, 0,06, 0,08, 0,10$, $\mathbb{C}$ pode ser substituído por $\mathbb{C}_{MT'} = 1, 2, 3, 4, 5$ para aplicação da codificação binária, conhecendo a devida correspondência.

4.3.2 *Evolutionary Particle Swarm Optimization*

O EPSO (MIRANDA; FONSECA, 2002) é uma nova variação da família dos algoritmos metaheurísticos, formulado sob os conceitos de Programação Evolucionária e do PSO proposto por Kennedy e Eberhart (1995).

As características da Programação Evolucionária são interessantes, pois se provaram abordagens de otimização bem sucedidas em várias áreas, permitindo-se obter soluções de alta qualidade para diferentes tipos de problemas complexos. No entanto, os modelos de Programação Evolucionária podem se apresentar lentos, com altíssimo esforço computacional e ainda, enfrentarem dificuldades para problemas muito grandes. Assim, as características do PSO que possam acelerar a convergência tendem a ser encaradas como um avanço para o processo.

Pode-se entender o EPSO como um exame de partículas evoluindo pelo espaço de busca que estão sujeitas à seleção sob o ponto de vista evolucionário. Essa seleção atuará nos pesos e parâmetros que governam o comportamento de cada partícula e, conseqüentemente, o que se observará é a manutenção das partículas mais bem “adaptadas” que se sobressairão e se propagarão.

O EPSO adiciona algumas mudanças ao PSO que podem ser simplifiadamente explanadas da seguinte forma. Numa dada iteração, considere as partículas sofrendo os seguintes processos:

- **Replicação:** cada partícula será replicada r vezes;
- **Mutação:** cada partícula sofrerá mudança em seus pesos;
- **Reprodução:** cada partícula, após passar pelo processo de mutação, gerará uma prole que se enquadra em suas regras de movimento;
- **Avaliação:** cada nova partícula terá seu *fitness* avaliado;
- **Seleção:** através de processo estocástico as “melhores” partículas formarão a nova geração.

A regra de movimentação das partículas para o EPSO é a seguinte:

$$v_{k+1}^i = w^* v_k^i + C_1^* (pbest_k^i - x_k^i) + C_2^* (gbest^* - x_k^i) \quad (4.15)$$

A nova posição x_{k+1}^i é a mesma da Equação 4.16.

O símbolo * indica que a variável sofre mutação.

O processo de mutação acontece da seguinte maneira:

$$w_{k+1}^* = w_k^* v_k^i + \tau N(0, 1) \quad (4.16)$$

$$gbest_{k+1}^* = gbest_k^* + \tau_g N(0, 1) \quad (4.17)$$

onde: τ e τ_g são taxas de mutação; $N(0, 1)$ é um número aleatório de distribuição gaussiana com média 0 e variância 1.

A metaheurística EPSO se beneficia de duas formas: o processo de seleção Darwinista clássico e da regra de movimentação das partículas. Assim, é natural se esperar que esse algoritmo inteligente apresente resultados de convergência vantajosos em relação ao PSO e a Programação Evolucionária.

Na próxima seção, as características da Otimização Multiobjetivo são apresentadas.

4.4 Otimização Multiobjetivo

Primeiramente, um mapeamento de pontos do espaço $\mathcal{F}_x \subset \mathbb{R}^2$ via função vetorial $f(\cdot) : \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}^2$ é mostrado na Figura 15.

Figura 15: Mapeamento do espaço de parâmetros $\mathcal{X}$ no espaço de objetivos $\mathcal{Y}$ realizado pela função $f(\cdot)$

Existindo $\mathcal{F}_x$ e $\mathcal{F}_y$, o conjunto imagem de $f(\cdot)$ restrita ao domínio $\mathcal{F}_x$, consiste em um conjunto $\mathcal{X}^*$, denominado conjunto Pareto-ótimo, que possui as soluções possíveis x^* do problema de otimização.

A maioria dos algoritmos de otimização multiobjetivo utilizam conceitos de dominância e otimalidade de Pareto em suas buscas. Nesses algoritmos, duas soluções são comparadas a fim de verificar se uma solução domina outra ou não. Diante disso, o conceito de dominação é descrito a seguir, na Seção 4.4.1.

4.4.1 Conceito de dominação

Preliminarmente, assume-se que há $\mathcal{M}$ funções objetivos. Em ordem de cobrir tanto minimização ou maximização de funções objetivos, usar-se-á o operador $\triangleleft$ entre duas soluções i e j , como $i \triangleleft j$ para mostrar que a solução i é melhor do que a solução j em um objetivo particular. Similarmente, $i \triangleright j$ para certo objetivo implica que a solução i é pior do que a solução j nesse objetivo. Nessa situação, a dominação é definida como se segue:

Definição 4.4.1. Uma solução $x^{(1)}$ é dita dominar a solução $x^{(2)}$, se ambas condições 1 e 2 são verdadeiras: 1. A solução $x^{(1)}$ não é pior do que $x^{(2)}$ em todos os objetivos, ou $f_j(x^{(1)}) \not\triangleright f_j(x^{(2)})$ para todo $j = 1, 2, \dots, \mathcal{M}$ e; 2. A solução $x^{(1)}$ é estritamente melhor do que $x^{(2)}$ em no mínimo um objetivo, ou $f_{\bar{j}}(x^{(1)}) \triangleleft f_{\bar{j}}(x^{(2)})$ para todo $\bar{j} = 1, 2, \dots, \mathcal{M}$.

Se qualquer uma das condições for violada, a solução $x^{(1)}$ não domina a solução $x^{(2)}$. Se $x^{(1)}$ domina a solução $x^{(2)}$ (ou matematicamente $x^{(1)} \prec x^{(2)}$), é também comum escrever:

1. $x^{(2)}$ é dominado por $x^{(1)}$;
2. $x^{(1)}$ não é dominado por $x^{(2)}$, ou;
3. $x^{(1)}$ não é inferior a $x^{(2)}$.

Consideremos um problema de otimização com cinco diferentes soluções no espaço objetivo (Figura 16). É assumido que a função objetivo 1 precisa ser maximizada, enquanto a função 2 precisa ser minimizada. Cinco soluções com diferentes valores de funções objetivos são mostrados. Já que ambos as funções objetivos são importantes, geralmente é difícil encontrar uma solução que seja melhor em ambos os objetivos. Porém, é possível utilizar a Definição 4.4.1 para decidir qual solução é melhor entre duas soluções dadas em termos de ambos os objetivos.

Figura 16: Uma população contendo cinco soluções.

Por exemplo, se as soluções 1 e 2 são comparadas, observa-se que a solução 1 é melhor do que a solução 2 em f_1 e a solução 1 é também melhor do que solução 2 em f_2 . Logo, ambas das condições para dominação são satisfeitas, logo, a solução 1 domina a solução 2. Outro exemplo é entre as soluções 1 e 5, sendo 5 dominando 1.

Sequencialmente, a próxima seção trata sobre a otimalidade de Pareto.

4.4.2 Otimalidade de Pareto

Continuando com as comparações da seção anterior, compararemos agora as soluções 3 e 5 da Figura 16, porque essa comparação revela um aspecto interessante. Observe que

a solução 5 é melhor do que a solução 3 no primeiro objetivo, enquanto a solução 5 é pior do que a solução 3 no segundo objetivo. Assim sendo, a primeira condição não é satisfeita para ambas as soluções, sugerindo que não podemos concluir que a solução 5 domina a solução 3 ou vice-versa. Quando isso ocorre, é comum dizer que as soluções são não dominadas em relação a cada uma. Quando ambos objetivos são importantes, não é possível dizer se uma solução ou outra é melhor.

Para um dado conjunto finito de soluções, é possível fazer todas comparações (par a par) e encontrar quem a solução domina e quais soluções são não dominadas em relação a cada uma. As soluções 3 e 5 pertence a um conjunto não dominado. Em particular, esse conjunto tem como propriedade, a dominação sobre os demais conjuntos (no caso 1, 2 e 4), significando que as soluções são melhores.

O conjunto de soluções não dominadas é definido como se segue.

Definição 4.4.2 (Conjunto não dominado). *Entre um conjunto de soluções P , o conjunto de soluções P' são aqueles que não são dominados por nenhum membro do conjunto do P .*

Quando o conjunto P é todo o espaço de busca, ou $P = \mathcal{S}$, o conjunto P' resultante não dominado é chamado como conjunto Pareto-ótimo. A Figura 17 ilustra esse conjunto usando curva contínua em quatro diferentes cenários e dois objetivos, f_1 e f_2 . Esses objetivos podem ser minimizados ou maximizados, exigindo assim, quatro possibilidades de estudo: *a.* (minimizar f_1 , minimizar f_2); *b.* (minimizar f_1 , maximizar f_2); *c.* (maximizar f_1 , minimizar f_2); *d.* (maximizar f_1 , maximizar f_2).

Figura 17: Soluções pareto-ótimo frisadas com curvas contínuas envolvendo duas funções objetivos (Quatro combinações de otimização).

Já o conjunto Pareto-ótimo global é definido como se segue:

Definição 4.4.3 (Conjunto Pareto-ótimo global). *O conjunto não-dominado de todo espaço de busca factível $\mathcal{S}$ é um conjunto Pareto-ótimo global.*

Encontrar o conjunto não dominado de dado conjunto de soluções é similar a encontrar o mínimo de um conjunto de números reais. No segundo caso, quando dois números são comparados para identificar o menor número, o operador de relação “ $<$ ” é usado. Já no caso de encontrar um conjunto não-dominado, a relação de dominância $\prec$ ou $\preceq$ pode ser usado para identificar o melhor de duas soluções encontradas.

A aproximação Naive e Slow para encontrar o conjunto não dominado é apresentada a seguir (DEB, 2004). Cada solução i é comparada com cada uma das soluções da população para checar se ela é dominada ou não. O algoritmo descreve o procedimento passo a passo para encontrar o conjunto não dominado em dado conjunto $\mathcal{P}$ de tamanho $\mathcal{N}$. O procedimento para realizar essa aproximação é feito no Quadro 1.

Etapa 1. Ajuste o contador da solução $i = 1$ e crie um conjunto não dominado vazio $\mathcal{P}'$;

Etapa 2. Para uma solução $j \in \mathcal{P}$ (sendo $j \neq i$), verifique se a solução j domina a solução i . Se sim, vá para a Etapa 4;

Etapa 3. Se há mais soluções em $\mathcal{P}$, incremente uma unidade em j e retorne a Etapa 2. Caso contrário, ajuste $\mathcal{P}' = \mathcal{P}' \cup \{i\}$;

Etapa 4. Incremente uma unidade em i . Se $i \leq \mathcal{N}$, vá para o Passo 2. Caso contrário, interrompa e declare $\mathcal{P}'$ como um conjunto não dominado.

Quadro 1: Algoritmo de Naive e Slow.

Adicionalmente, a aproximação por atualização contínua é similar a aproximação de Naive e Slow, exceto que esta técnica é mais rápida. Toda solução da população é checada com uma população parcialmente preenchida para dominação. O método passo a passo é descrito no Quadro 2.

Está claro que as soluções encontradas por qualquer um dos métodos apresentados são as melhores soluções em uma população. Assim sendo, essas soluções podem ser chamadas como melhor conjunto não dominado.

4.4.3 Classificação de soluções não dominadas de uma população

Algoritmos meta-heurísticos para otimização multiobjetivo necessitam apenas do conjunto principal não dominado de toda população (na região de fronteira). Esses algoritmos classificam a população em dois conjuntos (conjunto não dominado e conjunto dominado). Porém, é possível classificar as soluções em diversos níveis de dominação. As

<p>Etapa 1. Inicialize $\mathcal{P}' = \{1\}$ e ajuste o contador da solução $i = 2$;</p> <p>Etapa 2. Ajuste $j = 1$;</p> <p>Etapa 3. Compare a solução i com j do conjunto $\mathcal{P}'$ para dominação;</p> <p>Etapa 4. Se i domina j, delete o j-ésimo membro de $\mathcal{P}'$ ou atualize $\mathcal{P}' = \mathcal{P}' \setminus \{\mathcal{P}'^{(j)}\}$. Se $j < \mathcal{P}'$, incremente uma unidade em j e então vá para a Etapa 3. Caso contrário, vá para Etapa 5. Alternativamente, se o j-ésimo membro de $\mathcal{P}'$ domina i, incremente uma unidade em i e então vá para a Etapa 2;</p> <p>Etapa 5. Insira i em $\mathcal{P}'$ ou atualize $\mathcal{P}' = \mathcal{P}' \cup \{i\}$. Se $i < \mathcal{N}$, incremente uma unidade em i e vá para a Etapa 2. Caso contrário, pare e declare $\mathcal{P}'$ como um conjunto não dominado.</p>
--

Quadro 2: Algoritmo de atualização contínua.

melhores soluções não dominadas ficam no nível 1. Desconsiderando essas soluções da população, são encontradas as soluções de nível 2 e assim por diante. O algoritmo básico pode ser visto no Quadro 3.

<p>Etapa 1. Inicie todos os conjuntos não dominados $\mathcal{P}_j (j = 1, 2, \dots)$ como vazios e ajuste o contador de nível de dominação $j = 1$;</p> <p>Etapa 2. Utilize a aproximação para encontrar o conjunto não dominado $\mathcal{P}'$ da população $\mathcal{P}$;</p> <p>Etapa 3. Atualize $\mathcal{P}_j \neq \mathcal{P}'$ e $\mathcal{P} = \mathcal{P} \cup \mathcal{P}'$;</p> <p>Etapa 4. Se $\mathcal{P} \neq \emptyset$ incremente uma unidade em j e vá para a Etapa 2. Caso contrário, pare e declare todos os conjuntos não dominados $\mathcal{P}_i$, para $i = 1, 2, \dots, j$.</p>

Quadro 3: Algoritmo de classificação de soluções não dominadas.

4.5 Otimização Multiobjetivo por Metaheurística

Apesar das habilidades dos métodos puramente clássicos, eles podem apresentar algumas falhas, tais como:

- Apesar dos métodos baseado em gradiente rapidamente convergirem para próximo de uma solução ótima, eles não são eficientes em problemas não diferenciáveis ou contínuos;
- A convergência para uma solução depende da escolha da solução inicial;
- Grande parte dos algoritmos tende a prender em soluções subótimas;
- Um algoritmo eficiente para resolver um problema de otimização pode não ser eficiente para resolver um problema de otimização diferente;

- Alguns algoritmos não são eficientes para operar em problemas que têm espaço de busca discreto;
- Os algoritmos não podem ser potencialmente empregados junto com a Computação Paralela.

A estratégia NSGA e MOPSO são retratadas em sequência.

4.5.1 *Elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm*

Inicialmente, a ideia de usar uma separação não dominada pensada por Goldberg (1989) foi diretamente implementada por Srinivas e Deb (1994), originando o NSGA, mantendo o esquema de atribuição de *fitness* que prefere soluções não dominadas e também da estratégia de compartilhamento que preserva a diversidade.

Anos depois, Deb et al. (2000) desenvolve o NSGA-II que tem a estratégia de preservação da elite e também de um mecanismo de preservação de diversidade. Em muitos aspectos, esse algoritmo não tem muitas similaridades com o original NSGA, mas os criadores deixaram o nome NSGA-II para destacar sua gênese.

Em NSGA-II, uma população descendente Q_t é criada usando uma população pai P_t . Antes de encontrar a fronteira não dominada de Q_t , duas populações são combinadas para formar R_t de tamanho $2N$. Então, uma seleção não dominada é usada para classificar toda população R_t , permitindo uma verificação global de elementos não dominantes entre soluções ascendentes e descendentes.

Uma vez que a seleção de não dominantes é finalizada, a nova população é preenchida por soluções de diferentes fronteiras não dominadas, uma de cada vez. O preenchimento inicia com a melhor fronteira não dominada e continua com as soluções da segunda fronteira não dominada, seguida pela terceira, e assim por diante. Já que o tamanho completo da população de R_t é $2N$, nem todas fronteiras podem ser acomodadas em N slots disponíveis na nova população. Assim todas as fronteiras que não puderem ser acomodadas são excluídas. Quando a última fronteira está sendo visitada, nela pode existir mais soluções na última fronteira além dos *slots* restantes na nova população. Ao invés de arbitrariamente descartar alguns membros da última fronteira, seria aconselhável usar uma estratégia para escolher os membros da última fronteira, que residem na região menos preenchida naquela fronteira.

Uma estratégia como essa não afetaria os procedimentos dos estágios iniciais de evolução. Isso é possível pois existem muitas fronteiras na população combinada. É provável que soluções de fronteiras não dominadas muito boas já estejam incluídas na nova população, antes delas chegarem até N , quando a população é preenchida. Todavia, durante os estágios posteriores, é provável que a maioria das soluções na população caminham para

melhor fronteira não dominada. Além disso, é presumível que na população combinada R_t de tamanho $2N$, o número de soluções na primeira fronteira não dominada exceda N .

Assim sendo, o algoritmo do Quadro 4 assegura que um conjunto diverso de soluções de toda população será escolhido. Quando toda população converge para a fronteira de Pareto-ótimo, a continuação desse algoritmo garante um melhor alastramento entre as soluções. O método passo a passo é mostrado de forma sucinta. Inicialmente, uma população randômica P_0 é criada. Ela é escolhida em diferentes níveis de dominação. Além disso, cada solução é atribuída um *fitness* igual a seu nível de não dominação (sendo 1, o melhor nível)

Etapa 1. Combine populações ascendentes e descendentes e crie $R_t = P_t \cup Q_t$. Faça uma seleção não dominada em R_t e identifique diferentes fronteiras: $\mathcal{F}_i, i = 1, 2, \dots$;

Etapa 2. Estabeleça nova população $P_{t+1} = \emptyset$. Ajuste o contador $i = 1$. Até $|P_{t+1}| + |\mathcal{F}_i| < N$, faça $P_{t+1} = P_{t+1} \cup \mathcal{F}_i$ e $i = i + 1$;

Etapa 3. Faça o procedimento *crowding-sorting*($\mathbb{F}_i, <_c$) e inclua as $(N - |P_{t+1}|)$ soluções amplamente mais espalhadas usando os valores de distância de multidão (do inglês, *crowding distance*) no $\mathcal{F}_i$ escolhido a P_{t+1} ;

Etapa 4. Crie a população descendente Q_{t+1} de P_{t+1} usando seleção por torneio de multidão (derivado do inglês, *crowded tournament selection*), *crossover* e mutação.

Quadro 4: Algoritmo NSGA-II.

Na Etapa 3, *crowding-sorting* das soluções da fronteira i (a última fronteira que não poderia ser completamente acomodada) é calculado usando uma métrica de distância de multidão (do inglês, *crowding distance metric*). A população é organizada em ordem decrescente de magnitude dos valores de distância de multidão. Na Etapa 4, o operador de seleção por torneio de multidão, que também utiliza a distância de multidão, é usado.

É importante mencionar que a seleção não dominada no Passo 1 e a população de preenchimento P_{t+1} podem ser realizados juntos. Dessa forma, cada vez que uma fronteira não dominada é encontrada, seu tamanho pode ser usado para checar se ela pode ser incluída na nova população. Se isso não é possível, mais nenhuma seleção é necessária. Isso ajuda a reduzir o tempo de processamento do algoritmo.

4.5.2 Multiobjective Particle Swarm Optimizer

Para a otimização de problemas multiobjetivos usando PSO, existem diversas técnicas tais como:

1. Métodos baseado em soma ou agregação:

- Soma ponderada comum;

- Soma ponderada *Bang-bang*;
 - Soma ponderada dinâmica.
2. Métodos baseado em critérios
 3. Métodos baseado em dominância de Pareto:
 - Método por arquivamento;
 - Método sigma;
 - Classificador de elementos não dominados;
 - Árvores dominadas.

Algumas dessas técnicas em MOPSO usam conceitos já vistos anteriormente, diferindo apenas a meta-heurística empregada (nesse caso, PSO substituindo AG). A título de exemplo, a soma ponderada comum que emprega PSO “escalariza” um conjunto de objetivos em objetivos simples pré-multiplicando cada objetivo com um peso escolhido *a priori* pelo usuário, *Vector-evaluated Particle Swarm Optimization* (VEPSO), um método baseado em critérios, tem como base o *Vector-evaluated Genetic Algorithm* (VEGA) e o método que classifica elementos não dominados (por dominância de Pareto) advém em partes do NSGA-II.

Detalhes adicionais envolvendo heurísticas modernas e Otimização Multiobjetivo, mais especificamente, podem ser também consultadas em Engelbrecht (2007), Deb (2004), Coello, Veldhuizen e Lamont (2002).

4.6 Adoção dos conceitos de Otimização para coordenação de RDSs

Nesta seção será clarificado para o leitor como aderir os conceitos monobjetivo e também multiobjetivo na avaliação da proteção.

O fluxograma com a ideia geral do problema ser solucionado é apresentado na Figura 18. Ele é dividido em cinco etapas: (a) Carregar; (b) Alocação e parametrização; (c) Processamento; (d) Otimização e; (e) Resultados.

Primeiramente, a etapa “Carregar” diz respeito a inserção dos dados do sistema elétrico (extensão *.ANA) no programa de coordenação de RDSs. Informações de barras, circuitos, tensões e potência base e impedância mútua estão neste arquivo. Mais detalhes para sua construção podem ser consultados em (CEPEL, 2013).

Além disso, o banco de dados dos relés contemplando as unidades temporizadas e instantâneas de fase e neutro são também carregadas. Para as unidades temporizadas, os tipos de curvas estão na Seção 3.2. Lembra-se que o formato padrão de entrada dos relés de proteção desenvolvido nesta Tese é visto no Apêndice A (página 215).

Figura 18: Fluxograma conceitual para a coordenação dos relés envolvendo circuitos mutuamente acoplados e unidades temporizada e instantânea (fase e neutro) passo-a-passo.

A segunda etapa (“Alocação”) destina cada RDS nos locais escolhidos pelo especialista, sendo sempre entre duas barras reais. A definição de barras reais foi explicada na Seção 3.3. Para cada relé, o usuário deve informar sua identificação numérica, barra DE, barra PARA, relação do TC (fase e neutro), fabricante, versão do equipamento, função empregada (neste trabalho, sobrecorrente direcional), I_{nom}^{LT} (da Equação 3.14 - página 65) e correntes mínima e máxima que podem circular pelo neutro em condições normais de operação.

Ao definir as barras DE e PARA, automaticamente o programa deve demonstrar ao usuário os possíveis ramos que formam a superlinha DE – PARA e o caminho deve ser devidamente confirmado e salvo. Essa etapa é bem explicada nas Seções 3.3.1 e 3.3.2. Atenção especial em ramos paralelos ligados entre as mesmas barras, onde um terceiro número NC para cada ramo é também definido (por exemplo, ramo 1: $DE_1 = 1$,

$PARA_1 = 2$ e $NC_1 = 1$ e ramo 2: $DE_2 = 1$, $PARA_2 = 2$ e $NC_2 = 2$).

Para cada superlinha definida na etapa anterior, encontre os circuitos mutuamente acopladas a ela (etapa “Processamento”). Encontrando esses circuitos, eles serão úteis para calcular os curtos-circuitos em situações de contingência, como abertura e aterramento de linha paralela, por exemplo. Para isso é necessário ter a informação de dados de impedância mútua. Essa etapa é descrita na Seção 3.3.3.

Os pares de relés primários e secundários são encontrados pelo programa logo em sequência. A explicação dessa parte encontra-se na Seção 3.4.1 na página 65.

Em posse dos elementos anteriores, crie as macros (instruções) que possibilitam o cálculo de curto-circuito da unidade temporizada e instantânea, tanto para fase quanto para neutro, armazenando as informações em um diretório. O formato das macros é definido pelo programa de curto-circuito utilizado. As correntes de curtos-circuitos necessárias e critérios foram densamente discutidos nas Seções 3.4.2 (página 65) e 3.4.3 (página 65).

Calcule todos curtos-circuitos da unidade temporizada e instantânea, organizando adequadamente as informações para cada par encontrado. Lembra-se que correntes em direção contrária não atuará o RDS.

A “Otimização” é realizada na próxima fase. Primeiramente realize o ajuste dos parâmetros, determinando também os limites mínimos e máximos das variáveis de decisão. Essa etapa resolve o problema de coordenação de RDS. O usuário pode escolher estudar três situações:

- (a) Problema monobjetivo cuja formalização matemática é discutida na Seção 3.5 e resolvido usando enxame de partículas desenvolvido na linguagem C++;
- (b) Primeiro problema multiobjetivo cuja formalização matemática é discutida na Seção 3.6 e;
- (c) Segundo problema multiobjetivo cuja formalização matemática é discutida na Seção 3.7.

A situação b e c são resolvidas usando NSGA-II e MOPSO. Em relação ao NSGA-II, a codificação dos cromossomos foi tratada nos estudos como real e não como binária. Como o otimizador minimiza todas funções objetivos estudadas, a função objetivo f_3 da situação b é multiplicada por -1, visto que f_3 deve ser maximizado.

Os resultados do ITC de todas situações são armazenados em uma estrutura vetorial discutida na Seção 3.8. Tanto a inequação que rege o ITC quanto as demais inequações que não são respeitadas são transformadas em tipo $g(x) \leq 0$. Se $g(x)$ for positivo, ele é multiplicado por um fator igual a 20 e somado às funções objetivos para ocorrência da penalização.

Na etapa “Saída”, as variáveis como I_p , t_{ape} e MT dos dispositivos de proteção são demonstradas. Gráficos também são criados para facilitar o estudo do especialista.

Os resultados desta Tese são demonstrados nos próximos dois capítulos. Iniciando primeiramente com a abordagem monobjetivo no Capítulo 5 (página 115). Em sequência, a abordagem multiobjetivo no Capítulo 6 (página 157).

5 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO MONOBJETIVO ENTRE OS RDSs

Os resultados da formulação monobjetivo desta Tese discutidos na seção 3.5 (página 70) são apresentados neste capítulo. O sistema elétrico sob estudo é mostrado na Figura 19, em que os RDS são mostrados por quadrados vermelhos. Além disso, as barras fictícias, acoplamentos mútuos e as contingências típicas são também visualizadas. Essa rede de subtransmissão faz parte do sistema elétrico brasileiro. A área escolhida está sob concessão da CTEEP. Deixa-se claro que a região escolhida foi a mesma utilizada no projeto P&D ANEEL 68-20-2011.

Primeiramente, a localização das superlinhas nessa rede elétrica real, pertencente a uma concessionária, com diversos trechos mutuamente acoplados será abordado. Em seguida, também são discutidos a coordenação de RDS diante de diversas situações, tais como a coordenação do tempo do relé de distância com o RDS primário, utilização de elemento instantâneo e cálculo com diferentes curvas.

5.1 Busca de superlinhas no sistema-teste CTEEP

Baseado na estrutura em Grafos, as superlinhas são facilmente encontradas conhecendo previamente as duas extremidades do circuito (barras reais). A Figura 20 mostra diversos grafos para encontrar as superlinhas paralelas associadas a um relé específico. As setas azuis caracterizam os acoplamentos mútuos, os círculos com linhas sólidas definem barras reais e os círculos pontilhados representam barras fictícias. Por exemplo, R5 está localizado em 19210 – 33046, tendo 33048 como uma barra intermediária. Como a seção 19210 – 33048 está mutuamente acoplada com 19210 – 19218, logo duas superlinhas paralelas são identificadas (19210 – 14247 e 19210 – 19280).

Como pode ser visto na Tabela 11, quando o circuito paralelo é aberto e aterrado no sistema-teste, o nível de curto-circuito é normalmente superior à condição normal de operação. Por exemplo, quando é aplicado um curto-circuito fase-terra na barra remota (33006) do relé R16, o valor de $3 \times I_0$ quando o sistema opera normalmente é 1396 A, 1158 A (–17,05%) quando o circuito 33032 - 19220 é aberto sem aterramento e 2300 A (+64,76%) quando o circuito 33032 - 19220 é aberto com aterramento. Já quando é aplicado na barra remota (33032) do relé 21, o valor de $3 \times I_0$ é igual a 1898 A quando o sistema opera normalmente, 1976 A (+4,11%) diante da abertura do circuito 19240 - 33006 e 2252 A (+18,65%) quando esse mesmo circuito é aberto e aterrado.

As linhas de transmissão paralelas normalmente são mutuamente acopladas. As impedâncias mútuas são menores do que 10 % em relação às impedâncias próprias para a sequência positiva, no entanto para a sequência zero, muitas vezes a impedância mútua

Figura 19: Sistema elétrico sob estudo – 22 barras.

Figura 20: Grafos indicando as relações de impedância mútua dos relés R1 a R15.

representa de 50 a 70 % da impedância própria de sequência zero. Devido a esse fator, as impedâncias mútuas devem ser adequadamente inseridas nos cálculos de curto-circuito, principalmente os de natureza fase-terra (ELMORE, 1994). Diversos artigos a respeito de coordenação de relés que foram vistos na literatura não consideravam a influência de impedâncias mútuas.

Para demonstrar a verdadeira importância disso, a Tabela 12 mostra os valores de curtos-circuitos sem impedância mútua. Nota-se que na ocorrência de uma falta fase-terra, a magnitude da corrente entre uma situação e outra pode alterar significativamente dependendo da contingência analisada. Isso é matematicamente comprovado por meio da Figura 21, onde é apresentado o erro relativo em porcentagem ao considerar ou não o efeito da impedância mútua. Nela é vista a respeito de ambas correntes, $2I_1 + I_0$ e $3 \times I_0$.

Tabela 11: Comparação entre curtos-circuitos na situação normal e diante de contingência (abertura sem e com aterramento) – sistema elétrico com impedância mútua.

Relé	Curto-circuito aplicado	Descrição do problema	$2I_1 + I_0$ [A]	$3 \times I_0$ [A]
R5	Fase-terra na barra remota (33046)	1. Sistema normal	1.529	1.762
		2. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.496	1.773
		3. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.610	1.992
R6	Fase-terra na barra remota (19210)	4. Sistema normal	1.441	625
		5. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.596	468
		6. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.650	615
R7	Fase-terra na barra remota (19280)	7. Sistema normal	977	904
		8. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.106	973
		9. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.244	1.331
R8	Fase-terra na barra remota (33046)	10. Sistema normal	2.153	2.043
		11. Abertura de circ. 19210 - 19280	2.084	1.898
		12. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	2.157	1.917
R9	Fase-terra na barra remota (19280)	13. Sistema normal	1.092	1.162
		14. Abertura de circ. 19210 - 33046	1.158	1.047
		15. Abertura de circ. 33046 - 19280	1.187	1.086
		16. Abertura de circ. 19210 - 33046 (c/ aterram.)	1.166	1.071
		17. Abertura de circ. 33046 - 19280 (c/ aterram.)	1.211	1.144
R15	Fase-terra na barra remota (19220)	18. Sistema normal	1.166	346
		19. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.357	490
		20. Abertura de circ. 33032 - 19220	1.418	550
		21. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.380	553
R16	Fase-terra na barra remota (33006)	22. Abertura de circ. 33032 - 19220 (c/ aterram.)	1.577	956
		23. Sistema normal	1.300	1.396
		24. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.320	1.380
		25. Abertura de circ. 33032 - 19220	1.220	1.158
		26. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.403	1.340
R17	Fase-terra na barra remota (33006)	27. Abertura de circ. 33032 - 19220 (c/ aterram.)	1.739	2.300
		28. Sistema normal	3.331	3.240
		29. Abertura de circ. 19240 - 33032	3.126	3.064
R18	Fase-terra na barra remota (19240)	30. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	3.557	3.649
		31. Sistema normal	1.071	900
		32. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.325	1.241
R21	Fase-terra na barra remota (33032)	33. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.397	1.419
		34. Sistema normal	2.148	1.898
		35. Abertura de circ. 19240 - 33006	2.143	1.976
		36. Abertura de circ. 33006 - 19220	2.157	1.992
		37. Abertura de circ. 19240 - 33006 (c/ aterram.)	2.305	2.252
R22	Fase-terra na barra remota (19240)	38. Abertura de circ. 33006 - 19220 (c/ aterram.)	2.219	1.745
		39. Sistema normal	818	442
		40. Abertura de circ. 19240 - 33006	1.132	932
		41. Abertura de circ. 33006 - 19220	1.100	926
		42. Abertura de circ. 19240 - 33006 (c/ aterram.)	1.170	1.024
		43. Abertura de circ. 33006 - 19220 (c/ aterram.)	1.256	1.331

Adotando um erro máximo tolerável de 1,5% (linha azul tracejada), somente 14 correntes $2I_1 + I_0$ (43 no total) e também 14 correntes $3I_0$ (43 no total) respeitam esse limite. Os problemas 2, 11, 35, 36 e 41 são alguns casos que podem ser tomados como exemplos. 22 correntes $2I_1 + I_0$ e 9 correntes $3I_0$ tiveram valores acima de 1,5% e abaixo de 10%, 5 correntes $2I_1 + I_0$ e 12 correntes $3I_0$ ficaram na faixa entre 10% e 20%, 2 correntes $2I_1 + I_0$ e 4 correntes $3I_0$ tiveram erros relativos entre 20% e 30% e o erro de 4 correntes $3I_0$ foi acima de 30%. O caso nº 39 (curto-circuito fase-terra na barra remota 33032) foi o mais crítico, pois o erro relativo alcançou 97,29% para $3I_0$. O valor da corrente que passa no relé 22 considerando impedância mútua é de apenas 442 A e não considerando o efeito da impedância mútua é de 872 A. Para melhor visualização dos dados na Figura 21, o eixo das ordenadas y sofreu um corte em 50.

Tabela 12: Comparação entre curtos-circuitos na situação normal e diante de contingência (abertura sem e com aterramento) – sistema elétrico sem impedância mútua.

Relé	Curto-circuito aplicado	Descrição do problema	$2I_1 + I_0$ [A]	$3 \times I_0$ [A]
R5	Fase-terra na barra remota (33046)	1. Sistema normal	1.519	1.777
		2. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.501	1.784
		3. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.501	1.784
R6	Fase-terra na barra remota (19210)	4. Sistema normal	1.399	439
		5. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.620	440
		6. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.620	440
R7	Fase-terra na barra remota (19280)	7. Sistema normal	978	893
		8. Abertura de circ. 19210 - 19280	1.107	977
		9. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	1.107	977
R8	Fase-terra na barra remota (33046)	10. Sistema normal	2.110	1.968
		11. Abertura de circ. 19210 - 19280	2.087	1.896
		12. Abertura de circ. 19210 - 19280 (c/ aterram.)	2.087	1.896
R9	Fase-terra na barra remota (19280)	13. Sistema normal	1.042	998
		14. Abertura de circ. 19210 - 33046	1.175	1.081
		15. Abertura de circ. 33046 - 19280	1.190	1.093
		16. Abertura de circ. 19210 - 33046 (c/ aterram.)	1.175	1.081
		17. Abertura de circ. 33046 - 19280 (c/ aterram.)	1.190	1.093
R15	Fase-terra na barra remota (19220)	18. Sistema normal	1.285	461
		19. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.437	494
		20. Abertura de circ. 33032 - 19220	1.467	485
		21. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.437	494
		22. Abertura de circ. 33032 - 19220 (c/ aterram.)	1.467	485
R16	Fase-terra na barra remota (33006)	23. Sistema normal	1.195	1.169
		24. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.241	1.207
		25. Abertura de circ. 33032 - 19220	1.218	1.202
		26. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.241	1.207
		27. Abertura de circ. 33032 - 19220 (c/ aterram.)	1.218	1.202
R17	Fase-terra na barra remota (33006)	28. Sistema normal	3.270	3.287
		29. Abertura de circ. 19240 - 33032	3.091	3.117
		30. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	3.091	3.117
R18	Fase-terra na barra remota (19240)	31. Sistema normal	1.163	1075
		32. Abertura de circ. 19240 - 33032	1.283	1.136
		33. Abertura de circ. 19240 - 33032 (c/ aterram.)	1.283	1.136
R21	Fase-terra na barra remota (33032)	34. Sistema normal	2.196	2.042
		35. Abertura de circ. 19240 - 33006	2.137	1.983
		36. Abertura de circ. 33006 - 19220	2.160	1.988
		37. Abertura de circ. 19240 - 33006 (c/ aterram.)	2.137	1.983
		38. Abertura de circ. 33006 - 19220 (c/ aterram.)	2.160	1.988
R22	Fase-terra na barra remota (19240)	39. Sistema normal	989	872
		40. Abertura de circ. 19240 - 33006	1.127	919
		41. Abertura de circ. 33006 - 19220	1.103	933
		42. Abertura de circ. 19240 - 33006 (c/ aterram.)	1.127	919
		43. Abertura de circ. 33006 - 19220 (c/ aterram.)	1.103	933

Assim sendo, essa Tese leva em consideração as impedâncias mútuas na coordenação de relés. Em situações em que o aterramento foi realizado diante da abertura de uma LT, o valor da impedância de terra foi considerada igual a zero. Além disso, os transdutores (TCs) foram classificados como ideais, não levando em conta possíveis erros para os estudos.

A próxima seção aborda sobre as características dos dispositivos de proteção inseridos no sistema-teste.

5.2 Aspectos dos RDS utilizados no sistema elétrico brasileiro

Para fins práticos, uma porção do sistema elétrico brasileiro sob concessão da CTEEP está sendo demonstrada. É uma rede com diversas linhas paralelas e circuitos mutuamente acoplados, além de ser consideravelmente malhada. Para fins de simulação,

Figura 21: Erros relativo percentuais entre Tabelas 11 e 12.

nesse estudo foram considerados e alocados 22 RDS de padrão comercial do fabricante *Siemens* (versões 1A e 5A do lado secundário do TC - 7SJ64_v4.6_1A e 7SJ64_v4.6_5A). Deixa-se claro que a escolha desses relés não representa o que está implantado em campo.

Para a unidade temporizada, o ajuste de *pick-up* da versão 1A varia de 0,1 a 4 A com passo igual a 0,01, para fase e, para o relé de neutro, varia de 0,05 a 4 com passo igual a 0,01. Já na versão 5A, o ajuste de *pick-up* varia de 0,5 a 20 A com passo igual a 0,01 (fase) e de 0,25 a 20 A com passo igual a 0,01 para neutro. Os MTs das duas versões são semelhantes: 0,05 – 3,2, com passo de 0,01. A função para fase é a 67_IEC e a função para neutro é a 67N_IEC.

A faixa de valores para ajustar o *tape* de corrente para cada relé ($I_{p,min}^{Fase_{temp}} - I_{p,max}^{Fase_{temp}}$ e $I_{p,min}^{Neutro_{temp}} - I_{p,max}^{Neutro_{temp}}$) dependem de RTC. As características do sistema de proteção (unidade temporizada) instalado na rede elétrica são mostradas na Tabela 13.

Por outro lado, o ajuste de *pick-up* da unidade instantânea da versão 1A varia de 0,1 a 35 A, com passo igual a 0,01, para a fase, e de 0,05 a 35 A, com passo igual a 0,01, para neutro. Já na versão 5A, o ajuste de *pick-up* varia de 0,5 a 175 A com passo igual a 0,01 para fase e varia de 0,25 a 175 A com passo de 0,01 para neutro. A função para fase é a 67-1 e a função para neutro é a 67N-1.

Da mesma forma, a faixa de valores para ajustar o *tape* de corrente para cada relé ($I_{p,min}^{Fase_{inst}} - I_{p,max}^{Fase_{inst}}$ e $I_{p,min}^{Neutro_{inst}} - I_{p,max}^{Neutro_{inst}}$) dependem da RTC. As características do

Tabela 13: Características da proteção de fase e neutro (unidades temporizadas) – barras, versão, RTC e faixa de I_p .

N.	Barra Principal	Barra Remota	Relé (versão)	RTC^{Fase}	$I_{p,min}^{Fase_{temp}}$ [A]	$I_{p,max}^{Fase_{temp}}$ [A]	RTC^{Neutro}	$I_{p,min}^{Neutro_{temp}}$ [A]	$I_{p,max}^{Neutro_{temp}}$ [A]
1	19200	19210	1 A	600/1	60	2.400	300/1	15	1.200
2	19210	19200	1 A	600/1	60	2.400	600/1	30	2.400
3	19200	19210	1 A	600/1	60	2.400	300/1	15	1.200
4	19210	19200	1 A	600/1	60	2.400	600/1	30	2.400
5	19210	33046	5 A	120/1	60	2.400	120/1	30	2.400
6	33046	19210	5 A	120/1	60	2.400	30/1	7.5	600
7	33046	19280	5 A	120/1	60	2.400	30/1	7.5	600
8	19280	33046	5 A	240/1	120	4.800	100/1	25	2.000
9	19210	19280	5 A	120/1	60	2.400	120/1	30	2.400
10	19280	19210	5 A	160/1	80	3.200	100/1	25	2.000
11	19210	19220	1 A	600/1	60	2.400	600/1	30	2.400
12	19220	19210	5 A	80/1	40	1.600	80/1	20	1.600
13	19210	19220	1 A	600/1	60	2.400	600/1	30	2.400
14	19220	19210	5 A	80/1	40	1.600	80/1	20	1.600
15	33006	19220	5 A	320/1	160	6.400	40/1	10	800
16	19220	33006	5 A	100/1	50	2.000	100/1	25	2.000
17	19240	33006	5 A	120/1	60	2.400	80/1	20	1.600
18	33006	19240	5 A	320/1	160	6.400	20/1	5	400
19	33032	19220	5 A	80/1	40	1.600	30/1	7.5	600
20	19220	33032	5 A	100/1	50	2.000	100/1	25	2.000
21	19240	33032	5 A	120/1	60	2.400	80/1	20	1.600
22	33032	19240	5 A	80/1	40	1.600	30/1	7.5	600

sistema de proteção (unidade instantânea) instalado na rede elétrica são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14: Características da proteção de fase e neutro (unidades instantâneas) – barras, versão, RTC e faixa de I_p .

N.	Barra Principal	Barra Remota	Relé (versão)	RTC^{Fase}	$I_{p,min}^{Fase_{inst}}$ [A]	$I_{p,max}^{Fase_{inst}}$ [A]	RTC^{Neutro}	$I_{p,min}^{Neutro_{inst}}$ [A]	$I_{p,max}^{Neutro_{inst}}$ [A]
1	19200	19210	1 A	600/1	60	21.000	300/1	15	10.500
2	19210	19200	1 A	600/1	60	21.000	600/1	30	21.000
3	19200	19210	1 A	600/1	60	21.000	300/1	15	10.500
4	19210	19200	1 A	600/1	60	21.000	600/1	30	21.000
5	19210	33046	5 A	120/1	60	21.000	120/1	30	21.000
6	33046	19210	5 A	120/1	60	21.000	30/1	7.5	5.250
7	33046	19280	5 A	120/1	60	21.000	30/1	7.5	5.250
8	19280	33046	5 A	240/1	120	42.000	100/1	25	17.500
9	19210	19280	5 A	120/1	60	21.000	120/1	30	21.000
10	19280	19210	5 A	160/1	80	28.000	100/1	25	17.500
11	19210	19220	1 A	600/1	60	21.000	600/1	30	21.000
12	19220	19210	5 A	80/1	40	14.000	80/1	20	14.000
13	19210	19220	1 A	600/1	60	21.000	600/1	30	21.000
14	19220	19210	5 A	80/1	40	14.000	80/1	20	14.000
15	33006	19220	5 A	320/1	160	56.000	40/1	10	7.000
16	19220	33006	5 A	100/1	50	17.500	100/1	25	17.500
17	19240	33006	5 A	120/1	60	21.000	80/1	20	14.000
18	33006	19240	5 A	320/1	160	56.000	20/1	5	3.500
19	33032	19220	5 A	80/1	40	14.000	30/1	7.5	5.250
20	19220	33032	5 A	100/1	50	17.500	100/1	25	17.500
21	19240	33032	5 A	120/1	60	21.000	80/1	20	14.000
22	33032	19240	5 A	80/1	40	14.000	30/1	7.5	5.250

Os pares candidatos foram encontrados por meio da matriz de incidência. Em adição, os valores das correntes de curto-circuito para as unidades temporizada e instantânea são vistos nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15: Resultado do curto-circuito - unidades temporizadas de fase e neutro.

N. Relé Local	mín $I_{3f_rem}^{I_1}$ [A]	mín I_{ff_rem} [A]	máx $I_{3f_closein}^{I_1}$ [A]	máx $I_{3f_rem}^{I_1}$ [A]	mín $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$ [A]	máx $I_{ft_closein}^{3 \times I_0}$ [A]	máx $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$ [A]	N. Relé Retag.	máx I_{ff_rem} [A]	máx $I_{3f_closein}^{I_1}$ [A]	máx $I_{ft_closein}^{3 \times I_0}$ [A]	máx $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$ [A]
1	525,725	497,279	3.453,02	913,411	509,955	5.256,11	1.213,56	4	2.386,3	48,238	640,438	0
2	2.280,53	1.936,12	10.589,1	2.962,35	640,616	11.210,5	1.208,23	3	545,845	0	509,786	0
2	2.280,53	1.936,12	10.589,1	2.962,35	640,616	11.210,5	1.208,23	6	1.815,74	551,946	639,955	72,22
2	2.280,53	1.936,12	10.589,1	2.962,35	640,616	11.210,5	1.208,23	10	2.181,75	677,806	400,38	45,184
2	2.280,53	1.936,12	10.589,1	2.962,35	640,616	11.210,5	1.208,23	12	1.678,73	483,516	1.095,66	123,647
2	2.280,53	1.936,12	10.589,1	2.962,35	640,616	11.210,5	1.208,23	14	1.678,73	483,516	1.095,66	123,647
3	545,906	523,438	3.473,75	932,692	509,827	5.256,39	1.314,07	2	2.280,5	0	640,599	0
4	2.386,34	2.067,39	10.689,2	3.069,7	640,455	11.210,7	1.313,12	1	525,663	0	509,914	0
4	2.386,34	2.067,39	10.689,2	3.069,7	640,455	11.210,7	1.313,12	6	1.815,74	551,946	639,955	78,49
4	2.386,34	2.067,39	10.689,2	3.069,7	640,455	11.210,7	1.313,12	10	2.181,74	677,806	400,38	49,106
4	2.386,34	2.067,39	10.689,2	3.069,7	640,455	11.210,7	1.313,12	12	1.678,73	483,516	1.095,65	134,38
4	2.386,34	2.067,39	10.689,2	3.069,7	640,455	11.210,7	1.313,12	14	1.678,73	483,516	1.095,65	134,38
5	484,03	491,759	9.312,73	2.477,95	618,038	11.084,4	2.071,73	1	525,713	221,329	509,929	103,977
5	484,03	491,759	9.312,73	2.477,95	618,038	11.084,4	2.071,73	3	545,894	246,45	509,801	103,951
5	484,03	491,759	9.312,73	2.477,95	618,038	11.084,4	2.071,73	10	2.181,74	181,256	400,364	0
5	484,03	491,759	9.312,73	2.477,95	618,038	11.084,4	2.071,73	12	1.678,73	521,741	1.095,66	222,898
5	484,03	491,759	9.312,73	2.477,95	618,038	11.084,4	2.071,73	14	1.678,73	521,741	1.095,66	222,898
6	414,013	359,847	4.711,2	2.064,05	479,659	2.361,05	639,988	8	3.878,34	1.670,31	2.086,18	506,564
7	753,507	780,511	3.343,61	2.039,38	618,038	2.071,71	1.342,07	5	2.477,93	1.463,32	2.071,71	1.342,07
8	419,654	365,522	15.791,5	3.878,39	33,363	9.606,48	2.086,21	9	1.752,55	0	1.171,98	374,242
9	410,843	224,539	9.043,17	2.107,22	214,134	10.797,9	1.171,99	1	525,71	201,382	509,922	104,872
9	410,843	224,539	9.043,17	2.107,22	214,134	10.797,9	1.171,99	3	545,892	226,937	509,794	104,846
9	410,843	224,539	9.043,17	2.107,22	214,134	10.797,9	1.171,99	6	1.815,72	214,948	639,905	911,111
9	410,843	224,539	9.043,17	2.107,22	214,134	10.797,9	1.171,99	12	1.678,72	374,832	1.095,64	222,842
9	410,843	224,539	9.043,17	2.107,22	214,134	10.797,9	1.171,99	14	1.678,72	374,832	1.095,64	222,842
10	607,433	529,306	15.791,9	2.427,68	400,401	9.330,6	1.398,44	7	1.685,98	374,444	911,098	1.150,8
11	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	1	525,723	409,139	509,95	306,243
11	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	3	545,904	431,031	509,822	306,166
11	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	6	1.815,78	1.351,69	639,982	384,061
11	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	10	2.181,79	1.627,79	400,397	239,967
11	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	14	1.678,72	0	1.095,66	0
12	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	13	3.305,9	0	2.652,33	0
12	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	15	1.763,71	1.502,43	354,027	200,745
12	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	19	1.472,82	1.247,57	249,473	142
13	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	1	525,723	409,139	509,95	306,243
13	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	3	545,904	431,031	509,822	306,166
13	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	6	1.815,78	1.351,69	639,982	384,061
13	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	10	2.181,79	1.627,79	400,397	239,967
13	3.305,96	2.864,86	9.437,36	5.744,42	2.652,37	10.620,7	5.717,77	12	1.678,72	0	1.095,66	0
14	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	11	3.305,9	0	2.652,33	0
14	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	15	1.763,71	1.502,43	354,027	200,745
14	1.678,78	1.452,22	6.960,72	3.133,59	1.095,71	6.762,11	2.364,29	19	1.472,82	1.247,57	249,473	142
15	218,275	189,027	5.937,16	1.979,94	354,03	3.649,3	1.036,53	17	5.262,94	1.664,03	3.649,3	1.036,53
16	156,801	138,845	8.566,5	2.160,54	433,629	8.610,21	2.300,18	11	3.305,86	915,581	2.652,23	740,494
16	156,801	138,845	8.566,5	2.160,54	433,629	8.610,21	2.300,18	13	3.305,86	915,581	2.652,23	740,494
16	156,801	138,845	8.566,5	2.160,54	433,629	8.610,21	2.300,18	19	1.472,78	137,443	249,45	0
17	957,816	917,169	11.608	5.263,05	1.036,53	7.752,65	3.649,4	22	1.625,73	565,898	437,36	0
18	978,657	854,39	2.819,9	2.209,23	888,567	1.742,54	1.402,26	16	2.160,53	1.667,62	1.396,36	1.116,81
19	391,991	341,104	4.463,48	1.692,16	249,475	2.189,67	807,685	21	3.677,76	1.366,71	1.897,74	704,086
20	322,919	279,757	8.806,92	2.054,75	763,207	9.017,04	1.958,08	11	3.305,86	953,744	2.652,23	630,741
20	322,919	279,757	8.806,92	2.054,75	763,207	9.017,04	1.958,08	13	3.305,86	953,744	2.652,23	630,741
20	322,919	279,757	8.806,92	2.054,75	763,207	9.017,04	1.958,08	15	1.763,66	0	354,03	0
21	322,708	177,7	11.895,4	3.677,82	695,391	7.856,29	2.252,19	18	1.938,85	390,333	888,55	0
22	275,363	245,063	2.891,26	1.901,14	437,369	2.282,87	1.315,4	20	2095,5	1.363,12	1.958,06	1.160,4

Tabela 16: Resultado do curto-circuito - unidades instantâneas de fase e neutro.

N. Rele Local	máx $I_{3f_rem}^{I_1}$ [A]	máx $I_{3f_85\%}^{I_1}$ [A]	mín $I_{3f_closein}^{I_1}$ [A]	máx $I_{ft_rem}^{3 \times I_0}$ [A]	máx $I_{ft_85\%}^{3 \times I_0}$ [A]	mín $I_{ft_closein}^{3 \times I_0}$ [A]
1	1.057,54	1.510,05	1.136,8	1.213,56	1.736,87	3.484,6
2	2.962,35	3.760,98	10.116,1	1.208,23	1.987,71	10.511,6
3	1.113,09	1.525,69	1.154,59	1.314,07	1.731,14	3.411,17
4	3.069,7	3.861,29	10.217	1.313,12	2.041,66	10.442,6
5	2.477,95	3.220,14	7.220,35	2.071,73	2.863,15	9.442,24
6	2.064,05	2.490,72	2.548,71	639,99	1.082,47	2.097,21
7	2.039,38	2.308,48	1.941,12	1.342,07	1.571,19	1.799,04
8	3.878,39	4.976,92	8.449,06	2.086,21	2.866,16	8.029,15
9	2.107,22	2.712,62	7.271,49	1.171,99	1.849,04	9.537,35
10	2.427,68	3.228,63	8.559,43	1.398,44	1.360,92	8.034,01
11	5.744,42	6.229,66	7.745,61	5.717,77	6.224,81	9.244,23
12	3.133,59	3.283,87	3.623,39	2.364,29	2.841,33	3.618,06
13	5.744,42	6.229,66	7.745,61	5.717,77	6.224,81	9.244,23
14	3.133,59	3.283,87	3.623,39	2.364,29	2.841,33	3.618,06
15	1.979,94	2.484,23	3.523,29	1.036,53	1.168,65	2.952,86
16	2.160,54	2.773,74	7.068,25	2.300,18	2.105,78	7.366,43
17	5.263,05	6.306,27	6.685,23	3.649,4	4.071,81	6.759,24
18	2.209,23	2.369,74	1.928,99	1.402,26	1.367,89	1.681,7
19	1.692,16	2.093,43	2.592,47	807,685	755,462	1.999,83
20	2.054,75	2.714,03	7.084,25	1.958,08	2.521,26	7.466,26
21	3.677,82	4.665,21	6.770,91	2.252,19	2.994,98	6.708,12
22	1.901,14	2.131,12	1.812,23	1.315,4	1.615,17	1.620,23

5.3 Resultados da coordenação de RDS do sistema-teste CTEEP

Os resultados contemplarão oito casos distintos de coordenação de RDS:

- Caso 1 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) do RDS (situação inicial);
- Caso 2 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) do RDS (situação inicial);
- Caso 3 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância;
- Caso 4 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância;
- Caso 5 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância;
- Caso 6 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância;
- Caso 7 – Ajuste do elemento temporizado de fase com diversas curvas e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância;
- Caso 8 – Ajuste do elemento temporizado de neutro com diversas curvas e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância; e
- Caso 9 – Limitação do número de pares de RDS.

Em todos os testes, o ITC entre o RDS primário e o RDS secundário é de 300 ms e o ITC entre o RDS primário e o relé de distância é de 400 ms. Além disso, a corrente de *pick-up* mínima adotada para todos os relés com unidade temporizada de fase foi de 100 A. Já o $I_{p,min}^{Neutrotemp}$ e o $I_{p,max}^{Neutrotemp}$ de todos os relés com unidade temporizada de neutro foram adotados, respectivamente, 90 e 240 A, de acordo com a Seção 3.4 – Discussão sobre os critérios necessários para cálculo de curtos-circuitos e ajuste dos relés na página 65.

A função objetivo aumentada, a soma do tempo dos relés, bem como o ajuste do elemento instantâneo são tratadas como valores adimensionais.

5.3.1 Caso 1 – Ajuste do elemento temporizado de fase do RDS (situação inicial)

Esse problema retrata quando existe somente a presença de RDS no sistema elétrico. As variáveis desse problema a serem encontradas são:

- 22 variáveis inteiras representando o MT de cada RDS;
- 22 variáveis inteiras representando o I_p de cada RDS;
- 22 variáveis inteiras representando o *tape* de cada RDS.

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: Equações 3.17 considerando λ igual a zero, de 3.18 até 3.23, 3.24 e 3.25 com todas unidades instantâneas bloqueadas, 3.27 e 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.31 até 3.37 uma vez que trata da proteção de fase.

Os relés desse primeiro caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 17, 18 e 19¹ (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 131,5 s).

As restrições foram respeitadas, tanto aplicando o curto-circuito do tipo *close-in*, quanto o curto-circuito na barra remota (*status* igual a ✓), considerando os critérios da Seção 3.4. O menor e o maior valor de t' foi de 0,2081 s e 0,9655 s, respectivamente, quando aplicado o curto-circuito do tipo *close-in* (Tabela 18). Já quando o curto-circuito foi aplicado na barra remota, o menor e o maior valor de t' foi de 0,4702 e 1,275 s, respectivamente (Tabela 19).

Como visto na Tabela 19, houve 19 restrições em que o relé secundário não atuaria, $t'' = \infty$, uma vez que a corrente de falta foi menor do que a corrente de *pickup* encontrada pelo algoritmo. Essa situação é adequada já que o relé primário deve atuar sempre antes do relé secundário. Uma situação que o especialista deve tomar cautela é em relação aos RDSs primários que existem apenas 1 RDSs secundário, como o par 1 – 4. Se o relé 1

¹ Nessas tabelas e demais subsequentes, as variáveis N., PR, SC e *St* significam respectivamente, identificador numérico de cada par primário/secundário, relé primário, relé secundário e *status*. ITC+ $t'-t''$ representa a Equação 3.27 no formato $g(x) \leq 0$.

falhar, o relé 4 não funcionará, sendo portanto, útil a adoção de mais um elemento de proteção como redundância na zona do relé 1, como um relé de distância.

Tabela 17: Valores das variáveis após término da simulação - caso 1

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,14	216	15,99	-	-	0,36	-
2	0,23	108	98,05	-	-	0,18	-
3	0,07	348	9,982	-	-	0,58	-
4	0,20	288	37,12	-	-	0,48	-
5	0,42	106,8	87,2	-	-	0,89	-
6	0,42	126	37,39	-	-	1,05	-
7	0,17	456	7,332	-	-	3,8	-
8	0,38	352,8	44,76	-	-	1,47	-
9	0,33	172,8	52,33	-	-	1,44	-
10	0,41	161,6	97,72	-	-	1,01	-
11	0,37	360	26,21	-	-	0,6	-
12	0,15	609,6	11,42	-	-	7,62	-
13	0,31	516	18,29	-	-	0,86	-
14	0,22	404,8	17,2	-	-	5,06	-
15	0,40	160	37,11	-	-	0,5	-
16	0,56	100	85,67	-	-	1	-
17	0,59	118,8	97,71	-	-	0,99	-
18	0,31	281,6	10,01	-	-	0,88	-
19	0,41	127,2	35,09	-	-	1,59	-
20	0,50	142	62,02	-	-	1,42	-
21	0,57	104,4	113,9	-	-	0,87	-
22	0,48	100	28,91	-	-	1,25	-

Função objetivo aumentada = 34,31 =

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 14,26 +

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito na barra remota : 20,04

Tabela 18: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 1

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,0043	0,3439	0,648	✓	28	11	3	-0,0161	0,7673	1,083	✓
2	2	3	-0,4484	0,3353	1,084	✓	29	11	6	-0,0055	0,7673	1,073	✓
3	2	6	-0,4376	0,3353	1,073	✓	30	11	10	-0,006896	0,7673	1,074	✓
4	2	10	-0,439	0,3353	1,074	✓	31	11	14	-0,000034	0,7673	1,067	✓
5	2	12	-0,3908	0,3353	1,026	✓	32	12	13	-0,426	0,4208	1,147	✓
6	2	14	-0,4321	0,3353	1,067	✓	33	12	15	-0,4181	0,4208	1,139	✓
7	3	2	-0,0038	0,2081	0,512	✓	34	12	19	-0,4226	0,4208	1,143	✓
8	4	1	-0,4186	0,3735	1,092	✓	35	13	1	-0,06682	0,7252	1,092	✓
9	4	6	-0,3993	0,3735	1,073	✓	36	13	3	-0,05826	0,7252	1,083	✓
10	4	10	-0,4007	0,3735	1,074	✓	37	13	6	-0,04766	0,7252	1,073	✓
11	4	12	-0,3525	0,3735	1,026	✓	38	13	10	-0,04906	0,7252	1,074	✓
12	4	14	-0,3938	0,3735	1,067	✓	39	13	12	-0,00092	0,7252	1,026	✓
13	5	1	-0,163	0,629	1,092	✓	40	14	11	-0,3162	0,5261	1,142	✓
14	5	3	-0,1544	0,629	1,083	✓	41	14	15	-0,3128	0,5261	1,139	✓
15	5	10	-0,1452	0,629	1,074	✓	42	14	19	-0,3172	0,5261	1,143	✓
16	5	12	-0,0971	0,629	1,026	✓	43	15	17	-0,001501	0,7471	1,049	✓
17	5	14	-0,1383	0,629	1,067	✓	44	16	11	-0,0001611	0,8422	1,142	✓
18	6	8	-0,0004	0,7828	1,083	✓	45	16	13	-0,004576	0,8422	1,147	✓
19	7	5	-0,02048	0,5855	0,906	✓	46	16	19	-0,001179	0,8422	1,143	✓
20	8	9	-0,0007	0,6735	0,974	✓	47	17	22	-0,01096	0,8607	1,172	✓
21	9	1	-0,2311	0,5609	1,092	✓	48	18	16	-0,01653	0,9203	1,237	✓
22	9	3	-0,2226	0,5609	1,083	✓	49	19	21	-0,002494	0,7783	1,081	✓
23	9	6	-0,2119	0,5609	1,073	✓	50	20	11	-0,02889	0,8135	1,142	✓
24	9	12	-0,1652	0,5609	1,026	✓	51	20	13	-0,03331	0,8135	1,147	✓
25	9	14	-0,2065	0,5609	1,067	✓	52	20	15	-0,02544	0,8135	1,139	✓
26	10	7	-0,0001	0,5981	0,898	✓	53	21	18	0,000107	0,8033	1,103	✓
27	11	1	-0,02466	0,7673	1,092	✓	54	22	20	0,00009	0,9655	1,266	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 19: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 1

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	0,6699	∞	✓	28	11	3	-1,076	0,9094	2,285	✓
2	2	3	-∞	0,4702	∞	✓	29	11	6	-0,0004622	0,9094	1,21	✓
3	2	6	-1,191	0,4702	1,961	✓	30	11	10	-0,004626	0,9094	1,214	✓
4	2	10	-1,203	0,4702	1,973	✓	31	11	14	-∞	0,9094	∞	✓
5	2	12	-∞	0,4702	∞	✓	32	12	13	-∞	0,6309	∞	✓
6	2	14	-7,881	0,4702	8,651	✓	33	12	15	-0,2915	0,6309	1,222	✓
7	3	2	-∞	0,4921	∞	✓	34	12	19	-0,2976	0,6309	1,229	✓
8	4	1	-∞	0,5777	∞	✓	35	13	1	-0,3455	0,8789	1,524	✓
9	4	6	-1,083	0,5777	1,961	✓	36	13	3	-1,106	0,8789	2,285	✓
10	4	10	-1,095	0,5777	1,973	✓	37	13	6	-0,03092	0,8789	1,21	✓
11	4	12	-∞	0,5777	∞	✓	38	13	10	-0,03509	0,8789	1,214	✓
12	4	14	-7,774	0,5777	8,651	✓	39	13	12	-∞	0,8789	∞	✓
13	5	1	-38,99	0,906	40,2	✓	40	14	11	-∞	0,7372	∞	✓
14	5	3	-∞	0,906	∞	✓	41	14	15	-0,1852	0,7372	1,222	✓
15	5	10	-23,77	0,906	24,97	✓	42	14	19	-0,1913	0,7372	1,229	✓
16	5	12	-∞	0,906	∞	✓	43	15	17	-0,1385	1,085	1,524	✓
17	5	14	-4,847	0,906	6,053	✓	44	16	11	-1,212	1,237	2,749	✓
18	6	8	-0,362	1,022	1,684	✓	45	16	13	-2,226	1,237	3,762	✓
19	7	5	-0,01146	0,7826	1,094	✓	46	16	19	-35,49	1,237	37,03	✓
20	8	9	-∞	1,083	∞	✓	47	17	22	-0,5565	1,049	1,905	✓
21	9	1	-∞	0,9007	∞	✓	48	18	16	-0,02232	1,032	1,354	✓
22	9	3	-∞	0,9007	∞	✓	49	19	21	-0,1313	1,081	1,512	✓
23	9	6	-4,274	0,9007	5,475	✓	50	20	11	-1,057	1,275	2,633	✓
24	9	12	-∞	0,9007	∞	✓	51	20	13	-1,936	1,275	3,511	✓
25	9	14	-∞	0,9007	∞	✓	52	20	15	-∞	1,275	∞	✓
26	10	7	-∞	1,031	∞	✓	53	21	18	-5,244	1,081	6,624	✓
27	11	1	-0,315	0,9094	1,524	✓	54	22	20	-0,1051	1,108	1,513	✓
Número total de restrições violadas = 0													
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$													

5.3.2 Caso 2 – Ajuste do elemento temporizado de neutro do RDS (situação inicial)

Similar ao caso anterior, a proteção desse sistema elétrico é realizada somente com o emprego de RDS. Também aqui, 66 variáveis inteiras necessitam ser encontradas.

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: Equações 3.17 considerando λ igual a zero, de 3.18 até 3.23, 3.24 e 3.25 com todas unidades instantâneas bloqueadas, 3.27 e 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.38 até 3.44 uma vez que trata da proteção de neutro.

Todos os relés do segundo caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 20, 21 e 22 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 121,6 s). Os tempos de simulação entre os casos estudados podem ser diferentes, como visto entre 1 e 2, mesmo adotando a mesma quantidade de iterações e partículas, pois a natureza do problema é distinta, diferentes correntes de curto-circuito são consideradas, bem como valores iniciais dos números aleatórios.

Assim como o caso anterior, nenhuma restrição foi violada, respeitando cada ITC mínimo requerido. O relé secundário não atuaria em 20 restrições devido a não sensibilização (Tabela 22). O valor da função objetivo aumentada na Tabela 20 foi 33,84% menor do que quando realizado o ajuste do elemento temporizado de fase (Caso 1), diminuindo 36,39% a soma do tempo dos relés primários (*close-in*) e 31,99% quando aplicado na barra remota.

Tabela 20: Valores das variáveis após término da simulação - caso 2

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,21	90	38,37	-	-	0,3	-
2	0,19	90	117,7	-	-	0,15	-
3	0,22	90	38,6	-	-	0,3	-
4	0,16	120	89,08	-	-	0,2	-
5	0,33	120	77,61	-	-	1	-
6	0,46	90	52,35	-	-	3	-
7	0,21	102	32,78	-	-	3,4	-
8	0,43	200	78,96	-	-	2	-
9	0,35	120	75,36	-	-	1	-
10	0,08	210	75,2	-	-	2,1	-
11	0,33	132	71,5	-	-	0,22	-
12	0,29	104	66,93	-	-	1,3	-
13	0,37	102	92,52	-	-	0,17	-
14	0,26	128	54,38	-	-	1,6	-
15	0,05	228	26,04	-	-	5,7	-
16	0,27	130	65,9	-	-	1,3	-
17	0,23	96	120,9	-	-	1,2	-
18	0,2	100	28,2	-	-	5	-
19	0,08	123	36,29	-	-	4,1	-
20	0,23	160	55,04	-	-	1,6	-
21	0,21	104	114,4	-	-	1,3	-
22	0,15	90	32,13	-	-	3	-

Função objetivo aumentada = 22,70 =
Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 9,07 +
Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito na barra remota : 13,63

Tabela 21: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 2

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,01074	0,3469	0,6577	✓	28	11	3	-0,06898	0,5037	0,8727	✓
2	2	3	-0,3101	0,2626	0,8727	✓	29	11	6	-0,8058	0,5037	1,61	✓
3	2	6	-1,047	0,2626	1,61	✓	30	11	10	-0,05846	0,5037	0,8622	✓
4	2	10	-0,2996	0,2626	0,8622	✓	31	11	14	-0,02589	0,5037	0,8296	✓
5	2	12	-0,2794	0,2626	0,842	✓	32	12	13	-0,003049	0,4662	0,7693	✓
6	2	14	-0,267	0,2626	0,8296	✓	33	12	15	-0,02566	0,4662	0,7919	✓
7	3	2	-0,001032	0,3634	0,6645	✓	34	12	19	-0,02006	0,4662	0,7863	✓
8	4	1	-0,2971	0,2358	0,8329	✓	35	13	1	-0,0008707	0,532	0,8329	✓
9	4	6	-1,074	0,2358	1,61	✓	36	13	3	-0,04066	0,532	0,8727	✓
10	4	10	-0,3264	0,2358	0,8622	✓	37	13	6	-0,7775	0,532	1,61	✓
11	4	12	-0,3061	0,2358	0,842	✓	38	13	10	-0,03014	0,532	0,8622	✓
12	4	14	-0,2938	0,2358	0,8296	✓	39	13	12	-0,009938	0,532	0,842	✓
13	5	1	-0,04525	0,4877	0,8329	✓	40	14	11	-0,006212	0,4408	0,747	✓
14	5	3	-0,08505	0,4877	0,8727	✓	41	14	15	-0,05109	0,4408	0,7919	✓
15	5	10	-0,07462	0,4877	0,8623	✓	42	14	19	-0,04549	0,4408	0,7863	✓
16	5	12	-0,0543	0,4877	0,842	✓	43	15	17	-0,003901	0,1228	0,4267	✓
17	5	14	-0,04194	0,4877	0,8296	✓	44	16	11	-0,01494	0,4321	0,747	✓
18	6	8	-0,000093	0,9537	1,254	✓	45	16	13	-0,03721	0,4321	0,7693	✓
19	7	5	-0,0144	0,4736	0,788	✓	46	16	19	-0,05431	0,4321	0,7864	✓
20	8	9	-0,003049	0,7477	1,051	✓	47	17	22	-0,002956	0,3508	0,6537	✓
21	9	1	-0,01256	0,5204	0,8329	✓	48	18	16	-0,001346	0,476	0,7773	✓
22	9	3	-0,05235	0,5204	0,8727	✓	49	19	21	-0,002692	0,1889	0,4916	✓
23	9	6	-0,7892	0,5204	1,61	✓	50	20	11	-0,06359	0,3835	0,747	✓
24	9	12	-0,02161	0,5204	0,842	✓	51	20	13	-0,08585	0,3835	0,7693	✓
25	9	14	-0,009241	0,5204	0,8296	✓	52	20	15	-0,1084	0,3835	0,7919	✓
26	10	7	-0,2147	0,1421	0,6567	✓	53	21	18	-0,001583	0,3254	0,627	✓
27	11	1	-0,02919	0,5037	0,8329	✓	54	22	20	-0,01252	0,3144	0,6269	✓

Número total de restrições violadas = 0
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 22: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 2

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	0,5505	∞	✓	28	11	3	-0,3523	0,5902	1,243	✓
2	2	3	-∞	0,4989	∞	✓	29	11	6	-1,297	0,5902	2,187	✓
3	2	6	-∞	0,4989	∞	✓	30	11	10	-3,302	0,5902	4,192	✓
4	2	10	-∞	0,4989	∞	✓	31	11	14	-∞	0,5902	∞	✓
5	2	12	-10,91	0,4989	11,71	✓	32	12	13	-∞	0,6298	∞	✓
6	2	14	-∞	0,4989	∞	✓	33	12	15	-∞	0,6298	∞	✓
7	3	2	-∞	0,5591	∞	✓	34	12	19	-2,963	0,6298	3,893	✓
8	4	1	-∞	0,457	∞	✓	35	13	1	-0,2681	0,6177	1,186	✓
9	4	6	-∞	0,457	∞	✓	36	13	3	-0,3248	0,6177	1,243	✓
10	4	10	-∞	0,457	∞	✓	37	13	6	-1,269	0,6177	2,187	✓
11	4	12	-7,144	0,457	7,901	✓	38	13	10	-3,275	0,6177	4,192	✓
12	4	14	-36,64	0,457	37,4	✓	39	13	12	-∞	0,6177	∞	✓
13	5	1	-9,08	0,788	10,17	✓	40	14	11	-∞	0,6061	∞	✓
14	5	3	-9,583	0,788	10,67	✓	41	14	15	-∞	0,6061	∞	✓
15	5	10	-∞	0,788	∞	✓	42	14	19	-2,987	0,6061	3,893	✓
16	5	12	-1,555	0,788	2,643	✓	43	15	17	-0,1331	0,2276	0,6607	✓
17	5	14	-2,175	0,788	3,263	✓	44	16	11	-0,3775	0,6391	1,317	✓
18	6	8	-1,299	1,609	3,209	✓	45	16	13	-0,3417	0,6391	1,281	✓
19	7	5	-0,07796	0,5559	0,9338	✓	46	16	19	-∞	0,6391	∞	✓
20	8	9	-0,5758	1,254	2,13	✓	47	17	22	-∞	0,4266	∞	✓
21	9	1	-8,247	1,051	9,597	✓	48	18	16	-0,04373	0,5163	0,86	✓
22	9	3	-8,72	1,051	10,07	✓	49	19	21	-0,162	0,292	0,754	✓
23	9	6	-0,00833	1,051	1,359	✓	50	20	11	-0,527	0,6269	1,454	✓
24	9	12	-1,293	1,051	2,644	✓	51	20	13	-0,469	0,6269	1,396	✓
25	9	14	-1,914	1,051	3,264	✓	52	20	15	-∞	0,6269	∞	✓
26	10	7	-0,002251	0,2898	0,592	✓	53	21	18	-∞	0,4635	∞	✓
27	11	1	-0,2956	0,5902	1,186	✓	54	22	20	-0,1155	0,3811	0,7966	✓
Número total de restrições violadas = 0													
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$													

5.3.3 Caso 3 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: Equações 3.17 considerando λ igual a zero, de 3.18 até 3.23, 3.24 e 3.25 com todas unidades instantâneas bloqueadas e de 3.27 até 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.31 até 3.37 uma vez que trata da proteção de fase.

Todos os relés do terceiro caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 23, 24 e 25 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 153,7 s).

Neste caso, todas as restrições também foram satisfeitas baseada na minimização do tempo de atuação dos relés diante de um curto-circuito do tipo *close-in* e na barra remota.

Já que o t' obrigatoriamente deveria ser maior que 400 ms, era de se esperar a elevação do valor da função objetivo, em relação ao Caso 1, no fim do processo. Por exemplo, os relés primários 1 e 3 passaram de 0,3439 s e 0,3353 s (Tabela 18) para 0,4487 s e 0,4013 s, elevação de 30,47% e 19,68% (Tabela 24), respectivamente.

Por fim, 16 relés secundários não atuaram já que a corrente de falta é menor do que a necessária para a atuação (Tabela 25). Além disso, o menor valor de ITC na Tabela 24 é visto no par R21 – R18, em que $t'' - t'$ é aproximadamente 300 ms. Por outro lado, o

maior valor de ITC é apresentado no par R1 – R4, cujo valor é de aproximadamente 640 ms.

Tabela 23: Valores das variáveis após término da simulação - caso 3

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,23	108	31,97	-	-	0,18	-
2	0,18	504	21,01	-	-	0,84	-
3	0,19	144	24,12	-	-	0,24	-
4	0,14	978	10,93	-	-	1,63	-
5	0,26	340,8	27,33	-	-	2,84	-
6	0,43	100,8	46,74	-	-	0,84	-
7	0,31	100,8	33,17	-	-	0,84	-
8	0,55	120	131,6	-	-	0,5	-
9	0,45	100,8	89,71	-	-	0,84	-
10	0,24	390,4	40,45	-	-	2,44	-
11	0,24	786	12,01	-	-	1,31	-
12	0,17	500	13,92	-	-	6,25	-
13	0,14	1428	6,609	-	-	2,38	-
14	0,37	124,8	55,77	-	-	1,56	-
15	0,4	166,4	35,68	-	-	0,52	-
16	0,56	105	81,59	-	-	1,05	-
17	0,55	156	74,41	-	-	1,3	-
18	0,33	265,6	10,62	-	-	0,83	-
19	0,46	100	44,63	-	-	1,25	-
20	0,57	100	88,07	-	-	1	-
21	0,6	100,8	118	-	-	0,84	-
22	0,48	100	28,91	-	-	1,25	-

Função objetivo aumentada = 35,08 =

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 14,51 +

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito na barra remota : 20,57

Tabela 24: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 3

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,3401	0,4487	1,089	✓	28	11	3	-0,02552	0,6593	0,9848	✓
2	2	3	-0,2835	0,4013	0,9849	✓	29	11	6	-0,05204	0,6593	1,011	✓
3	2	6	-0,31	0,4013	1,011	✓	30	11	10	-0,0003603	0,6593	0,9596	✓
4	2	10	-0,2583	0,4013	0,9596	✓	31	11	14	-0,01157	0,6593	0,9708	✓
5	2	12	-0,2693	0,4013	0,9707	✓	32	12	13	-0,4176	0,4401	1,158	✓
6	2	14	-0,2695	0,4013	0,9708	✓	33	12	15	-0,4182	0,4401	1,158	✓
7	3	2	-0,1175	0,4047	0,8221	✓	34	12	19	-0,4251	0,4401	1,165	✓
8	4	1	-0,3013	0,4001	1,001	✓	35	13	1	-0,1921	0,5092	1,001	✓
9	4	6	-0,3112	0,4001	1,011	✓	36	13	3	-0,1756	0,5092	0,9848	✓
10	4	10	-0,2596	0,4001	0,9596	✓	37	13	6	-0,2021	0,5092	1,011	✓
11	4	12	-0,2706	0,4001	0,9707	✓	38	13	10	-0,1504	0,5092	0,9596	✓
12	4	14	-0,2708	0,4001	0,9708	✓	39	13	12	-0,1614	0,5092	0,9707	✓
13	5	1	-0,1691	0,5322	1,001	✓	40	14	11	-0,2343	0,6185	1,153	✓
14	5	3	-0,1526	0,5322	0,9848	✓	41	14	15	-0,2398	0,6185	1,158	✓
15	5	10	-0,1274	0,5322	0,9596	✓	42	14	19	-0,2467	0,6185	1,165	✓
16	5	12	-0,1384	0,5322	0,9707	✓	43	15	17	-0,0005002	0,7556	1,056	✓
17	5	14	-0,1386	0,5322	0,9708	✓	44	16	11	-0,0008443	0,8519	1,153	✓
18	6	8	-0,01644	0,7532	1,07	✓	45	16	13	-0,005748	0,8519	1,158	✓
19	7	5	-0,001055	0,5983	0,8993	✓	46	16	19	-0,01328	0,8519	1,165	✓
20	8	9	-0,02076	0,7511	1,072	✓	47	17	22	-0,01623	0,8554	1,172	✓
21	9	1	-0,03179	0,6695	1,001	✓	48	18	16	-0,002554	0,9549	1,257	✓
22	9	3	-0,0153	0,6695	0,9848	✓	49	19	21	-0,01026	0,8159	1,126	✓
23	9	6	-0,04182	0,6695	1,011	✓	50	20	11	-0,0011	0,8517	1,153	✓
24	9	12	-0,001165	0,6695	0,9707	✓	51	20	13	-0,006004	0,8517	1,158	✓
25	9	14	-0,001336	0,6695	0,9708	✓	52	20	15	-0,006589	0,8517	1,158	✓
26	10	7	-0,01139	0,4375	0,7488	✓	53	21	18	-0,00007831	0,839	1,139	✓
27	11	1	-0,042	0,6593	1,001	✓	54	22	20	-0,006474	0,9655	1,272	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $T_{prim} > T_{sec} = 0$

Tabela 25: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 3

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	0,7381	∞	✓	28	11	3	-0,0719	0,8279	1,2	✓
2	2	3	-∞	0,6989	∞	✓	29	11	6	-0,001704	0,8279	1,13	✓
3	2	6	-0,7415	0,6989	1,74	✓	30	11	10	-0,03196	0,8279	1,16	✓
4	2	10	-2,03	0,6989	3,028	✓	31	11	14	-∞	0,8279	∞	✓
5	2	12	-∞	0,6989	∞	✓	32	12	13	-∞	0,6366	∞	✓
6	2	14	-0,8877	0,6989	1,887	✓	33	12	15	-0,3081	0,6366	1,245	✓
7	3	2	-∞	0,6987	∞	✓	34	12	19	-0,3074	0,6366	1,244	✓
8	4	1	-∞	0,847	∞	✓	35	13	1	-0,1985	0,6943	1,193	✓
9	4	6	-0,5933	0,847	1,74	✓	36	13	3	-0,2056	0,6943	1,2	✓
10	4	10	-1,881	0,847	3,028	✓	37	13	6	-0,1354	0,6943	1,13	✓
11	4	12	-∞	0,847	∞	✓	38	13	10	-0,1656	0,6943	1,16	✓
12	4	14	-0,7395	0,847	1,887	✓	39	13	12	-∞	0,6943	∞	✓
13	5	1	-1,028	0,8993	2,228	✓	40	14	11	-∞	0,7779	∞	✓
14	5	3	-1,263	0,8993	2,462	✓	41	14	15	-0,1668	0,7779	1,245	✓
15	5	10	-∞	0,8993	∞	✓	42	14	19	-0,166	0,7779	1,244	✓
16	5	12	-26,75	0,8993	27,95	✓	43	15	17	-0,1853	1,103	1,588	✓
17	5	14	-0,5855	0,8993	1,785	✓	44	16	11	-9,435	1,257	10,99	✓
18	6	8	-0,1568	0,9671	1,424	✓	45	16	13	-∞	1,257	∞	✓
19	7	5	-0,2308	0,7001	1,231	✓	46	16	19	-8,535	1,257	10,09	✓
20	8	9	-∞	1,07	∞	✓	47	17	22	-0,549	1,056	1,905	✓
21	9	1	-1,263	1,005	2,568	✓	48	18	16	-0,01128	1,068	1,379	✓
22	9	3	-1,606	1,005	2,911	✓	49	19	21	-0,1629	1,106	1,569	✓
23	9	6	-2,64	1,005	3,945	✓	50	20	11	-7,088	1,28	8,668	✓
24	9	12	-∞	1,005	∞	✓	51	20	13	-∞	1,28	∞	✓
25	9	14	-1,024	1,005	2,329	✓	52	20	15	-∞	1,28	∞	✓
26	10	7	-0,4294	0,9026	1,632	✓	53	21	18	-4,551	1,126	5,977	✓
27	11	1	-0,0648	0,8279	1,193	✓	54	22	20	-0,08017	1,108	1,488	✓
Número total de restrições violadas = 0													
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$													

5.3.4 Caso 4 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: Equações 3.17 considerando λ igual a zero, de 3.18 até 3.23, 3.24 e 3.25 com todas unidades instantâneas bloqueadas e de 3.27 até 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.38 até 3.44 uma vez que trata da proteção de neutro.

Todos os relés do quarto caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 26, 27 e 28 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 158,5 s).

Semelhante ao Caso 3, todas as restrições impostas foram satisfeitas, bem como o tempo mínimo de 400 ms do relé primário. O aumento da função objetivo aumentada entre o Caso 2 da Tabela 20 e esse foi de 32, 11%, havendo um aumento de 31, 86% na soma do tempo dos relés primários para curto-circuito *close-in* e de 32, 28% na soma do tempo dos relés primários para curto-circuito na barra remota. A quantidade de relés secundários que não atuaram devido a falta de sensibilidade foi de 23 unidades (Tabela 28).

Cabe salientar que cada quantidade de relés secundários não sensibilizados vistos nestes casos, até o momento, 19, 16, 16 e 23 unidades, respectivamente, devem ser observados de maneira isolada e o que se percebe é que não há uma correlação forte dessa variável entre os casos apresentados. Os únicos pares cujos os relés secundários não seriam

sensibilizados nesses quatros casos já analisados são: *i.* 1 – 4; *ii.* 2 – 3; *iii.* 3 – 2; *iv.* 4 – 1; *v.* 5 – 10; *vi.* 11 – 14; *vii.* 12 – 13; *viii.* 13 – 12; *ix.* 14 – 11 e; *x.* 20 – 15.

Tabela 26: Valores das variáveis após término da simulação - caso 4

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,24	96	35,97	-	-	0,32	-
2	0,29	90	117,7	-	-	0,15	-
3	0,25	90	38,6	-	-	0,3	-
4	0,24	204	52,4	-	-	0,34	-
5	0,39	192	48,5	-	-	1,6	-
6	0,51	90	52,35	-	-	3	-
7	0,37	93	35,95	-	-	3,1	-
8	0,63	90	175,5	-	-	0,9	-
9	0,44	96	94,2	-	-	0,8	-
10	0,28	90	175,5	-	-	0,9	-
11	0,35	156	60,5	-	-	0,26	-
12	0,21	240	29	-	-	3	-
13	0,4	90	104,9	-	-	0,15	-
14	0,34	96	72,51	-	-	1,2	-
15	0,2	124	47,88	-	-	3,1	-
16	0,3	150	57,11	-	-	1,5	-
17	0,38	96	120,9	-	-	1,2	-
18	0,26	90	31,33	-	-	4,5	-
19	0,14	201	22,21	-	-	6,7	-
20	0,3	120	73,39	-	-	1,2	-
21	0,28	128	92,93	-	-	1,6	-
22	0,2	93	31,09	-	-	3,1	-

Função objetivo aumentada = 29,99 =

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 11,96 +

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito na barra remota : 18,03

Tabela 27: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 4

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,7486	0,4031	1,452	✓	28	11	3	-0,1354	0,5563	0,9917	✓
2	2	3	-0,291	0,4008	0,9917	✓	29	11	6	-0,9281	0,5563	1,784	✓
3	2	6	-1,084	0,4008	1,784	✓	30	11	10	-0,4373	0,5563	1,294	✓
4	2	10	-0,5929	0,4008	1,294	✓	31	11	14	-0,09758	0,5563	0,9539	✓
5	2	12	-0,2527	0,4008	0,9535	✓	32	12	13	-0,0741	0,4258	0,7999	✓
6	2	14	-0,2531	0,4008	0,9539	✓	33	12	15	-0,5947	0,4258	1,321	✓
7	3	2	-0,3012	0,413	1,014	✓	34	12	19	-3,8	0,4258	4,526	✓
8	4	1	-0,2866	0,4027	0,9893	✓	35	13	1	-0,1299	0,5594	0,9893	✓
9	4	6	-1,082	0,4027	1,784	✓	36	13	3	-0,1323	0,5594	0,9917	✓
10	4	10	-0,5909	0,4027	1,294	✓	37	13	6	-0,9251	0,5594	1,784	✓
11	4	12	-0,2507	0,4027	0,9535	✓	38	13	10	-0,4342	0,5594	1,294	✓
12	4	14	-0,2512	0,4027	0,9539	✓	39	13	12	-0,0941	0,5594	0,9535	✓
13	5	1	-0,04315	0,6462	0,9893	✓	40	14	11	-0,004523	0,5359	0,8404	✓
14	5	3	-0,04553	0,6462	0,9917	✓	41	14	15	-0,4846	0,5359	1,321	✓
15	5	10	-0,3475	0,6462	1,294	✓	42	14	19	-3,69	0,5359	4,526	✓
16	5	12	-0,007273	0,6462	0,9535	✓	43	15	17	-0,004792	0,4001	0,7049	✓
17	5	14	-0,007721	0,6462	0,9539	✓	44	16	11	-0,04265	0,4978	0,8404	✓
18	6	8	-0,001938	1,057	1,359	✓	45	16	13	-0,002106	0,4978	0,7999	✓
19	7	5	-0,01173	0,8089	1,121	✓	46	16	19	-3,73	0,4978	4,528	✓
20	8	9	0,0004124	0,9008	1,2	✓	47	17	22	-0,01086	0,5795	0,8904	✓
21	9	1	-0,06749	0,6218	0,9893	✓	48	18	16	-0,02428	0,5962	0,9204	✓
22	9	3	-0,06987	0,6218	0,9917	✓	49	19	21	-0,006846	0,4006	0,7075	✓
23	9	6	-0,8627	0,6218	1,785	✓	50	20	11	-0,07496	0,4655	0,8404	✓
24	9	12	-0,03162	0,6218	0,9535	✓	51	20	13	-0,03442	0,4655	0,7999	✓
25	9	14	-0,03206	0,6218	0,9539	✓	52	20	15	-0,555	0,4655	1,321	✓
26	10	7	-0,4062	0,403	1,109	✓	53	21	18	-0,02004	0,4567	0,7768	✓
27	11	1	-0,133	0,5563	0,9893	✓	54	22	20	-0,007717	0,4236	0,7313	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 28: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 4

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	0,6456	∞	✓	28	11	3	-0,4559	0,6561	1,412	✓
2	2	3	-∞	0,7615	∞	✓	29	11	6	-1,469	0,6561	2,425	✓
3	2	6	-∞	0,7615	∞	✓	30	11	10	-1,023	0,6561	1,979	✓
4	2	10	-∞	0,7615	∞	✓	31	11	14	-∞	0,6561	∞	✓
5	2	12	-∞	0,7615	∞	✓	32	12	13	-∞	0,628	∞	✓
6	2	14	-8,319	0,7615	9,38	✓	33	12	15	-1,964	0,628	2,892	✓
7	3	2	-∞	0,6354	∞	✓	34	12	19	-∞	0,628	∞	✓
8	4	1	-∞	0,8855	∞	✓	35	13	1	-0,4847	0,6468	1,432	✓
9	4	6	-∞	0,8855	∞	✓	36	13	3	-0,4651	0,6468	1,412	✓
10	4	10	-∞	0,8855	∞	✓	37	13	6	-1,478	0,6468	2,425	✓
11	4	12	-∞	0,8855	∞	✓	38	13	10	-1,032	0,6468	1,979	✓
12	4	14	-5,867	0,8855	7,053	✓	39	13	12	-∞	0,6468	∞	✓
13	5	1	-19,61	1,121	21,03	✓	40	14	11	-∞	0,7193	∞	✓
14	5	3	-10,71	1,121	12,13	✓	41	14	15	-1,873	0,7193	2,892	✓
15	5	10	-∞	1,121	∞	✓	42	14	19	-∞	0,7193	∞	✓
16	5	12	-∞	1,121	∞	✓	43	15	17	-0,1462	0,6454	1,092	✓
17	5	14	-1,381	1,121	2,802	✓	44	16	11	-0,5003	0,7484	1,549	✓
18	6	8	-0,424	1,784	2,508	✓	45	16	13	-0,2524	0,7484	1,301	✓
19	7	5	-0,1323	0,9446	1,377	✓	46	16	19	-∞	0,7484	∞	✓
20	8	9	-0,5738	1,359	2,233	✓	47	17	22	-∞	0,7049	∞	✓
21	9	1	-17,49	1,2	18,99	✓	48	18	16	-0,08043	0,6447	1,025	✓
22	9	3	-9,944	1,2	11,44	✓	49	19	21	-0,1353	0,6948	1,13	✓
23	9	6	-0,006371	1,2	1,507	✓	50	20	11	-0,698	0,7313	1,729	✓
24	9	12	-∞	1,2	∞	✓	51	20	13	-0,3789	0,7313	1,41	✓
25	9	14	-1,302	1,2	2,802	✓	52	20	15	-∞	0,7313	∞	✓
26	10	7	-0,008841	0,695	1,004	✓	53	21	18	-∞	0,6641	∞	✓
27	11	1	-0,4754	0,656	1,432	✓	54	22	20	-0,0901	0,5146	0,9047	✓
Número total de restrições violadas = 0													
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$													

5.3.5 Caso 5 – Ajuste do elemento temporizado de fase (curva fixa) e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: da Equação 3.17 até 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.31 até 3.37 uma vez que trata da proteção de fase.

Neste estudo, a quantidade de variáveis a serem calculadas são:

- 22 variáveis inteiras representando o MT de cada RDS;
- 22 variáveis inteiras representando o I_p de cada RDS (unidade temporizada);
- 22 variáveis inteiras representando o *tape* de cada RDS (unidade temporizada);
- 22 variáveis inteiras representando o I_p representando I_p de cada RDS (unidade instantânea);
- 22 variáveis inteiras representando o *tape* de cada RDS (unidade instantânea).

Todos os relés do quinto caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 29, 30 e 31 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 158 s).

Tabela 29: Valores das variáveis após término da simulação - caso 5

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,21	102	33,85	Bloq.	Bloq.	0,17	Bloq.
2	0,18	504	21,01	4152	2,55	0,84	6,92
3	0,21	102	34,06	Bloq.	Bloq.	0,17	Bloq.
4	0,33	102	104,8	4302	2,486	0,17	7,17
5	0,33	102	91,3	3469	2,684	0,85	28,91
6	0,15	399,6	11,79	Bloq.	Bloq.	3,33	Bloq.
7	0,14	306	10,93	Bloq.	Bloq.	2,55	Bloq.
8	0,27	297,6	53,06	5431	2,908	1,24	22,63
9	0,27	100,8	89,71	2951	3,065	0,84	24,59
10	0,25	238,4	66,24	3400	4,645	1,49	21,25
11	0,21	426	22,15	6888	1,37	0,71	11,48
12	0,16	456,8	15,24	Bloq.	Bloq.	5,71	Bloq..
13	0,12	1212	7,787	6888	1,37	2,02	11,48
14	0,13	752,8	9,246	Bloq.	Bloq.	9,41	Bloq.
15	0,3	166,4	35,68	2672	2,222	0,52	8,35
16	0,29	130	65,9	3025	2,832	1,30	30,25
17	0,25	361,2	32,14	6316	1,838	3,01	52,63
18	0,11	428,8	6,576	Bloq.	Bloq.	1,34	Bloq.
19	0,3	136,8	32,63	2199	2,03	1,71	27,49
20	0,32	100	88,07	2877	3,061	1	28,77
21	0,3	216	55,07	4964	2,396	1,8	41,37
22	0,14	264,8	10,92	Bloq.	Bloq.	3,31	Bloq.

Função objetivo aumentada = 30,09 =

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 9,787 +

Soma do tempo dos reles primários - curto-circuito na barra remota : 14,20

Ajuste do elemento instantâneo de fase: 6,096

Tabela 30: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 5

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,0071	0,4028	0,7099	✓	28	11	3	-0,5117	t^{inst}	0,8617	✓
2	2	3	-0,5118	t^{inst}	0,8618	✓	29	11	6	-0,3332	t^{inst}	0,6832	✓
3	2	6	-0,3332	t^{inst}	0,6832	✓	30	11	10	-0,4231	t^{inst}	0,7731	✓
4	2	10	-0,4231	t^{inst}	0,7731	✓	31	11	14	-0,776	t^{inst}	1,126	✓
5	2	12	-0,4994	t^{inst}	0,8494	✓	32	12	13	-0,1287	0,4001	0,8288	✓
6	2	14	-0,776	t^{inst}	1,126	✓	33	12	15	-0,1686	0,4001	0,8687	✓
7	3	2	-0,12	0,4021	0,8221	✓	34	12	19	-0,1628	0,4001	0,8629	✓
8	4	1	-0,5319	t^{inst}	0,8819	✓	35	13	1	-0,5318	t^{inst}	0,8818	✓
9	4	6	-0,3332	t^{inst}	0,6832	✓	36	13	3	-0,5117	t^{inst}	0,8617	✓
10	4	10	-0,4231	t^{inst}	0,7731	✓	37	13	6	-0,3332	t^{inst}	0,6832	✓
11	4	12	-0,4994	t^{inst}	0,8494	✓	38	13	10	-0,4231	t^{inst}	0,7731	✓
12	4	14	-0,776	t^{inst}	1,126	✓	39	13	12	-0,4994	t^{inst}	0,8494	✓
13	5	1	-0,5318	t^{inst}	0,8818	✓	40	14	11	-0,0027	0,4001	0,7028	✓
14	5	3	-0,5117	t^{inst}	0,8617	✓	41	14	15	-0,1686	0,4001	0,8687	✓
15	5	10	-0,4231	t^{inst}	0,7731	✓	42	14	19	-0,1628	0,4001	0,8629	✓
16	5	12	-0,4994	t^{inst}	0,8494	✓	43	15	17	-0,2859	t^{inst}	0,6359	✓
17	5	14	-0,776	t^{inst}	1,126	✓	44	16	11	-0,3528	t^{inst}	0,7028	✓
18	6	8	-0,0022	0,4152	0,7174	✓	45	16	13	-0,4788	t^{inst}	0,8288	✓
19	7	5	-0,0011	0,4001	0,7012	✓	46	16	19	-0,5129	t^{inst}	0,8629	✓
20	8	9	-0,2931	t^{inst}	0,6431	✓	47	17	22	-0,1803	t^{inst}	0,5303	✓
21	9	1	-0,5318	t^{inst}	0,8818	✓	48	18	16	-0,001	0,4012	0,7022	✓
22	9	3	-0,5117	t^{inst}	0,8617	✓	49	19	21	-0,37	t^{inst}	0,72	✓
23	9	6	-0,3332	t^{inst}	0,6832	✓	50	20	11	-0,3528	t^{inst}	0,7028	✓
24	9	12	-0,4994	t^{inst}	0,8494	✓	51	20	13	-0,4788	t^{inst}	0,8288	✓
25	9	14	-0,776	t^{inst}	1,126	✓	52	20	15	-0,5187	t^{inst}	0,8687	✓
26	10	7	-0,2145	t^{inst}	0,5645	✓	53	21	18	-0,1527	t^{inst}	0,5027	✓
27	11	1	-0,5318	t^{inst}	0,8818	✓	54	22	20	-0,0139	0,4002	0,7141	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $T_{prim} > T_{sec} = 0$

Tabela 31: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 5

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	0,656	∞	✓	28	11	3	-0,1549	0,5505	1,005	✓
2	2	3	-∞	0,6989	∞	✓	29	11	6	-0,0006777	0,5505	0,8512	✓
3	2	6	-2,242	0,6989	3,24	✓	30	11	10	-0,04311	0,5505	0,8936	✓
4	2	10	-0,6585	0,6989	1,657	✓	31	11	14	-∞	0,5505	∞	✓
5	2	12	-18,69	0,6989	19,69	✓	32	12	13	-∞	0,5705	∞	✓
6	2	14	-∞	0,6989	∞	✓	33	12	15	-0,06302	0,5705	0,9335	✓
7	3	2	-∞	0,6496	∞	✓	34	12	19	-0,05871	0,5705	0,9292	✓
8	4	1	-∞	0,6557	∞	✓	35	13	1	-0,2121	0,5315	1,044	✓
9	4	6	-2,285	0,6557	3,24	✓	36	13	3	-0,1738	0,5315	1,005	✓
10	4	10	-0,7016	0,6557	1,657	✓	37	13	6	-0,01965	0,5315	0,8512	✓
11	4	12	-18,74	0,6557	19,69	✓	38	13	10	-0,06208	0,5315	0,8936	✓
12	4	14	-∞	0,6557	∞	✓	39	13	12	-∞	0,5315	∞	✓
13	5	1	-0,8817	0,7012	1,883	✓	40	14	11	-∞	0,629	∞	✓
14	5	3	-0,6504	0,7012	1,652	✓	41	14	15	-0,004475	0,629	0,9335	✓
15	5	10	-∞	0,7012	∞	✓	42	14	19	-0,0001633	0,629	0,9292	✓
16	5	12	-7,413	0,7012	8,415	✓	43	15	17	-0,001033	0,8272	1,128	✓
17	5	14	-∞	0,7012	∞	✓	44	16	11	-0,9044	0,7022	1,907	✓
18	6	8	-0,1478	0,629	1,077	✓	45	16	13	-∞	0,7022	∞	✓
19	7	5	-0,03747	0,5069	0,8444	✓	46	16	19	-446,8	0,7022	447,8	✓
20	8	9	-∞	0,7174	∞	✓	47	17	22	-0,3448	0,6359	1,281	✓
21	9	1	-1,243	0,603	2,146	✓	48	18	16	-0,01342	0,462	0,7754	✓
22	9	3	-0,9205	0,603	1,824	✓	49	19	21	-0,003326	0,8141	1,117	✓
23	9	6	-∞	0,603	∞	✓	50	20	11	-0,7904	0,7189	1,809	✓
24	9	12	-∞	0,603	∞	✓	51	20	13	-∞	0,7189	∞	✓
25	9	14	-∞	0,603	∞	✓	52	20	15	-∞	0,7189	∞	✓
26	10	7	-3,808	0,7367	4,845	✓	53	21	18	-∞	0,72	∞	✓
27	11	1	-0,1931	0,5505	1,044	✓	54	22	20	-0,04784	0,4874	0,8353	✓
Número total de restrições violadas = 0													
Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$													

Cabe destacar que a quantidade de partículas e iterações foi escolhida após sucessivos testes, verificando a qualidade das soluções bem como o tempo computacional gasto para essa aplicação *off-line*. Como o método foi desenvolvido na linguagem C++, cujo processamento dos dados é realizado de forma mais rápida do que em linguagens compiladas, permitiu adotar uma alta quantidade de partículas no intuito de abranger mais pontos no espaço de busca, porém com tempo de simulação eficiente. Mais adiante na seção 5.3.9 (página 151), um estudo envolvendo os valores das funções objetivos contra o número de iterações é demonstrado.

A curva normal inversa ou inversa padrão (“NI IEC 255 (A)”) foi adotada por geralmente ser a padrão nos estudos vistos na literatura. No aspecto computacional, o fato de utilizar a mesma curva para todos os relés na mesma simulação facilita o processamento, pois diminui a quantidade de variáveis a serem calculadas. Todavia o resultado das funções objetivos pode ser melhorado quando esse parâmetro não é fixo. Isso será visto na seção 5.3.7 (página 138).

A presença do elemento instantâneo é importante para eliminar rapidamente uma falta de alta magnitude próxima da região onde o RDS está instalado. Como seu próprio nome diz, o tempo de atuação dessa unidade é um valor bem baixo (curto espaço de tempo). Nesse trabalho, adotou-se $t^{inst} = 0,050$ s.

Estando sua reta sobreposta à curva proveniente da unidade temporizada, quando

a corrente de falta atinge o valor ajustado pela unidade instantânea, ela atuará primeiro do que a unidade temporizada, independentemente do valor ajustado pela unidade temporizada. A única condição para sua não atuação, é quando a unidade instantânea encontra-se bloqueada (representado pelo dizer “Bloq.”). A Figura 5 explica o procedimento para esse bloqueio, realizado automaticamente. Nesse trabalho, o método implementado para otimização levou esse aspecto em consideração.

Das 54 restrições quando aplicado o curto-circuito *close-in* Tabela 30, a unidade instantânea atua em 42 e as restrições têm sido respeitadas. Em relação ao Caso 4, houve uma diminuição de 24,16% na soma de tempo dos relés primários quando aplicado um curto-circuito do tipo *close-in* e de 24,40% quando aplicado um curto-circuito na barra remota. Isso propicia mais segurança para o sistema elétrico, pois quanto mais rápido a falta elétrica for extinta, menos danos ocorrem no sistema.

Durante as simulações, a unidade instantânea de fase de alguns relés foi desabilitada para que não atuasse quando um curto-circuito ocorresse na barra remota. Já outros tiveram o I_p fixo (sem escolha de faixa), uma vez que a corrente de curto-circuito na barra remota e *close-in* são próximas (já considerando a margem de segurança). Os dispositivos são:

- **Relé 1 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 3 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 6 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 7 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 11 (fase)** - $I_{rem} = 6888A \leq I_{close-in} = 6972A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 12 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 13 (fase)** - $I_{rem} = 6888A \leq I_{close-in} = 6972A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 14 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 15 (fase)** - $I_{rem} = 2672A \leq I_{close-in} = 2819,2A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 17 (fase)** - $I_{rem} = 6315,6A \leq I_{close-in} = 6351,6A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 18 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 19 (fase)** - $I_{rem} = 2199,2A \leq I_{close-in} = 2204A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 21 (fase)** - $I_{rem} = 4964,4A \leq I_{close-in} = 5078,4A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 22 (fase)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado.

Como pode ser visto, de 22 relés, 8 estão com elemento instantâneo inoperante (bloqueado). Com menos variáveis de decisão ao realizar a otimização, é notório que isso decrementa o esforço computacional do algoritmo. A situação de bloqueio ou não bloqueio não fica a cargo do usuário, mas sim do próprio algoritmo sem intervenção do especialista, cujo fluxograma foi já comentado na Seção 3.4.3 (página 3.4.3).

5.3.6 Caso 6 – Ajuste do elemento temporizado de neutro (curva fixa) e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: da Equação 3.17 até 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.38 até 3.44 uma vez que trata da proteção de neutro.

Todos os relés do sexto caso têm curvas do tipo “NI IEC 255 (A)”. Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 32, 33 e 34 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 157,1 s). Recordar-se que até o sexto caso, as curvas dos dispositivos de proteção são idênticas.

Na Tabela 32 em relação a variável MT^{temp} , por exemplo, 4, 55% dos valores foram menores ou iguais a 0,15, 18, 18% estavam no intervalo $0,15 < MT^{temp} \leq 0,20$, 7% estavam entre $0,20 < MT^{temp} \leq 0,25$ e 45, 45% estavam acima de 0,25. Outra variável, $tape^{temp}$, 9, 09% dos valores foram menores ou iguais a 2,5, enquanto 9, 09% estavam na faixa $2,5 < tape^{temp} \leq 3,75$ e 81, 82% foram maiores que 3,75.

Tabela 32: Valores das variáveis após término da simulação - caso 6

Relé	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	0,23	111	31,11	1737	1,988	0,37	5,79
2	0,26	144	73,54	1992	5,316	0,24	3,32
3	0,2	180	19,3	1842	1,886	0,6	6,14
4	0,29	90	118,8	2046	5,224	0,15	3,41
5	0,39	156	59,7	2902	3,21	1,3	24,18
6	0,36	96	49,07	1083	4,35	3,2	36,1
7	0,35	105	31,84	1610	2,076	3,5	53,68
8	0,23	210	75,2	2921	5,406	2,1	29,21
9	0,29	96	94,2	1849	4,89	0,8	15,41
10	0,28	90	175,5	1958	8,065	0,9	19,58
11	0,28	102	92,52	7428	1,271	0,17	12,38
12	0,25	104	66,93	3073	2,265	1,3	38,41
13	0,26	138	68,39	7428	1,271	0,23	12,38
14	0,22	168	41,43	3073	2,265	2,1	38,41
15	0,2	124	47,88	1451	4,091	3,1	36,28
16	0,24	160	53,54	3221	2,66	1,6	32,21
17	0,21	232	50,03	4926	2,356	2,9	61,58
18	0,17	98	28,77	Bloq.	Bloq.	4,9	Bloq.
19	0,15	171	26,1	1131	3,946	5,7	37,7
20	0,32	90	97,85	2742	3,212	0,9	27,42
21	0,25	120	99,13	3154	3,771	1,5	39,43
22	0,19	93	31,09	Bloq.	Bloq.	3,1	Bloq.

Função objetivo aumentada = 33,11 =

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 9,882 +

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito na barra remota : 15,06

Ajuste do elemento instantâneo de neutro : 8,161

Tabela 33: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 6

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-0,664	t^{inst}	1,014	✓	28	11	3	-0,981	t^{inst}	1,331	✓
2	2	3	-0,981	t^{inst}	1,331	✓	29	11	6	-0,953	t^{inst}	1,303	✓
3	2	6	-0,953	t^{inst}	1,303	✓	30	11	10	-0,944	t^{inst}	1,294	✓
4	2	10	-0,944	t^{inst}	1,294	✓	31	11	14	-0,456	t^{inst}	0,806	✓
5	2	12	-0,3758	t^{inst}	0,7258	✓	32	12	13	-0,2477	t^{inst}	0,5977	✓
6	2	14	-0,456	t^{inst}	0,806	✓	33	12	15	-0,971	t^{inst}	1,321	✓
7	3	2	-0,851	t^{inst}	1,201	✓	34	12	19	-2,42	t^{inst}	2,77	✓
8	4	1	-0,69	t^{inst}	1,04	✓	35	13	1	-0,69	t^{inst}	1,04	✓
9	4	6	-0,953	t^{inst}	1,303	✓	36	13	3	-0,981	t^{inst}	1,331	✓
10	4	10	-0,944	t^{inst}	1,294	✓	37	13	6	-0,953	t^{inst}	1,303	✓
11	4	12	-0,3758	t^{inst}	0,7258	✓	38	13	10	-0,944	t^{inst}	1,294	✓
12	4	14	-0,456	t^{inst}	0,806	✓	39	13	12	-0,3758	t^{inst}	0,7258	✓
13	5	1	-0,69	t^{inst}	1,04	✓	40	14	11	-0,2322	t^{inst}	0,5822	✓
14	5	3	-0,981	t^{inst}	1,331	✓	41	14	15	-0,971	t^{inst}	1,321	✓
15	5	10	-0,944	t^{inst}	1,294	✓	42	14	19	-2,42	t^{inst}	2,77	✓
16	5	12	-0,3758	t^{inst}	0,7258	✓	43	15	17	-0,1689	t^{inst}	0,5189	✓
17	5	14	-0,456	t^{inst}	0,806	✓	44	16	11	-0,2322	t^{inst}	0,5822	✓
18	6	8	-0,3352	t^{inst}	0,6852	✓	45	16	13	-0,2477	t^{inst}	0,5977	✓
19	7	5	-0,679	t^{inst}	1,029	✓	46	16	19	-2,42	t^{inst}	2,77	✓
20	8	9	-0,4412	t^{inst}	0,7912	✓	47	17	22	-0,4959	t^{inst}	0,8459	✓
21	9	1	-0,69	t^{inst}	1,04	✓	48	18	16	-0,0571	0,4017	0,7588	✓
22	9	3	-0,981	t^{inst}	1,331	✓	49	19	21	-0,2665	t^{inst}	0,6165	✓
23	9	6	-0,953	t^{inst}	1,303	✓	50	20	11	-0,2322	t^{inst}	0,5822	✓
24	9	12	-0,3758	t^{inst}	0,7258	✓	51	20	13	-0,2477	t^{inst}	0,5977	✓
25	9	14	-0,456	t^{inst}	0,806	✓	52	20	15	-0,971	t^{inst}	1,321	✓
26	10	7	-0,76	t^{inst}	1,11	✓	53	21	18	-0,178	t^{inst}	0,528	✓
27	11	1	-0,69	t^{inst}	1,04	✓	54	22	20	-0,0027	0,4024	0,7051	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 34: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 6

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	$-\infty$	0,6572	∞	✓	28	11	3	-1,854	0,4675	2,622	✓
2	2	3	$-\infty$	0,8376	∞	✓	29	11	6	-1,025	0,4675	1,793	✓
3	2	6	$-\infty$	0,8376	∞	✓	30	11	10	-1,212	0,4675	1,979	✓
4	2	10	$-\infty$	0,8376	∞	✓	31	11	14	$-\infty$	0,4675	∞	✓
5	2	12	-8,958	0,8376	10,1	✓	32	12	13	$-\infty$	0,5429	∞	✓
6	2	14	$-\infty$	0,8376	∞	✓	33	12	15	-2,049	0,5429	2,892	✓
7	3	2	$-\infty$	0,6903	∞	✓	34	12	19	$-\infty$	0,5429	∞	✓
8	4	1	$-\infty$	0,7372	∞	✓	35	13	1	-0,7997	0,4707	1,57	✓
9	4	6	$-\infty$	0,7372	∞	✓	36	13	3	-1,851	0,4707	2,622	✓
10	4	10	$-\infty$	0,7372	∞	✓	37	13	6	-1,022	0,4707	1,793	✓
11	4	12	-5,774	0,7372	6,811	✓	38	13	10	-1,208	0,4707	1,979	✓
12	4	14	$-\infty$	0,7372	∞	✓	39	13	12	$-\infty$	0,4707	∞	✓
13	5	1	$-\infty$	1,029	∞	✓	40	14	11	$-\infty$	0,5671	∞	✓
14	5	3	$-\infty$	1,029	∞	✓	41	14	15	-2,025	0,5671	2,892	✓
15	5	10	$-\infty$	1,029	∞	✓	42	14	19	$-\infty$	0,5671	∞	✓
16	5	12	-0,9497	1,029	2,278	✓	43	15	17	-0,02197	0,6454	0,9674	✓
17	5	14	-4,103	1,029	5,431	✓	44	16	11	-0,05565	0,6136	0,9693	✓
18	6	8	-0,2091	1,303	1,812	✓	45	16	13	-0,1516	0,6136	1,065	✓
19	7	5	-0,004173	0,9372	1,241	✓	46	16	19	$-\infty$	0,6136	∞	✓
20	8	9	-0,4866	0,6852	1,472	✓	47	17	22	$-\infty$	0,5189	∞	✓
21	9	1	$-\infty$	0,7912	∞	✓	48	18	16	-0,1125	0,4354	0,8479	✓
22	9	3	$-\infty$	0,7912	∞	✓	49	19	21	-0,005755	0,6659	0,9716	✓
23	9	6	-0,003647	0,7912	1,095	✓	50	20	11	-0,05118	0,7051	1,056	✓
24	9	12	-1,188	0,7912	2,279	✓	51	20	13	-0,1744	0,7051	1,18	✓
25	9	14	-4,345	0,7912	5,436	✓	52	20	15	$-\infty$	0,7051	∞	✓
26	10	7	-0,003933	0,695	0,999	✓	53	21	18	$-\infty$	0,5795	∞	✓
27	11	1	-0,8029	0,4675	1,57	✓	54	22	20	-0,06508	0,4888	0,8539	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Similarmente à unidade instantânea de fase, a unidade instantânea de neutro de alguns relés também foi desabilitada para que não atuasse quando um curto-circuito ocorresse na barra remota. Já outros tiveram o I_p fixo, uma vez que a corrente de curto-circuito na barra remota e *close-in* são próximas. Os dispositivos são:

- **Relé 7 (neutro)** $I_{rem} = 1610,4A \leq I_{close-in} = 1619,4A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 11 (neutro)** - $I_{rem} = 7428A \leq I_{close-in} = 7860A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 12 (neutro)** - $I_{rem} = 3072,8A \leq I_{close-in} = 3076A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 13 (neutro)** - $I_{rem} = 7428A \leq I_{close-in} = 7860A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 14 (neutro)** - $I_{rem} = 3072,8A \leq I_{close-in} = 3076A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 17 (neutro)** - $I_{rem} = 4926,4A \leq I_{close-in} = 5069,6A :: I_{p,min} = I_{p,max}$;
- **Relé 18 (neutro)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado;
- **Relé 22 (neutro)** - Ajuste do elemento instantâneo desabilitado.

5.3.7 Caso 7 – Ajuste do elemento temporizado de fase com diversas curvas e instantâneo de fase do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

A formulação matemática necessária para a solução deste caso é a seguinte: da Equação 3.17 até 3.30. Além disso, utilize as Equações 3.31 até 3.37 uma vez que trata da proteção de fase. Diferentemente do Caso 5 (Seção 5.3.5 – página 132), aqui as curvas são distintas.)

Nesta simulação, o número de variáveis a serem calculadas são:

- 22 variáveis inteiras representando o MT de cada RDS;
- 22 variáveis inteiras representando o código da curva de cada RDS;
- 22 variáveis inteiras representando o I_p de cada RDS (unidade temporizada);
- 22 variáveis inteiras representando *tape* de cada RDS (unidade temporizada);
- 22 variáveis inteiras representando o I_p de cada RDS (unidade instantânea);
- 22 variáveis inteiras representando *tape* de cada RDS (unidade instantânea).

Normalmente, o curto-circuito trifásico do tipo *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 dois relés com mesma curva 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. Devido a essa facilidade, os engenheiros de proteção preferem adotar um único tipo de curva na maioria das aplicações.

Todavia, o emprego de diferentes curvas pode otimizar o tempo de atuação dos dispositivos como é visto nessa seção. Utilizando diversas curvas, além do curto-circuito *close-in*, é necessário o cálculo e a coordenação envolvendo o curto-circuito na barra remota, como realizado nesse documento.

Os valores finais após a otimização são vistos nas Tabelas 35, 36 e 37 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 164,2 s).

Tabela 35: Valores das variáveis após término da simulação - caso 7

Relé	Curva	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	IEC Muito Inversa	0,58	168	20,55	Bloq.	Bloq.	0,28	Bloq.
2	IEC Muito Inversa	0,86	354	29,91	4152	2,55	0,59	6,92
3	IEC Muito Inversa	0,41	234	14,85	Bloq.	Bloq.	0,39	Bloq.
4	IEC Muito Inversa	1,26	246	43,45	4302	2,485	0,41	7,17
5	IEC Muito Inversa	0,77	345,6	26,95	3469	2,684	2,88	28,91
6	IEC Extr. Inversa	0,83	364,8	12,91	Bloq.	Bloq.	3,04	Bloq.
7	IEC Muito Inversa	0,18	472,8	7,072	Bloq.	Bloq.	3,94	Bloq.
8	IEC Muito Inversa	1,47	312	50,61	5431	2,908	1,3	22,63
9	IEC Muito Inversa	2,63	100,8	89,71	2951	3,065	0,84	24,59
10	IEC Muito Inversa	1,03	441,6	35,76	3400	4,645	2,76	21,25
11	IEC Inv. Padrão	0,11	1428	6,609	6888	1,37	2,38	11,48
12	IEC Inv. Padrão	0,16	456,8	15,24	Bloq.	Bloq.	5,71	Bloq.
13	IEC Extr. Inversa	2,52	420	22,47	6888	1,37	0,7	11,4 8
14	IEC Muito Inversa	0,33	573,6	12,14	Bloq.	Bloq.	7,17	Bloq.
15	IEC Muito Inversa	1,01	169,6	35,01	2672	2,222	0,53	8,35
16	IEC Inversa Padrão	0,33	109	78,59	3025	2,832	1,09	30,25
17	IEC Inv. Tempo Longo	0,06	612	18,97	6316	1,838	5,1	52,63
18	IEC Muito Inversa	0,4	195,2	14,45	Bloq.	Bloq.	0,61	Bloq.
19	IEC Extr. Inversa	1,35	271,2	16,46	2199	2,03	3,39	27,49
20	IEC Muito Inversa	2,06	125	70,46	2877	3,061	1,25	28,77
21	IEC Muito Inversa	1,69	205,2	57,97	4964	2,396	1,71	41,37
22	IEC Extr. Inversa	2,21	137,6	21,01	Bloq.	Bloq.	1,72	Bloq.

Função objetivo aumentada = 46,48 =

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 8,917 +

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito na barra remota : 31,47

Ajuste do elemento instantâneo de fase : 6,096

O emprego de diversas curvas diminuiu o tempo de atuação dos relés primários quando aplicado um curto-circuito *close-in* (passando de 9,787 s para 8,917 s - diminuição de 8,89%), todavia aumentou o tempo de atuação desses relés primários quando o curto-circuito foi aplicado na barra remota (passando de 14,20 para 31,47 s - aumento de 121,62%), comparando este Caso 7 com o Caso 5 (Tabela 29). Já a função objetivo concernente ao elemento instantâneo não se alterou.

É bom frisar que, embora o tempo de atuação ao aplicar um curto-circuito na barra remota teve um aumento significativo, nesse ponto de falta elétrica existe um relé primário que enxerga a falta como *close-in*, eliminando rapidamente o defeito que afetaria o sistema elétrico.

Tabela 36: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 7

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-1,255	0,4004	1,955	✓	28	11	3	-3,803	t^{inst}	4,153	✓
2	2	3	-3,803	t^{inst}	4,153	✓	29	11	6	-2,443	t^{inst}	2,793	✓
3	2	6	-2,443	t^{inst}	2,793	✓	30	11	10	-3,179	t^{inst}	3,529	✓
4	2	10	-3,179	t^{inst}	3,529	✓	31	11	14	-1,962	t^{inst}	2,312	✓
5	2	12	-0,499	t^{inst}	0,8494	✓	32	12	13	-2,607	0,4001	3,307	✓
6	2	14	-1,962	t^{inst}	2,312	✓	33	12	15	-0,751	0,4001	1,451	✓
7	3	2	-1,433	0,3998	2,133	✓	34	12	19	-3,090	0,4001	3,79	✓
8	4	1	-3,328	t^{inst}	3,678	✓	35	13	1	-3,327	t^{inst}	3,677	✓
9	4	6	-2,443	t^{inst}	2,793	✓	36	13	3	-3,803	t^{inst}	4,153	✓
10	4	10	-3,179	t^{inst}	3,529	✓	37	13	6	-2,443	t^{inst}	2,793	✓
11	4	12	-0,499	t^{inst}	0,8494	✓	38	13	10	-3,179	t^{inst}	3,529	✓
12	4	14	-1,962	t^{inst}	2,312	✓	39	13	12	-0,499	t^{inst}	0,8494	✓
13	5	1	-3,327	t^{inst}	3,677	✓	40	14	11	-0,210	0,4001	0,9096	✓
14	5	3	-3,803	t^{inst}	4,153	✓	41	14	15	-0,751	0,4001	1,451	✓
15	5	10	-3,179	t^{inst}	3,529	✓	42	14	19	-3,090	0,4001	3,79	✓
16	5	12	-0,499	t^{inst}	0,8494	✓	43	15	17	-0,597	t^{inst}	0,9474	✓
17	5	14	-1,962	t^{inst}	2,312	✓	44	16	11	-0,560	t^{inst}	0,9096	✓
18	6	8	-1,036	0,4005	1,736	✓	45	16	13	-2,957	t^{inst}	3,307	✓
19	7	5	-0,985	0,4002	1,685	✓	46	16	19	-3,441	t^{inst}	3,791	✓
20	8	9	-1,817	t^{inst}	2,167	✓	47	17	22	-0,926	t^{inst}	1,276	✓
21	9	1	-3,327	t^{inst}	3,677	✓	48	18	16	-0,049	0,4016	0,7505	✓
22	9	3	-3,803	t^{inst}	4,153	✓	49	19	21	-0,998	t^{inst}	1,348	✓
23	9	6	-2,443	t^{inst}	2,793	✓	50	20	11	-0,560	t^{inst}	0,9096	✓
24	9	12	-0,499	t^{inst}	0,8494	✓	51	20	13	-2,957	t^{inst}	3,307	✓
25	9	14	-1,962	t^{inst}	2,312	✓	52	20	15	-1,101	t^{inst}	1,451	✓
26	10	7	-0,597	t^{inst}	0,947	✓	53	21	18	-0,255	t^{inst}	0,6045	✓
27	11	1	-3,327	t^{inst}	3,677	✓	54	22	20	-1,063	0,4014	1,764	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 37: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 7

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	1,765	∞	✓	28	11	3	-5,728	0,5455	6,574	✓
2	2	3	-∞	1,576	∞	✓	29	11	6	-4,371	0,5455	5,216	✓
3	2	6	-49,63	1,576	51,5	✓	30	11	10	-4,331	0,5455	5,177	✓
4	2	10	-24,12	1,576	26	✓	31	11	14	-∞	0,5455	∞	✓
5	2	12	-17,82	1,576	19,69	✓	32	12	13	-∞	0,5705	∞	✓
6	2	14	-∞	1,576	∞	✓	33	12	15	-0,8645	0,5705	1,735	✓
7	3	2	-∞	1,854	∞	✓	34	12	19	-4,486	0,5705	5,357	✓
8	4	1	-∞	1,482	∞	✓	35	13	1	-4,072	1,083	5,455	✓
9	4	6	-49,72	1,482	51,5	✓	36	13	3	-5,19	1,083	6,574	✓
10	4	10	-24,21	1,482	26	✓	37	13	6	-3,833	1,083	5,216	✓
11	4	12	-17,91	1,482	19,69	✓	38	13	10	-3,793	1,083	5,177	✓
12	4	14	-∞	1,482	∞	✓	39	13	12	-∞	1,083	∞	✓
13	5	1	-22,68	1,685	24,67	✓	40	14	11	-∞	0,9982	∞	✓
14	5	3	-102	1,685	104	✓	41	14	15	-0,4368	0,9982	1,735	✓
15	5	10	-∞	1,685	∞	✓	42	14	19	-4,058	0,9982	5,357	✓
16	5	12	-6,43	1,685	8,415	✓	43	15	17	-2,611	1,277	4,188	✓
17	5	14	-∞	1,685	∞	✓	44	16	11	-∞	0,7505	∞	✓
18	6	8	-2,117	2,141	4,558	✓	45	16	13	-52,68	0,7505	53,73	✓
19	7	5	-2,181	0,7334	3,214	✓	46	16	19	-∞	0,7505	∞	✓
20	8	9	-∞	1,736	∞	✓	47	17	22	-9,863	0,9474	11,11	✓
21	9	1	-37,32	1,784	39,41	✓	48	18	16	-0,0005762	0,5234	0,8239	✓
22	9	3	-∞	1,784	∞	✓	49	19	21	-0,8834	2,847	4,031	✓
23	9	6	-∞	1,784	∞	✓	50	20	11	-∞	1,801	∞	✓
24	9	12	-∞	1,784	∞	✓	51	20	13	-46,4	1,801	48,5	✓
25	9	14	-∞	1,784	∞	✓	52	20	15	-∞	1,801	∞	✓
26	10	7	-∞	3,092	∞	✓	53	21	18	-3,754	1,348	5,402	✓
27	11	1	-4,61	0,5455	5,455	✓	54	22	20	-1,577	0,931	2,808	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

A função objetivo aumentada – $F(x)$ da simulação é vista na Figura 22. Nela estão a soma do tempo dos relés primários diante de um curto-circuito trifásico *close-in*, a soma do tempo dos relés primários diante de um curto-circuito na barra remota e o ajuste da unidade instantânea. O critério de parada estabelecido foi o número de iterações, igual a 800, devido a estabilização da função objetivo no algoritmo.

Figura 22: Função objetivo aumentada.

O desempenho dos valores de múltiplo de tempo, corrente de *pickup* (I_p) (unidade temporizada e instantânea) dos 22 relés estudados em uma simulação podem ser vistos nas Figuras 23, 24 e 25.

Em relação ao MT visto na Figura 23 (cuja resposta está na Tabela 35 – terceira coluna), percebe-se que a maior parte dos MTs dos relés se estabilizaram antes da ducentésima iteração, como *MT1*, *MT10* e *MT15*, ao contrário de *MT12*, *MT17* e *MT20* que ainda oscilam após passar por essa referência. Na Figura 24, *Ip3*, *Ip21* (temporizado), por exemplo, oscilam até permanecerem aproximadamente na amplitude de 200 A. Ainda, *Ip5*, *Ip15*, *Ip17* e *Ip20* são as últimas variáveis a oscilarem para ajustar o elemento instantâneo. Como visto no *Ip3* e *Ip22* da Figura 25, o resultado permanece inalterado ao longo das iterações, igual a -2, simbolizando numericamente que o relé está bloqueado. Outras variáveis também permanecem com valores inalterados, como *Ip19* com valor fixo aproximadamente igual a 2199 A (já que as correntes de curto-circuito *close-in* e aplicada na barra remota são próximas e $I_{rem} \leq I_{closein}$, $I_p^{Faseinst} = I_{rem}$, explicado na Figura 6).

Figura 24: Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: corrente de *pickup* - elemento temporizado (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = tempo em segundos)

Figura 25: Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: corrente de *pickup* / corrente de curto-circuito - elemento instantâneo (eixo X = quantidade de iterações e eixo $Y = 1 / MC$)

Acrescentando, os coordenogramas finais de alguns RDS juntamente com a reta da segunda zona do relé de distância são vistos nas Figuras 27, 26 e 28. Aqui, os “○’s” representam o curto-circuito do tipo *close-in* visto pelo relé e os “◇’s” representam o curto-circuito na barra remota.

Na Figura 26 ambos os relés tem curva muito inversa. O relé primário atua sua unidade temporizada em 0,4002 s, enquanto R5 atua em 1,685 s para um curto-circuito *close-in* em R7 (décimo nono elemento da Tabela 36). Nesta ocasião, as correntes de curto-circuito nos relés R5 e R7 são 2.477,93 A e 3.343,61 A ($I_{3f,closein}^{I_1}$ - valor oriundo da Tabela 15 (página 122)), respectivamente. Em relação a um curto-circuito na barra remota, o relé primário R7 opera sua unidade temporizada em 0,7334 s, enquanto R5 opera em 3,214 s (Tabela 37). Já as correntes de curto-circuito $I_{3f,rem}^{I_1}$ nesses relés são 1.469,32 A e 2.039,38 A, respectivamente. Apenas o relé R5 possui unidade instantânea e não opera em hipótese alguma quando ocorre a falta elétrica na LT onde R7 é responsável. Verifica-se então que o algoritmo coordenou adequadamente os dispositivos de proteção nesta ocasião e não concorre com nenhuma zona do relé de distância.

Figura 26: Coordenograma entre o relé primário R7 e seu secundário R5.

Na Figura 27, as curvas de R2, R3, R10 e R14 são muito inversa, a curva de R6 é extremamente inversa e a curva de R12 é normal inversa. Tanto o R2 quanto o R10, possuem unidade instantânea. Já os relés R3, R6, R12 e R14 estão com a unidade instantânea bloqueada. A unidade temporizada de todos relés é igual ou acima de 300 ms (segunda zona do relé de distância).

Figura 27: Coordenograma entre o relé primário R2 e seus secundários, R3, R6, R10, R12 e R14.

Na Figura 28, as curvas de R1, R3, R10 são muito inversas, enquanto as curvas de R13 e R12 são extremamente inversa e normal inversa (ou inversa padrão), respectivamente. Todos relés possuem unidade instantâneo bloqueada, exceto os relés R13 e R10, em que R13 possui essa unidade fixa em 6.888 A conforme metodologia já discutida anteriormente.

As curvas dos relés apresentam diferentes inclinações, possibilitando o aumento ou a diminuição do tempo de atuação de dado dispositivo de maneira bem flexível. Por exemplo, existem quatro formas distintas para a Equação 3.2 conforme a necessidade do engenheiro de proteção.

Quando se utilizam diversas curvas, o valor da função objetivo é melhorado, como visto na Tabela 35. Naquela simulação, a codificação é baseada na seção 3.2. A Figura 29 demonstra a dinâmica dessa variável ao longo das iterações em uma simulação. Tomando o relé R1 para análise, percebe-se que o tipo da curva oscila entre 0 e 1, estabilizando em 1 nas primeiras 50 iterações. Para a codificação das curvas IEC (Tabela 4 – página 53), {0; 1; 2; 3} em cada gráfico da Figura 29 representa {IEC Inversa Padrão; IEC Muito Inversa; IEC Extremamente Inversa; IEC Inversa Tempo Longo}. A maioria dos relés tiveram como resultado a curva IEC Muito Inversa, sendo cerca de 72,72% do conjunto total. O único dispositivo que oscilou entre todos tipos de curva foi o R17, estabilizando na curva IEC Tempo Longo no fim das iterações. Após a ducentésima iteração, o único dispositivo que alterou o tipo de curva foi o R12, passando de IEC Muito Inversa para

IEC Inversa Padrão.

Figura 28: Coordenograma entre o relé primário R13 e seus secundários R1, R3, R6, R10 e R12.

Figura 29: Desempenho da otimização de uma amostra do Caso 7: escolha da curva pelo algoritmo (eixo X = quantidade de iterações e eixo Y = código da curva)

5.3.8 Caso 8 – Ajuste do elemento temporizado de neutro com diversas curvas e instantâneo de neutro do RDS e considerando o primário como retaguarda do relé de distância

Para esta Subseção, a formulação matemática necessária para sua solução é a seguinte: da Equação 3.17 até 3.30. Em adição, use as Equações 3.38 até 3.44 já que neste momento discute-se sobre proteção de neutro.

Nesta simulação, o número de variáveis a serem calculadas é idêntica ao caso discutido anteriormente. Os resultados após o fim da otimização são visualizados nas Tabelas 38, 39 e 40 (2000 partículas, 800 iterações e tempo de processamento igual a 159,4 s.)

Ao utilizar várias curvas para a proteção de neutro, a soma do tempo de operação dos relés primários também diminuiu na ocorrência de um curto-circuito *close-in* (indo de 9,882 s - Tabela 32 para 9,084 s - Tabela 38 - diminuição de $-8,08\%$). No entanto, a soma do tempo de operação dos relés secundários teve crescimento (de 15,06 s para 31,66 s, uma alta de $110,23\%$). A quantidade de relés secundários não sensibilizados neste estudo é de 23 unidades. Relés R18 e R22 estão bloqueados pelo motivo explicado na página 138.

Em relação a múltiplo de tempo da unidade temporizada, $18,18\%$ são menores do que $0,5$, $18,18\%$ estão na faixa $0,5 \leq I_p < 1,0$, $31,82\%$ estão na faixa $1,0 \leq I_p < 1,5$, $18,18\%$ entre $1,5 \leq I_p < 2,0$ e $13,64\%$ estão acima de $2,0$. O único relé que apresenta o valor mínimo dessa variável ($0,05$) é o R19.

Tabela 38: Valores das variáveis após término da simulação - caso 8

Relé	Curva	MT^{temp}	I_p^{temp} [A]	MC^{temp}	I_p^{inst} [A]	MC^{inst}	$tape^{temp}$	$tape^{inst}$
1	IEC Muito Inversa	0,90	168	20,55	1764	1,957	0,56	5,88
2	IEC Inv. Padrão	0,25	174	60,86	2010	5,268	0,29	3,35
3	IEC Muito Inversa	1,27	120	28,95	1860	1,868	0,40	6,20
4	IEC Muito Inversa	2,28	144	74,23	2052	5,209	0,24	3,42
5	IEC Muito Inversa	2,08	156	59,70	2936	3,171	1,30	24,47
6	IEC Muito Inversa	0,69	105	44,87	1097	4,294	3,50	36,57
7	IEC Muito Inversa	0,73	114	29,33	1610	2,076	3,80	53,68
8	IEC Muito Inversa	1,40	200	78,96	2948	5,357	2,00	29,48
9	IEC Inv. Padrão	0,24	192	47,10	1853	4,881	1,60	15,44
10	IEC Inv. Padrão	0,24	170	92,89	1980	7,976	1,70	19,80
11	IEC Muito Inversa	1,61	192	49,15	7428	1,271	0,32	12,38
12	IEC Muito Inversa	1,29	160	43,50	3073	2,265	2,00	38,41
13	IEC Muito Inversa	2,16	144	65,54	7428	1,271	0,24	12,38
14	IEC Muito Inversa	1,76	112	62,15	3073	2,265	1,40	38,41
15	IEC Muito Inversa	0,79	132	44,98	1451	4,091	3,30	36,28
16	IEC Muito Inversa	1,48	170	50,39	3222	2,659	1,70	32,22
17	IEC Muito Inversa	1,90	120	96,73	4926	2,356	1,50	61,58
18	IEC Extr. Inversa	1,01	126	22,38	Bloq.	Bloq.	6,30	Bloq.
19	IEC Inv. Tempo Longo	0,05	138	32,34	1131	3,946	4,60	37,70
20	IEC Muito Inversa	1,46	180	48,93	2742	3,212	1,80	27,42
21	IEC Muito Inversa	1,24	184	64,65	3168	3,755	2,30	39,60
22	IEC Extr. Inversa	1,58	129	22,41	Bloq.	Bloq.	4,30	Bloq.

Função objetivo aumentada = 48,93 =

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito do tipo *close-in*: 9,084 +

Soma do tempo dos relés primários - curto-circuito na barra remota : 31,66

Ajuste do elemento instantâneo de neutro : 8,188

Tabela 39: Restrições quando aplicado curto-circuito *close-in* - caso 8

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-8,578	t^{inst}	8,928	✓	28	11	3	-4,928	t^{inst}	5,278	✓
2	2	3	-4,928	t^{inst}	5,278	✓	29	11	6	-1,478	t^{inst}	1,828	✓
3	2	6	-1,478	t^{inst}	1,828	✓	30	11	10	-1,594	t^{inst}	1,944	✓
4	2	10	-1,594	t^{inst}	1,944	✓	31	11	14	-2,355	t^{inst}	2,705	✓
5	2	12	-2,628	t^{inst}	2,978	✓	32	12	13	-1,324	t^{inst}	1,674	✓
6	2	14	-2,355	t^{inst}	2,705	✓	33	12	15	-5,991	t^{inst}	6,341	✓
7	3	2	-0,975	t^{inst}	1,325	✓	34	12	19	-7,078	t^{inst}	7,428	✓
8	4	1	-5,620	t^{inst}	5,97	✓	35	13	1	-5,619	t^{inst}	5,969	✓
9	4	6	-1,478	t^{inst}	1,828	✓	36	13	3	-4,928	t^{inst}	5,278	✓
10	4	10	-1,594	t^{inst}	1,944	✓	37	13	6	-1,478	t^{inst}	1,828	✓
11	4	12	-2,628	t^{inst}	2,978	✓	38	13	10	-1,594	t^{inst}	1,944	✓
12	4	14	-2,355	t^{inst}	2,705	✓	39	13	12	-2,628	t^{inst}	2,978	✓
13	5	1	-5,620	t^{inst}	5,97	✓	40	14	11	-1,346	t^{inst}	1,696	✓
14	5	3	-4,928	t^{inst}	5,278	✓	41	14	15	-5,991	t^{inst}	6,341	✓
15	5	10	-1,595	t^{inst}	1,945	✓	42	14	19	-7,078	t^{inst}	7,428	✓
16	5	12	-2,628	t^{inst}	2,978	✓	43	15	17	-0,522	t^{inst}	0,8721	✓
17	5	14	-2,355	t^{inst}	2,705	✓	44	16	11	-1,346	t^{inst}	1,696	✓
18	6	8	-1,654	t^{inst}	2,004	✓	45	16	13	-1,324	t^{inst}	1,674	✓
19	7	5	-1,937	t^{inst}	2,287	✓	46	16	19	-7,079	t^{inst}	7,429	✓
20	8	9	-0,562	t^{inst}	0,912	✓	47	17	22	-11,690	t^{inst}	12,04	✓
21	9	1	-5,620	t^{inst}	5,97	✓	48	18	16	-2,045	0,4247	2,77	✓
22	9	3	-4,928	t^{inst}	5,278	✓	49	19	21	-1,447	t^{inst}	1,797	✓
23	9	6	-1,479	t^{inst}	1,829	✓	50	20	11	-1,346	t^{inst}	1,696	✓
24	9	12	-2,628	t^{inst}	2,978	✓	51	20	13	-1,324	t^{inst}	1,674	✓
25	9	14	-2,355	t^{inst}	2,705	✓	52	20	15	-5,990	t^{inst}	6,34	✓
26	10	7	-1,059	t^{inst}	1,409	✓	53	21	18	-1,308	t^{inst}	1,658	✓
27	11	1	-5,619	t^{inst}	5,969	✓	54	22	20	-1,290	0,4049	1,995	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Tabela 40: Restrições quando aplicado curto-circuito na barra remota - caso 8

N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St	N.	PR	SC	ITC+t'-t'' [s]	t' [s]	t'' [s]	St
1	1	4	-∞	1,952	∞	✓	28	11	3	-9,996	0,7552	11,05	✓
2	2	3	-∞	0,8857	∞	✓	29	11	6	-2,45	0,7552	3,505	✓
3	2	6	-∞	0,8857	∞	✓	30	11	10	-3,802	0,7552	4,857	✓
4	2	10	-∞	0,8857	∞	✓	31	11	14	-∞	0,7552	∞	✓
5	2	12	-∞	0,8857	∞	✓	32	12	13	-∞	1,264	∞	✓
6	2	14	-227,3	0,8857	228,5	✓	33	12	15	-18,91	1,264	20,48	✓
7	3	2	-∞	1,723	∞	✓	34	12	19	-205,4	1,264	207	✓
8	4	1	-∞	3,791	∞	✓	35	13	1	-13,71	0,7534	14,77	✓
9	4	6	-∞	3,791	∞	✓	36	13	3	-9,998	0,7534	11,05	✓
10	4	10	-∞	3,791	∞	✓	37	13	6	-2,452	0,7534	3,505	✓
11	4	12	-∞	3,791	∞	✓	38	13	10	-3,804	0,7534	4,857	✓
12	4	14	-114,8	3,791	118,9	✓	39	13	12	-∞	0,7534	∞	✓
13	5	1	-∞	2,287	∞	✓	40	14	11	-∞	1,182	∞	✓
14	5	3	-∞	2,287	∞	✓	41	14	15	-19	1,182	20,48	✓
15	5	10	-∞	2,287	∞	✓	42	14	19	-205,5	1,182	207	✓
16	5	12	-41,71	2,287	44,3	✓	43	15	17	-1,502	1,556	3,358	✓
17	5	14	-21,41	2,287	24	✓	44	16	11	-5,714	1,595	7,608	✓
18	6	8	-10,2	1,828	12,33	✓	45	16	13	-5,145	1,595	7,04	✓
19	7	5	-2,478	0,9148	3,693	✓	46	16	19	-∞	1,595	∞	✓
20	8	9	-0,1964	2,004	2,5	✓	47	17	22	-∞	0,8721	∞	✓
21	9	1	-∞	0,912	∞	✓	48	18	16	-2,63	0,6577	3,587	✓
22	9	3	-∞	0,912	∞	✓	49	19	21	-4,386	1,236	5,922	✓
23	9	6	-0,00132	0,912	1,213	✓	50	20	11	-7,216	1,995	9,512	✓
24	9	12	-43,13	0,912	44,34	✓	51	20	13	-6,332	1,995	8,627	✓
25	9	14	-22,8	0,912	24,01	✓	52	20	15	-∞	1,995	∞	✓
26	10	7	-0,00305	0,7805	1,084	✓	53	21	18	-∞	1,489	∞	✓
27	11	1	-13,71	0,7552	14,77	✓	54	22	20	-2,091	1,227	3,619	✓

Número total de restrições violadas = 0

Número de restrições violadas em que $t' > t'' = 0$

Na simulação realizada, nenhum dispositivo de proteção teve curva IEC Inversa de Tempo Curto (curva existente conforme Tabela 4 da página 53), sendo que as demais foram mais propícias para garantir valores mínimos de tempo. O algoritmo escolheu cerca de 72,73% das curvas como IEC Muito Inversa, um percentual também bem próximo da proteção de fase (conforme visto na página 146) para esse sistema elétrico. Deixa-se claro que o percentual pode ser distinto entre os tipos de proteção devido as características e requisitos de cada um. Em adição, as curvas IEC Inversa Padrão, IEC Extremamente Inversa e IEC Inversa de Tempo Longo foram obtidas em respectivamente, 13,64%, 9,09% e 4,55% dos dispositivos.

Análise Global

Na Tabela 41 são apresentados os valores das funções objetivos dos oito casos analisados em formato sintético. Percebe que progressivamente F teve seu valor elevado nos casos 3 e 7 (proteção de fase) e casos 4, 6 e 8 (proteção de neutro). Já em relação a f_1 , somente os casos 5 e 7 foram menores do que o caso referência 1 para proteção de fase, mas foram todos os casos (4, 6 e 8) para proteção de neutro. Em relação ao somatório do tempo de operação diante de um curto-circuito na barra remota (f_2), com relés de distância já instalados, ao adicionar o elemento instantâneo a função f_2 decresceu ainda mais. Veja do caso 3 para 5 e do caso 4 para 6. No entanto ao alterar da curva fixa para curva variável, f_2 teve valor aumentado (do caso 5 para 7 e do caso 6 para 8). Por fim, a presença de curva variável do caso 5 para 7 e do caso 6 para 8 melhorou os resultados do somatório de tempo de operação à vista de um curto-circuito *close-in*. Globalmente, na comparação quando se tem curva fixa e “livre”, houve ganho relevante para a coordenação.

Como os casos referências 1 e 2 não há elementos instantâneos, o erro relativo de f_3 não foi inserido na Tabela 41.

Tabela 41: Valores das funções objetivos e respectivos erros relativos (ER)

Fase							
Casos	F	$ER(\%)$	f_1	$ER(\%)$	f_2	$ER(\%)$	f_3
1 (Referência)	34,31	-	14,260	-	20,04	-	-
3	35,08	2,24	14,510	1,75	20,57	2,64	-
5	30,09	-12,30	9,787	-31,37	14,20	-29,14	6,096
7	46,48	35,47	8,917	-37,47	31,47	57,04	6,096
Neutro							
Casos	F	$ER(\%)$	f_1	$ER(\%)$	f_2	$ER(\%)$	f_3
2 (Referência)	22,70	-	9,070	-	13,63	-	-
4	29,99	32,11	11,960	31,86	18,03	32,28	-
6	33,11	45,86	9,882	8,95	15,06	10,49	8,161
8	48,93	115,55	9,084	0,15	31,66	132,28	8,188

5.3.9 Valores das funções objetivos *versus* número de iterações

As Figuras 30, 31, 32 e 33 ilustram a soma de tempo dos relés primários de fase quando aplicado curto-circuito do tipo *close-in* - $f_{1_{fase}}(x)$ (FASE - 1), a soma de tempo dos relés primários de fase quando aplicado curto-circuito na barra remota - $f_{2_{fase}}(x)$ (FASE

- 2), a soma de tempo dos relés primários de neutro quando aplicado curto-circuito do tipo *close-in* - $f_{1_{neutro}}(x)$ (NEUTRO - 1) e a soma de tempo dos relés primários de neutro quando aplicado curto-circuito na barra remota - $f_{2_{neutro}}(x)$ (NEUTRO - 2) de diversos casos em discussão. Em todas as simulações, 2.000 partículas foram usadas.

Figura 30: Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS (sem relé de distância, elemento instantâneo do RDS e ajuste automático das curvas)

É natural que à medida que aumenta a quantidade de iterações, mantendo fixa a quantidade de partículas, a função objetivo aumentada é melhorada, decrescendo seu valor. Por exemplo, $f_{2_{fase}}(x)^{100 \text{ iter.}} = 54,96$ e $f_{2_{fase}}(x)^{800 \text{ iter.}} = 20,04$ quando há 100 e 800 iterações, respectivamente, para coordenação de RDS em situação normal (FASE - 2 da Figura 30), representando uma diminuição de 63,54%.

Além disso, constata-se que não houve uma alteração tão significativa nos valores das funções objetivo entre 400 e 800 iterações para proteção de neutro, mesmo incluindo o elemento instantâneo ou o ajuste automático das curvas. Como é observado na Figura 32, $f_{1_{neutro}}(x)^{400 \text{ iter.}} = 9,921$ e $f_{1_{neutro}}(x)^{800 \text{ iter.}} = 9,882$.

Observando as Figuras 32 e 33, outra análise importante é que quando o ajuste automático das curvas foi inserido, as funções $f_{1_{fase}}(x)$ e $f_{1_{neutro}}(x)$ decresceram, todavia as funções $f_{2_{fase}}(x)$ e $f_{2_{neutro}}(x)$ aumentaram seus valores. Como a variação das duas primeiras funções foi superior às duas últimas, a função objetivo aumentada decresceu nesse caso, melhorando os testes.

Figura 31: Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância, respeitando seu tempo de segunda zona.

Figura 32: Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância e elemento instantâneo nos RDS

Figura 33: Valores médios de funções objetivos conforme número de iterações para coordenação de RDS com a presença de relés de distância, elemento instantâneo nos RDS e ajuste automático das curvas

O número de relés secundários que não atuaram estão sumarizados na Figura 34. Estudos **A**, **B**, **C** e **D** estão relacionados as Figuras 30, 31, 32 e 33, respectivamente.

Repara-se que na maioria dos testes para a proteção de fase, a execução com 200 iterações teve uma quantidade de relés secundários com falta de sensibilidade inferior a execução com 100 iterações (**A**, **B** e **D**). Já para a proteção de neutro, isso é identificado em **A**, **B** e **C**.

Adicionalmente, em todos os casos para proteção de fase, a execução com 800 iterações teve uma quantidade de relés secundários com falta de sensibilidade superior a execução com 400 iterações.

A Tabela 42 mostra correlação entre o número de relés secundários com falta de sensibilidade e o o número de iterações. Percebe-se que houve a correlação negativa mais relevante foi em **A** para proteção de neutro ($-0,9125$). A correlação menos significativa é vista em **C** para proteção de fase ($-0,0742$).

Tabela 42: Correlação entre quantidade de relés secundários não sensibilizados e número de iterações

Estudo	FASE	NEUTRO
A	-0,4152	-0,9153
B	-0,7360	-0,7163
C	-0,0742	-0,1893
D	0,5169	-0,7408

Figura 34: Não operação de relés secundários conforme número de iterações.

5.3.10 Caso 9 – Retenção do número de pares de RDS

Observa-se que existem diversos objetivos e restrições para resolver o problema de coordenação de relés. Outro objetivo seria limitar o número de pares de relés (somente um, dois, três, etc). Para tal finalidade, diversos testes foram feitos para verificar como a minimização da soma de tempo dos relés primários e a minimização da soma de tempo dos relés secundários são influenciados.

A Tabela 43 mostra os valores de $f_1(x)$ e $f_2(x)$ somente quando uma certa quantidade de pares de relés obrigatoriamente deve ser contemplada (restrições não devem ser violadas. As funções são adimensionais. A quantidade máxima de RDS secundários para cada relé primário é definida em N_{max} .

Tabela 43: Valores de funções objetivos (soma de tempo dos relés primários quando aplicado curto-circuito *close-in* - $f_1(x)$ e soma de tempo dos relés primários quando aplicado curto-circuito na barra remota - $f_2(x)$)

N. Partículas	N_{max}	$f_1(x)$	$f_2(x)$
100	1	10,54	41,39
	2	10,17	44,79
200	1	9,20	34,14
	2	8,99	32,11
400	1	9,15	27,71
	2	9,28	25,50
800	1	9,42	35,02
	2	9,42	32,29

Uma vez que os critérios para cálculo de curto-circuito e o algoritmo de otimização monobjetivo foram atendidos, o próximo capítulo apresenta os resultados da modelagem multiobjetivo.

¹ Derivado do inglês, *hard constraints*.

6 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO MULTIOBJETIVO ENTRE OS RDSs

Neste Capítulo, os resultados da otimização multiobjetivo das formulações matemáticas para coordenar os dispositivos de proteção elaboradas no Capítulo 3 (seções 3.6 e 3.7) serão explicados e analisados.

O sistema elétrico utilizado neste estudo é o mesmo do capítulo anterior, ou seja, sistema-teste CTEEP. Uma diferença é que outros relés, com características distintas, foram instalados. Por exemplo, enquanto os relés 7SJ64_v4.6_1A e 7SJ64_v4.6_5A da Siemens tem tapes igualmente espaçados de 0,01, o tape do relé ABB RXIDF_2H_1.0In é considerado contínuo entre 1 e 4, enquanto para o ABB RXIDE_41_RK4741 é discreto não espaçado. Essa situação pode ocorrer não apenas para a unidade temporizada, mas também para a instantânea, envolvendo a proteção de fase e neutro. Assim sendo, é importante levar esse fator em consideração nos estudos da proteção, aproximando ainda mais da realidade encontrada em campo. As informações completas do sistema de proteção implementado na Tabela 44.

NSGA-II e MOPSO são os algoritmos utilizados para a extração da fronteira de Pareto com vários valores de indivíduos ou partículas. Essas técnicas inteligentes foram devidamente explicadas no Capítulo 4.

Para cada solução encontrada na fronteira de Pareto, a quantidade de variáveis a ser encontrada é idêntica ao caso monobjetivo, isto é, 132. Esse cálculo é derivado da soma de cada variável explicada na página 138. De qualquer maneira, como se trata de um estudo multiobjetivo, a atenção e análise será dirigida aos valores encontrados das funções objetivos, nomeados nessa Tese como f_1 , f_2 , f_3 e f_4 , diferindo a depender do caso abordado.

Considerando $p(x)$, $q(x)$, $r(x)$ e $s(x)$ como funções, $p(x) \times q(x)$ pode ser traçado em um gráfico bidimensional (plano “2D”). Já para desenhar $p(x) \times q(x) \times r(x)$, por exemplo, a representação tridimensional é indicada. No entanto, como pode-se visualizar uma situação na quarta dimensão, tal como $p(x) \times q(x) \times r(x) \times s(x)$? Pensando nisso, é admissível mapear a quarta função, $s(x)$, através de cores, indo de uma tonalidade (quente ou fria) para outra. Ao plotar os gráficos obtidos para proteção de fase ou neutro, essa situação será visualizada.

É importante frisar que para facilitar a visualização, as soluções encontradas no espaço “4D” são transferidas para a ferramenta *plotmatrix*, em que doze gráficos são impressos em uma espécie de matriz (uma função contra a outra). Além disso, um histograma demonstra a frequência dos dados, no casos, das funções objetivos.

Tabela 44: Dados do sistema de proteção

Relé R _a , R...	Fabricante e Versão ¹	Proteção de Fase							Proteção de Neutro						
		Unidade Temporizada					Unidade Instantânea		Unidade Temporizada					Unidade Instantânea	
		RTC ²	Função	Tapes	MTs	Curvas	Função	Tapes	RTC ²	Função	Tapes	MTs	Curvas	Função	Tapes
R1 R3 R13	SIEMENS 7SJ64_v4.6_1A	600/1 600/1 600/1	67_IEC	0.1-4A, 0.01	0.05-3.2, 0.01	IEC 255-3	67-1	0.1-35, 0.1	600/1 600/1 600/1	67N_IEC	0.05-4A, 0.01	0.05-3.2, 0.01	IEC 255-3	67N-1	0.05-35, 0.05
R2 R4	ABB RXIDE_41_RK4741	600/1 600/1	<indef.>	{0.5,0.6,0.75, 1,1.5,2}	0.05-1.1, 0.01	6 tipos	<indef.>	1-40	600/1 600/1	<indef.>	{0.5,0.6,0.75, 1,1.5,2}	0.05-1.1, 0.01	6 tipos	<indef.>	1-40
R5 R6 R7 R8 R15 R16 R17 R18 R19 R20 R21 R22	ABB REL670_5A	600/5 600/5 600/5 1200/5 1600/5 450/5 600/5 1600/5 400/5 500/5 600/5 400/5	TOC1_1	1-2500, 1	0.05-999, 0.01 (ANSI) e 0.05- 1.1, 0.01 (IEC)	12 tipos	IOC1	1-2500, 1	600/5 600/5 600/5 1200/5 1600/5 450/5 600/5 1600/5 400/5 500/5 600/5 400/5	TOC1_1	1-2500, 1	0.05-999, 0.01 (ANSI) e 0.05- 1.1, 0.01 (IEC)	12 tipos	IOC1	1-2500, 1
R9	ENGLISH ELEC- TRIC CDD31_5A	600/5	<indef.>	1-4, 0.5	0.1-1	Normal In- versa	<indef.>	10-40	600/5	<indef.>	1-4, 0.5	0.1-1	Normal In- versa	<indef.>	10-40
R10	ABB RXIDF_2H_1.0In	800/5	<indef.>	1-4	0.05-1.1, 0.01	6 tipos	<indef.>	2-40	800/5	<indef.>	1-4	0.05-1.1, 0.01 (IEC) e 0.1-6.6 (DEFINIDO)	6 tipos	<indef.>	2-40
R11	WESTINGHOUSE IRD- 9#289B449A09	600/1	<indef.>	{0.5,0.6,0.8, 1,2,2.5}	0.5-11	Muito Inversa	<indef.>	2-8	600/1	<indef.>	{0.5,0.6,0.8, 1,2,2.5}	0.5-11	Muito Inversa	<indef.>	2-8
R12 R14	SIEMENS 7SJ64_v4.6_5A	400/5 400/5	67_IEC	0.5-20, 0.01	0.05-3.2, 0.01	IEC 255-3	67-1	0.5-175, 0.01	400/5 400/5	67N_IEC	0.25-20, 0.1	0.05-3.2, 0.01	IEC 255-3	67N-1	0.25-175, 0.01

A partir das soluções que estão no gráfico quadridimensional ou até mesmo do próprio *plotmatrix* as fronteiras de Pareto são extraídas, respeitando as premissas de classificação de soluções não dominadas conforme comentadas no Capítulo 4 (página 107).

As próximas seções abordarão sobre a proteção de fase e neutro usando NSGA-II e MOPSO para diversos indivíduos.

6.1 Proteção de Fase - NSGA-II - 100 indivíduos

Diversos resultados da otimização são visualizados em sequência envolvendo a modelagem multiobjetivo sobre o ITC variável e abordado nessa Tese (Seção 3.6). Inicialmente, para a proteção de fase, duas soluções nomeadas como *A* e *B*, são apresentadas.

As Figuras 35 e 36 contêm as respostas das funções objetivos em f_1 , f_2 , f_3 e f_4 . Para utilizar um gráfico quadridimensional, a amplitude do último eixo (quarto) é interpretada por uma barra de cores como já comentado. As relações entre as funções objetivos são visualizadas usando *plotmatrix* (Figuras 37 e 38).

Figura 35: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.

Por meio das Figuras 37 e 38 verifica-se também todas as soluções, reduzindo para funções objetivos duas a duas via gráficos de dispersão. Por exemplo, observando a terceira coluna (para função f_3) da Figura 38, é observado no histograma (posição 3-3) que a maior parte dos valores no fim da simulação permanece entre 0,85 e 0,9, mais precisamente entre 0,85 e 0,86 (41 soluções). Atenção para o fato de não usar os eixos das abscissas e ordenadas para os histogramas, somente para os gráficos de dispersão.

Figura 38: *Plotmatrix* envolvendo f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.

Alguns pontos interligados parecem que formam uma reta (f_2 fixo), como aqueles da posição 3-2 ($f_2 \times f_3$), mas f_2 assim como as demais funções objetivos tem variação. No caso, f_2 nessa região aparentemente linear varia entre 9296 a 9334 (amplitude de 38), significando o somatório do tempo de operação dos relés secundários, que quanto maior, mais deteriorado ele se encontra (Solução A).

A Figura 39 é uma ferramenta de análise de dados, conhecido como *boxplot* ou diagrama de caixas. Com ela é possível comparar a variação de uma variável entre distintos dados. Em cada caixa, a linha central indica a mediana, e o fundo e o topo das barras indicam o 25º e 75º percentis (primeiro e terceiro quartil), respectivamente. *Outliers* são valores atípicos (discrepantes) com grande afastamento da maioria e aqui são simbolizados por pequenos pontos na coloração vermelha.

Observando a Figura 39, percebe-se que a variação nos valores do *MT* entre uma solução e outra foi mais significativa nos relés 2, 3, 18 e 19. Somente os relés 9 e 10 possuem *outliers* na corrente de *pick-up* da unidade instantânea. Como visto na Figura 40, neste estudo, a unidade instantânea sofre maior variação no relé 9. Salienta-se que para melhor visualização somente os *boxplots* para alguns dispositivos de proteção são mostradas como vistos nas Figuras 40 e 41. Os valores da média estão em evidência simbolizados por asteriscos.

Figura 39: *Boxplot* das variáveis de proteção de fase (Solução A).

Figura 40: *Boxplot* das variáveis de proteção de fase (Solução B).

Figura 41: *Boxplot* de alguns MT 's da unidade temporizada de fase (Solução A).

Para melhorar visualmente os *boxplots* a fim de interpretá-los, demonstram-se os resultados de somente alguns relés para a Solução A (Figuras 41 a 43) e Solução B (Figuras 44 a 46). O MT do relé 10 pode ser escolhido entre 0,135 a 0,175 para Solução A, enquanto para Solução B essa faixa é de 0,21 a 0,3. Quanto menor o MT , menor tende a ser o tempo de operação, auxiliando a minimizar f_1 e f_2 . As variações na unidade instantânea em termos de amplitude são mais relevantes do que na unidade temporizada, já que esse elemento está sujeito a operar sob faltas mais intensas e pode proteger até 85% do circuito. Observe na Figura 43 que enquanto I_{p_9} da unidade instantânea desloca entre aproximadamente 2.959 e 3.415 A, a unidade temporizada permanece fixa em 360 A (Figura 42).

Como I_{p_3} , $I_{p_{11}}$, $I_{p_{12}}$ e $I_{p_{19}}$ têm elementos instantâneos bloqueados pelos critérios definidos na Subseção 3.4.3, logo estes apresentam valor fixo de “-2”, constante adotada no algoritmo para essa situação.

As funções objetivas podem ser naturalmente transferidas para o plano $\mathcal{R}^2$. Diante disso, as fronteiras de Pareto entre $f_1 \times f_2$, $f_1 \times f_4$, $f_1 \times f_3$ e $f_3 \times f_4$ são mostradas respectivamente nas Figuras 47, 48, 49 e 50. Para tal fim, as soluções dominadas foram retiradas passo-a-passo de forma automática, escolhendo adequadamente cada par de função.

Figura 42: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade temporizada de fase (Solução A).

Figura 43: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade instantânea de fase (Solução A).

Figura 44: *Boxplot* de alguns MT 's da unidade temporizada de fase (Solução B).

Figura 45: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade temporizada de fase (Solução B).

Figura 46: *Boxplot* de alguns I'_p s da unidade instantânea de fase (Solução B).

Figura 47: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução A).

Figura 48: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução A).

Figura 49: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução A).

Figura 50: Fronteira de Pareto envolvendo f_3 e f_4 (Solução A).

Observa-se que na avaliação da fronteira de Pareto, $f_1 \times f_2$ e $f_1 \times f_4$ comportaram-se como uma função $1/\exp(x)$. Como visto na Figura 17 - primeira posição, é natural que possui essa característica para problemas de minimização – minimização. Para $f_1 \times f_2$, significou que quanto menor for o somatório do tempo de operação dos relés primários (unidade temporizada), o somatório do tempo de operação dos relés secundários (também para a mesma unidade) tendeu a ser maior. Em relação a $f_1 \times f_4$, quanto menor foi o somatório do tempo de operação dos relés primários (unidade temporizada), maior foi o somatório dos ajustes de todas as unidades instantâneas. A corrente de curto-circuito I_{cc} sendo fixa na Equação 3.46d, o I_p^{inst} de alguns relés têm seu valor elevado, assim aumentando f_4 .

Já $f_1 \times f_3$ e $f_4 \times f_3$ têm a característica de uma função $\ln(x)$. Como visto na Figura 17 – segunda posição, da esquerda para direita, esse é o comportamento para problemas do tipo minimização – maximização. Para $f_1 \times f_3$, interpretou-se que quanto menor for o somatório do tempo de operação dos relés primários (unidade temporizada), menor foi também o índice de coordenação. Por fim, para $f_4 \times f_3$, quanto menor foi a soma dos ajustes das unidades instantâneas, o índice de coordenação foi decrescido. As situações são conexas e conflitantes sendo necessária traçar a fronteira de Pareto.

A cardinalidade obtida foi de 11 ($f_1 \times f_2$), 6 ($f_1 \times f_4$), 12 ($f_1 \times f_3$) e 9 ($f_3 \times f_4$), respectivamente, sendo portanto maior entre o par $f_1 \times f_3$. Isso representa que o operador

tem somente 6 possibilidades de ajustes quando para ele somente o somatório do tempo de operação dos relés primários e a soma dos ajustes das unidades instantâneas é suficiente. Por outro lado, a quantidade de ajustes dobra (total de 12 possibilidades) quando ele decide observar o somatório do tempo de operação dos relés primários e o índice de coordenação. Neste estudo de caso, o tamanho da população é de 100 indivíduos e a quantidade máxima de avaliações foi igual a 25.000. O tempo médio de processamento foi de 5,23 minutos.

Por fim, às métricas da Solução A foram as seguintes: *a.* cardinalidade = 99; *b.* espalhamento máximo = 3,2670; *c.* espaçamento = 81.265 e; *d.* diversidade = 1,4361. As métricas da Solução B foram: *a.* cardinalidade = 100; *b.* espalhamento máximo = 2,2947; *c.* espaçamento = 196,77 e; *d.* diversidade = 1,3223.

6.2 Proteção de Fase - MOPSO - 100 indivíduos

Esta seção demonstra a solução multiobjetivo utilizando o PSO, nomeadamente *Solução C*. As funções f_1 , f_2 , f_3 e f_4 são mostradas na Figura 51. Os valores dos pontos $\{f_1; f_2; f_3; f_4\}$ em destaque são: *a.* {49, 1697; 10.697, 60; 0, 7592; 6, 2227}; *b.* {48, 8840; 10.532, 50; 0, 7682; 6, 2665}; *c.* {44, 5533; 11.838, 90; 0, 8315; 6, 9591}; *d.* {43, 2693; 12.114, 30; 0, 8172; 7, 0716} e; *e.* {41, 9186; 11.831; 0, 7954; 7, 0530}.

Observa-se que, por exemplo, quanto maior f_3 , maior é f_4 (pontos em direção a coloração amarela), apresentando um *trade-off* entre os compromissos. A interpretação disso no âmbito dos ajustes é a seguinte: baixo valor em f_4 são obtidos pelos pontos *a* ou *b*, caso valores mínimos da soma dos ajustes das unidades instantâneas sejam desejados, acelerando o instante que essa unidade entrará em operação (I_p^{inst} mais baixo). Todavia o valor de f_3 é mais baixo nessa região, o que significa um γ menor, consequentemente também o ITC. Em suma, f_3 e f_4 são minimizados. Caso o operador deseje um ajuste com maior ITC para atender os relés eletromecânicos que necessitam de uma margem adicional no tempo, então os pontos *c*, *d* ou *e* são melhores, tendo um acréscimo em f_3 . Percebe-se que o valor de f_4 é elevado também. Em suma, f_3 e f_4 são maximizados.

Em relação ao *MT* da unidade temporizada, os relés 9, 10, 11, 19, 20 e 22 atingiram valores mínimos e máximos mais distantes dos pontos médios, sendo portanto, mais susceptíveis a terem distintos valores. Mesmo caso ocorre para o I_p (unidade temporizada) do relé 12 (veja Figura 52). Gráficos estatísticos dos ajustes de alguns dispositivos de proteção no formato *boxplot* estão nas Figuras 53, 54 e 55.

Finalmente, em relação às métricas da Solução C têm-se os seguintes valores: *a.* cardinalidade = 100; *b.* espalhamento máximo = 2,9769; *c.* espaçamento = 16.002 e; *d.* diversidade = 1,4113.

Figura 51: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase. Os pontos de *a* a *e* são cinco ajustes possíveis.

Figura 52: *Boxplot* das variáveis de proteção de fase (Solução C).

Figura 53: *Boxplot* de alguns MT 's da unidade temporizada de fase (Solução C).

Figura 54: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade temporizada de fase (Solução C).

Figura 55: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade instantânea de fase (Solução C).

6.3 Proteção de Fase - NSGA-II - 200 indivíduos

Nesta parte, a otimização da proteção de fase é realizada com NSGA-II usando 200 indivíduos. A quantidade máxima de avaliações permanece inalterada, um total de 25.000. Percebe-se na Figura 56 que o espaço de busca foi melhor preenchido em relação aos resultados anteriores. Nota-se que f_4 tem maior probabilidade de ter valor mais elevado, onde f_1 e f_2 são mínimos e f_3 tende a seu valor máximo. Apesar de não poder ser chamada de uma solução ótima de Pareto, os resultados são de boa qualidade, priorizando as situações que melhor devem ser atendidas. Para o operador, basta que o programa informe os ajustes oriundos da solução pretendida.

Além disso na Figura 56 está escrito os valores ótimos de cada função (em destaque vermelho). Os pontos *b*, *c* e *d* mostram os mínimos de f_2 , f_1 e f_4 , respectivamente, enquanto o ponto *a* está o valor máximo de f_3 . No ponto *d*, por exemplo, o ITC estabelecido para cada relé será 78,96% do ITC_{max} , ou seja, aproximadamente 237 ms. Por outro lado, no ponto *d* será 93,41%, isto é, 280 ms. A diferença do somatório do tempo de operação dos relés primários entre os pontos *a* e *c* chegou a 21,92s, sendo equivalente a 1.315 ciclos.

O *plotmatrix* contendo o histograma sobre as funções objetivos, bem como as fronteiras de Pareto são apresentadas nas Figuras 57, 58, 59, 60 e 61. Lembra-se que os losangos verdes são os ajustes calculados para a proteção oriundos da otimização multiobjetivo.

Figura 56: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase. Figura 57: *Plotmatrix* envolvendo f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase. Em preto, vermelho e verde estão problemas min-min, min-max e max-min, respectivamente.

Figura 58: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução D).

Figura 59: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução D).

Figura 60: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução D).

Figura 61: Fronteira de Pareto envolvendo f_3 e f_4 (Solução D).

Para destacar de forma diferente a natureza das funções apresentadas, o comportamento da minimização e maximização é visualizado por meio de curvas de Pareto coloridas na Figura 57.

Observa-se que f_2 varia entre 10.252 s e 11.110 s na Figura 58. Embora os relés operem em questão de milissegundos, a modelagem matemática também leva em consideração a não operação desses equipamentos quando a corrente de curto-circuito é menor do que a corrente de *pick-up*, principalmente quando atuam como relés secundários. Adotou-se 200 s como constante de não-operação. Essa é a justificativa para f_2 ter o valor na ordem de 10^4 .

Temos os resultados a seguir a respeito das métricas da Solução D: *a.* cardinalidade = 311; *b.* espalhamento máximo = 2,3196; *c.* espaçamento = 131,98 e; *d.* diversidade = 0,9616.

6.4 Proteção de Fase - NSGA-II - 400 indivíduos

Os resultados da otimização multiobjetivo que reduz o ITC concomitantemente com o tempo de atuação dos dispositivos de proteção são vistos nas Figuras 62, 63, 64, 65 e 66. Nesta parte, 400 indivíduos foram usados nas simulações. O tempo médio de processamento foi de 7,05 minutos.

Semelhante à situação anterior, nitidamente é observado que ao minimizar f_1 e f_2 , bem como maximizar f_3 , f_4 tende a apresentar valores mais elevados (região de joelho com coloração amarela), sendo portanto uma situação de *trade-off*, já que f_4 deve ser minimizado.

Pela Figura 64 é observado que ao minimizar f_1 , f_3 tende a ter valores menores, portanto o ITC nessa região é reduzido, sendo então um conflito. A soma do tempo de operação dos relés primários da unidade temporizada valeu em torno de 160 até 340, enquanto o índice de coordenação valeu de 0,8786 até 0,9391, significando que o ITC permitido está entre 263,58 ms a 281,73 ms. Não sendo escopo dessa Tese, mas sabe-se que uma atuação rápida é muito importante para não ultrapassar o tempo crítico de abertura dos disjuntores e evitar problemas na estabilidade do sistema elétrico.

Na Figura 66, observa-se que f_1 varia entre 155 a 195, enquanto f_2 varia entre 9929 e 10.301. A amplitude dos valores elevada diz respeito a não atuação de alguns dispositivos quando estes são retaguarda de algum principal.

A respeito das métricas da Solução E, obtiveram-se os seguintes números: *a.* cardinalidade = 246; *b.* espalhamento máximo = 2,5257; *c.* espaçamento = 1.731,4 e; *d.* diversidade = 1,1844.

Figura 62: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.

Figura 63: *Plotmatrix* envolvendo f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.

Figura 64: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_3 (Solução E).

Figura 65: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_4 (Solução E).

Figura 66: Fronteira de Pareto envolvendo f_1 e f_2 (Solução E).

6.5 Proteção de Neutro - NSGA-II - 100 indivíduos

Além da proteção de fase, a otimização multiobjetivo também contempla a proteção de neutro conforme os critérios estabelecidos nas seções anteriores. Utilizando 100 indivíduos e também adotando a mesma quantidade de avaliações, os resultados (nomeadamente *Solução F*) empregando NSGA-II são visualizados nas Figuras 67, 68, 69, 70, 71 e 72.

Na Figura 67, em relação ao histograma para a função f_1 , por exemplo, 12 ajustes estão na faixa [300, 350], 43 ajustes entre [350, 400], 19 ajustes entre [400, 450], 8 ajustes entre [450, 500], 10 ajustes entre [500, 550], 4 ajustes entre [550, 600] e 4 ajustes em [600, 650]. Em adição, para f_2 , a maioria dos valores (88%) ficaram entre 12.000 e 18.000.

A média dos valores de MT foram superiores a 100 somente para os relés 8, 16 e 20 (Figura 69). É certo que a curva escolhida nessa situação foi da ANSI, em que o MT pode variar entre 0,05 a 999 como visto na coluna de proteção de neutro (unidade temporizada) da Tabela 44 - fabricante ABB REL670_5A. Ao encontrar o ajuste adequado, baseado nos valores das funções objetivos, basta obter os valores de todas variáveis no programa implementado.

Figura 69: *Boxplot* das variáveis de proteção de neutro (Solução F).

Figura 70: *Boxplot* de alguns MT' s da unidade temporizada de neutro (Solução F).

Figura 71: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade temporizada de neutro (Solução F).

Figura 72: *Boxplot* de alguns I_p 's da unidade instantânea de neutro (Solução F).

Tratando sobre os ajustes da corrente de *pickup* da unidade instantânea (Figura 72), os relés *R18* e *R22* permanecem fixos, pois esses elementos estão bloqueados. O relé *R9* foi o único dispositivo de proteção que apresentou valores atípicos em relação a mediana de aproximadamente 3393: 2167 ($-36, 13\%$) e 6626 ($+95, 28\%$).

Finalizando, as métricas a seguir para a Solução F foram extraídas: *a.* cardinalidade = 100; *b.* espalhamento máximo = 2,5751; *c.* espaçamento = 2.950,3 e; *d.* diversidade = 0,8910.

6.6 Proteção de Neutro - MOPSO - 100 indivíduos

Nos estudos também foi simulada a mesma modelagem matemática no algoritmo *Multiobjective* PSO. Usando 100 indivíduos, assim como realizado pelo NSGA-II anteriormente, nota-se visualmente que o resultado em termos de ajustes encontrados foi bem inferior ao encontrado pelo NSGA-II. A comparação é realizada entre as Figuras 62, 68 e 73, soluções no gráfico quadridimensional.

Além disso, os valores encontrados pelo MOPSO são todos dominados por aqueles encontrados pelo NSGA-II. Por exemplo, os valores mínimos de f_1 , f_2 e f_4 para MOPSO são respectivamente 1948,8, 39.285 e 9,8994, enquanto para NSGA-II foi bem menor, sendo 159, 9.928,9 e 8,2754 ao analisar a Figura 62.

Complementando, alcançaram-se os valores logo abaixo para as métricas da Solução G: *a.* cardinalidade = 19; *b.* espalhamento máximo = 2,5872; *c.* espaçamento = 13,07 e; *d.* diversidade = 0,6982. A cardinalidade foi somente 19% do valor alcançado pela Solução F (19 contra 100) menor. A cardinalidade e a disposição das soluções do *Multiobjective* PSO não foi mais adequada para a resolução desse problema. Apesar de numericamente o espalhamento máximo, espaçamento e diversidade terem alcançado valores melhores do que a Solução F, o fator cardinalidade e soluções não dominadas devem ser levados em consideração, escolhendo portanto, a Solução F, como mais adequada para a proteção de neutro.

A Figura 74 apresenta o *plotmatrix* envolvendo as funções objetivos. Ao observar a Figura 75, o parâmetro que apresenta maior amplitude é o *MT* do relé 19. Além disso, ele tem valores mínimos e máximos (aproximadamente 146 A e 180 A) mais distantes do ponto médio (165 A) comparando com os demais parâmetros. Isso é devido a faixa do MT permitida para o relé ABB REL670_5A (indo de 0,05 até 999), enquanto os relés *R12* e *R14* da Siemens, a título de exemplo, é possível variar entre 0,05 a 3,2, ambos com passo de 0,01 (Tabela 44). Por fim, diversos diagrama de caixas são mostrados na Figura 76.

Figura 73: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de neutro.

Figura 74: f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de neutro.

Figura 75: *Boxplot* das variáveis de proteção de neutro (Solução G).

Figura 76: *Boxplot* de alguns MT 's da unidade temporizada de neutro (Solução G).

6.7 Tempo de Processamento e Distribuição de Probabilidade

O desempenho do algoritmo pode ser influenciado pela escolha dos pontos aleatórios iniciais. A Tabela 45 mostra os resultados finais de diferentes distribuições de probabilidade em relação a variáveis de decisão I_p , MT e tipo de curva. Como critério de parada adotou-se o valor da cardinalidade sem mudança após 20 iterações sucessivas. Esse valor é mostrado na coluna VC . Os estudos da otimização multiobjetivo adotou-se a última configuração, ou seja, distribuição qui-quadrado para MT e I_p e triangular para Φ e γ .

Tabela 45: Influência da distribuição de probabilidade no desempenho da otimização

Variável	Distribuição	Iterações	Tempo [s]	VC
MT	Uniforme	485	699,09	8
I_p	Uniforme			
Φ e γ	Triangular			
MT	Uniforme	393	661,68	11
I_p	Uniforme			
Φ e γ	Normal			
MT	Triangular	152,28	285,40	9
I_p	Triangular			
Φ e γ	Normal			
MT	Triangular	236	378,44	9
I_p	Triangular			
Φ e γ	Uniform			
MT	Qui-Quadrado	218	351,32	5
I_p	Qui-Quadrado			
Φ e γ	Normal			
MT	Qui-Quadrado	149	299,89	6
I_p	Qui-Quadrado			
Φ e γ	Triangular			

Observe que a velocidade de convergência ao usar as distribuições triangular ou qui-quadrado em MT ou I_p são consideravelmente melhores do que usar a distribuição uniforme, mas o indicador VC é mais baixo, indicando menor número de soluções. A diferença entre o tempo máximo e o mínimo é de 212,34 s, portanto uma redução de 57,10 % nesse parâmetro. Isso é interessante para aplicações *on-line*, dependendo do período de atualização.

É observado que o MT , tão bem quanto o *tape* ou MC, tendem predominantemente a dirigirem para valores mais baixos. Por essa razão, a maioria das variáveis são aleatoriamente inicializadas bem próximas à fronteira inferior (concentração à esquerda - assimetria positiva).

6.8 Minimização do número de ajustes

Os resultados sobre a modelagem matemática da minimização do número de ajustes (Seção 3.7) são demonstrados nas Figuras 77, 78, 79, 80, 81 e 82. Esclarece-se que qualquer uma das três alternativas apresentadas podem ser utilizadas no intuito de encontrar as soluções, cuja a tomada de decisão de escolha depende diretamente da situação desejada pelo operador.

Inicialmente, os parâmetros dos dispositivos de proteção foram inicializados simulando uma situação de operação em uma condição hipotética e que logo posteriormente necessitaria de um número limitado de controle (alteração de ajustes).

Figura 77: *Boxplot* das variáveis de proteção de fase.

Nesta simulação, o tamanho da população é de 1000 e o número máximo de avaliações é 100.000. O tempo médio do processamento é em torno de 12 minutos. Como variável de entrada, o número mínimo e máximo de ajustes foram 4 e 40, respectivamente. Após o término, nota-se que neste caso o número de ajustes fica concentrado entre 10 (coloração azul) e 32 (coloração amarela) (Figura 78).

Figura 78: Funções f_1 , f_2 , f_3 e f_4 - Proteção de fase.

Figura 79: Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_2 .

Figura 80: Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_3 .

Figura 81: Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_1 e f_4 .

Figura 82: Fronteira de Pareto envolvendo as funções f_2 e f_4 .

Na Figura 78 é visto também os resultados extremos de cada função objetivo, tanto os mínimos valores (coloração vermelha), ou seja, as melhores soluções para cada função independentemente, quanto os máximos valores ou piores soluções das mesmas funções (coloração verde). No resultado repara-se que quando f_4 é mínimo (c_2), dez ajustes ($N = 10$) devem ser realizados pelo operador, caracterizando mínimo trabalho a ser feito. Todavia, as unidades instantâneas encontradas por f_3 têm seu pior desempenho (d_1). A unidade temporizada também apresenta valores mais altos em relação ao tempo de operação, especificamente em f_1 e f_2 .

Nesse exemplo, é evidente que ter um número maior de operações de controle (ajustes de parâmetros - $N = 32$) não minimizou em simultâneo a soma do tempo de operação dos relés primários, dos relés secundários e das unidades instantâneas como visto em d_2 . Ao ajustar somente dezesseis parâmetros ($N = 16$), a soma do tempo de operação dos relés primários foi o menor possível (48,89 s em a_1), mas em relação aos relés secundários, houve um acréscimo de 1750 s ou 17,84%, significando mais relés secundários não sensibilizados.

Para a minimização de f_1 , o número de ajustes necessários está dentro do intervalo entre 10 e 16. A partir de 14 ajustes, o valor de f_1 fica praticamente constante, em torno de 7,0707 s (Figura 81). Já para a minimização de f_2 , esse fato ocorre em torno do ajuste

n. 16 (9.971 s) (Figura 82).

Enfim, às métricas da otimização multiobjetivo considerando o número limitado de ajuste de parâmetros foram: *a.* cardinalidade = 602; *b.* espalhamento máximo = 2,3584; *c.* espaçamento = 485,07 e; *d.* diversidade = 1,0853.

6.9 Recursos computacionais empregados

Para os estudos, um computador com a seguinte configuração foi utilizado: 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.

A próxima seção trata das considerações finais desta Tese, bem como possíveis trabalhos futuros que podem ser alcançados.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas décadas, o desenvolvimento de métodos para otimizar a operação dos elementos do SEP vem sendo largamente aperfeiçoado, graças ao intensivo aumento de computadores cada mais sofisticados e de uma sólida rede de comunicação entre as partes envolvidas. Esse cenário fornece as condições vitais para a implementação de *smart-grids*.

Devido à mutabilidade ininterrupta do sistema elétrico, que pode abranger o aumento ou diminuição de geração ou cargas, retirada de transformadores ou manutenção de linhas de transmissão, tecnologias que possam monitorar, controlar, corrigir e oferecer respostas velozes e eficazes sobre esses itens é muito interessante, pois estreita a margem de erro causada por falhas estritamente humanas.

Continuando o exposto, na área de proteção de SEP não é diferente. Milhões de reais podem ser perdidos seja por danos em equipamentos, interrupção de energia elétrica ou multas aplicadas por órgãos reguladores devido a uma infração. Os relés, principais “anjos da guarda” dessa área, devem ser devidamente parametrizados para mitigar agilmente qualquer defeito, evitando que outras regiões sejam prejudicadas (coordenação).

Recapitula-se que a coordenação de RDS é um problema de PNLIM, já que o MT e o $tape$ podem ser grandezas contínuas ou inteiras, dependendo do dispositivo. Métodos clássicos de Otimização como o Simplex e o Primal-Dual-Previsor-Corretor de pontos interiores e métodos heurísticos como o AG, PSO e suas variantes vêm sendo aplicados na literatura.

Esse trabalho abordou a determinação das super-linhas para aplicação do curto-circuito sob condição normal e diante de contingência $N - 1$ usando conceitos de teoria de Grafos. Devido a essa característica existente no sistema brasileiro (presença de barras de derivação ou fictícias), é necessária previamente a realização do processamento discutido na Seção 3.3.3 – página 60. Busca em profundidade e varredura nas barras devem ser efetuadas e os Algoritmos 2, 3 e 4. Posteriormente, as correntes calculadas foram utilizadas para a coordenação dos RDS. Em um sistema que possui diversas linhas de transmissão mutuamente acopladas, as faltas de natureza fase-terra são substancialmente influenciadas por correntes de sequência zero e não é comum encontrar métodos que consideram esses circuitos influenciados pelo acoplamento mútuo e as contingências (abertura sem e com aterramento).

Em virtude do que foi mencionado, os diversos critérios de curtos-circuitos apresentados garantem uma proteção segura, cobrindo os principais pontos vulneráveis da rede elétrica. Em geral, na literatura não é analisada as saídas das linhas paralelas ou duplas ao realizar a coordenação dos dispositivos. A falta de informação pode causar a atuação

prematura ou tardia dos RDS para proteção de neutro influenciados pela corrente $3 \times I_0$.

Os resultados numéricos foram provenientes de uma parcela do sistema elétrico real pertencente à CTEEP. Lembrando que a rede inteira (SEP brasileiro) tem 10.016 barras, 18.002 linhas de transmissão e 2.225 acoplamentos mútuos.

O algoritmo utilizado nos estudos dessa Tese foi o DPSO para a otimização monobjetivo. DPSO emprega uma função penalidade que arredonda os números reais ao longo das iterações. As variáveis discretas em alguns estudos possuíam passo fixo, todavia essa técnica pode ser adaptada também para atender variáveis com passos irregulares.

Inicialmente, este trabalho otimizou três funções objetivos independentes: (a) soma do tempo dos relés primários para um curto-circuito do tipo *close-in*; (b) soma do tempo dos relés primários para um curto-circuito na barra remota e; (c) ajuste do elemento instantâneo. Nas simulações finais, 22 RDS foram coordenados para encontrar 132 variáveis inteiras, sendo 22a, MT's, 22 tipos de curvas, 22 I_p 's (unidade temporizada), 22 *tape*'s (unidade temporizada), 22 I_p 's (unidade instantânea) e 22 *tape*'s (unidade instantânea) para fase. A quantidade de variáveis é semelhante para a otimização de neutro. *Solvers* matemáticos podem apresentar limitação do número de variáveis discretas a serem otimizadas, porém o único fator limitante deste trabalho é de cunho computacional, a memória da máquina.

Em primeiro lugar, o método apresentado para encontrar a faixa da unidade instantânea obteve um retorno bem satisfatório, mitigando a tarefa do engenheiro de proteção de calcular manualmente o ajuste por meio da observação das correntes de curto-circuito. Nos testes realizados para otimização de fase, 8 relés tiveram o ajuste do elemento instantâneo desabilitado (bloqueado) e 6 relés tiveram esse ajuste fixado em um valor definido. Já para a otimização de neutro, a presença dos elementos instantâneos foi superior, em que apenas 2 relés foram bloqueados e 6 relés tiveram o ajuste fixo. Relembramos que a determinação de $I_p^{Fase_{inst}}$ e $I_p^{Neutro_{inst}}$ foi estudado na Seção 3.4.3 – Relés com unidade instantânea na página 67.

Levando-se em consideração esses aspectos, o emprego mútuo da unidade instantânea e do ajuste automático das curvas garantiram uma otimização mais confiável se comparado com a ausência desses recursos, diminuindo o tempo dos dispositivos sob análise. Em todos os casos em que a unidade instantânea não estava bloqueada, ela atuou diante de um curto-circuito do tipo *close-in*.

Na presença de curvas com diferentes inclinações, é imprescindível conhecer os valores dos curtos-circuitos em ambas extremidades: *close-in* e remoto. Uma curva extremamente inversa coordenada apropriadamente com uma curva muito inversa diante de um curto-circuito *close-in*, não garante que haja coordenação no ponto remoto, ao menos que essa restrição seja informada ao otimizador. Para curvas de mesma natureza, apenas o ponto *close-in* é aceitável.

Na modelagem monobjetivo valeu a pena a utilização de diferentes curva para melhorar os resultados do somatório do tempo de operação diante de um curto-circuito *close-in* (tanto para proteção de fase quanto de neutro). Nove casos diferentes para coordenar RDSs foram discutidos, sendo progressivamente modificados. O Caso 7 em relação ao Caso 5, por exemplo, houve uma diminuição de 8,89%. Apesar do somatório do tempo de operação quando aplicado um curto-circuito na barra remota teve o valor elevado, é importante frisar que um relé primário instalado próximo da barra remota que vê a falta como *close-in*, extinguindo o defeito. Assim, o tempo globalmente é acelerado, porém a confirmação envolve estudos no domínio do tempo, não sendo o objeto de estudo dessa Tese.

Em alguns pares de RDS, alguns relés secundários não atuaram devido a corrente de contribuição ser inferior a corrente de *pickup*. Ainda, não houve nenhum caso em que o relé secundário atuasse inadvertidamente antes do relé primário, incluindo também seus elementos instantâneos. A margem de segurança em que o elemento instantâneo não deveria atuar para correntes inferiores a $1,3 \times I_{remoto}^{max}$ é um dos fatores.

Pelo fato desse trabalho abranger o uso de RDS, é pertinente levar em consideração o ângulo da corrente. Esse ângulo foi inserido no algoritmo desenvolvido, sendo que os relés secundários que apresentaram potência reversa não foram considerados na montagem das restrições. Recorda-se que em LTs, uma falta elétrica possui ângulo de quase 90 graus atrasado tendo a tensão como referência.

O trabalho foi implementado em *Microsoft Visual Studio* e *Qt* usando a linguagem C++, descomplicando sua distribuição para fins acadêmicos ou comerciais (isento de licença). Tipicamente, o processamento de *softwares* que empregam uma linguagem interpretada ou de *script* como *Matlab*, *JavaScript*, *Python* ou *Lua* é bem mais lenta do que uma linguagem compilada.

Apesar de mais laborioso, necessitando do controle da gestão de memória por conta própria, o resultado final de linguagens compiladas são ideais para aplicações em tempo real. É quase impossível um membro técnico da companhia recalculer os parâmetros dos dispositivos frente as transformações incessantes do sistema elétrico. Não obstante, esse trabalho é capaz de determinar essas variáveis em curto espaço de tempo.

As principais dificuldades encontradas foram a programação na linguagem C++ (necessidade do estudo de classes e alocação de memória), bem como o ajuste dos parâmetros do DPSO. Se o ajuste não for bem adequado, algumas restrições da coordenação podem ser violadas.

A Tese também contempla duas abordagens multiobjetivos inovadoras. A primeira otimiza quatro funções objetivos sendo duas relacionadas ao tempo de atuação das unidades temporizadas, uma relacionada a unidade instantânea e a última relacionada ao ITC,

maximizando esse parâmetro por meio da variável γ . Os resultados foram bem satisfatórios encontrando diversas fronteiras de Pareto, bem como foi ilustrado as soluções em um gráfico quadridimensional. A segunda modelagem multiobjetivo tem a minimização do número de ajustes dos dispositivos de proteção. As simulações foram realizadas usando NSGA-II e *Multiobjective* PSO.

Em adição, a primeira abordagem do método multiobjetivo envolveu situações do tipo min-max, min-max e max-min, como visto na Figura 57. Na Figura 56, por exemplo, a diferença da soma do tempo de operação dos relés primários entre dois ajustes, nomeados aqui como a e c , foi cerca de 21,92 s, sendo igual a 1.315 ciclos. Frisa-se que a estabilidade no SEP pode ser prejudicada caso o tempo de atuação da proteção não seja eficaz e o grupo de equipamentos tenha seletividade. Em relação a segunda modelagem, foi visto que ajustar na totalidade os parâmetros dos relés nem sempre otimizou uma outra função objetivo de interesse, como f_1 . A circunstância foi elucidada pela Figura 81 na página 189.

Por fim, os trabalhos científicos realizados durante o Doutorado são listados no Apêndice B – Trabalhos Científicos. Para revistas e congressos internacionais, cinco artigos sobre os estudos estão em fase final de elaboração. Outros cinco artigos já foram publicados e estão disponíveis na base de dados. Em acréscimo, três outros artigos envolvendo Inteligência Artificial (área dentro de SEP, mas não envolvendo estudos de proteção em si) também foram escritos.

Sugestões para a continuidade da pesquisa

De posse dos resultados obtidos, tem-se a motivação para a continuidade dessa pesquisa científica, aprimorando diversos aspectos do trabalho:

- Construção de uma interface gráfica em *Visual C#*, por exemplo, para deixar a metodologia apresentada neste documento mais amigável ao usuário final. A versão atual é processada via console onde os arquivos de entrada e saída são do tipo texto;
- Consideração da impedância de terra (valor diferente de zero ohms) ao realizar a abertura e aterramento das LTs;
- Adicionar a influência de erros dos transdutores (TCs) na investigação;
- Realização de estudo de sensibilidade dos pesos da função objetivo da Equação 3.17. Nesta Tese, os parâmetros α , β e γ foram considerados fixos;
- Mohammadi et al. (2011) realizam a coordenação de RDSs levando em consideração os limitadores de corrente de curto-circuito. Além disso, Ibrahim, Zahab e Mostafa (2017) também os usam na mesma área de estudo. Diante disso, pode-se incluir esse tipo de dispositivo nas modelagens matemáticas desenvolvidas;

- Uma melhoria a ser implementada no tempo de processamento do algoritmo já existente é a utilização de programação paralela em *CPU* (processador) e/ou *GPU* (placa de vídeo), acelerando computacionalmente a ferramenta para aplicação on-line;
- Em outra área de aplicação, projetos pilotos de compartilhamento de veículos elétricos ou híbridos *plug-in* para diminuir o trânsito e possibilitar uma mobilidade mais eficiente, estão sendo implantados em diversas cidades. Seria importante levar em consideração a contribuição dos veículos conectados a rede se a bateria dos mesmos forem utilizados como geradores na rede;

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, A. et al. An adaptive protection scheme for optimal coordination of overcurrent relays. **Electric Power Systems Research**, v. 61, n. 1, p. 1 – 9, 2002. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001766>>.
- ABYANEH, H. et al. A new optimal approach for coordination of overcurrent relays in interconnected power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 2, p. 430–435, Abr. 2003. ISSN 0885-8977.
- AFSHINMANESH, F.; MARANDI, A.; RAHIMI-KIAN, A. A novel binary particle swarm optimization method using artificial immune system. In: **The International Conference on Computer as a Tool**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 217–220.
- AHMADI, S.-A.; KARAMI, H.; GHAREHPETIAN, B. Comprehensive coordination of combined directional overcurrent and distance relays considering miscoordination reduction. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 92, p. 42 – 52, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516323134>>.
- ALBRECHT, R. et al. Digital computer protective device co-ordination program: I-General program description. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, v. 83, n. 4, p. 402–410, Abr. 1964. ISSN 0018-9510.
- ALKARAN, D. S. et al. Optimal overcurrent relay coordination in interconnected networks by using fuzzy-based GA method. **IEEE Transactions on Smart Grid**, n. 99, 2016. ISSN 1949-3053.
- ALY, M. M. et al. Assessment of reactive power contribution of photovoltaic energy systems on voltage profile and stability of distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 61, p. 665 – 672, 2014. ISSN 0142-0615.
- AMRAEE, T. Coordination of directional overcurrent relays using Seeker Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1415–1422, Jul. 2012. ISSN 0885-8977.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: Ed. MacGraw-Hill, 1999.
- APOSTOLOPOULOS, C.; KORRES, G. A novel fault-location algorithm for double-circuit transmission lines without utilizing line parameters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1467–1478, Jul. 2011. ISSN 0885-8977.
- AREVA. **MiCOM P120/P121/P122/P123**: Overcurrent relays technical guide. 2013. 18-38 p. Disponível em: <http://mt.schneider-electric.be/OP_MAIN/Micom/P12x_EN_Da6.pdf>.
- ARROUDI, K. E.; JOOS, G. Performance of interconnection protection based on distance relaying for wind power distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, n. 99, 2017. ISSN 0885-8977.

ARTECHE. **Overcurrent Protection Relay**: Rv-i general model - user's handbook - doc 10/06 - v 7.1 - n. 651.601.239. [S.l.], 2006. 1-34 p.

BAKAR, A. et al. Directional overcurrent and earth-fault protections for a biomass microgrid system in Malaysia. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 581 – 591, 2014. ISSN 0142-0615.

BARZEGARI, M.; BATHAEE, S. M. T.; ALIZADEH, M. Optimal coordination of directional overcurrent relays using harmony search algorithm. In: **Proc. 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. Prague, Czech Republic: IEEE, 2010. p. 321–324.

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.

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. **Algoritmo enxame de partículas discreto para coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em sistemas elétricos de potência**. 2013. 155 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-14052013-094113/pt-br.php>>. Acesso em: 05 mar. 2018.

BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; VIEIRA, J. C. M. Topological processing of mutually coupled circuits for directional overcurrent protection. In: **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. Denver, USA: [s.n.], 2015. p. 1–5.

BERNARDES, W. M. S. et al. Application of Discrete PSO and Evolutionary PSO to the coordination of directional overcurrent relays. In: **Proc. 2013 IEEE XVII International Conference on Intelligent System Application to Power Systems**. Tokyo, Japan: IEEE, 2013. p. 1–6.

BIRLA, D.; MAHESHWARI, R.; GUPTA, H. A new nonlinear directional overcurrent relay coordination technique, and banes and boons of near-end faults based approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 3, p. 1176–1182, Jul. 2006. ISSN 0885-8977.

_____. An approach to tackle the threat of sympathy trips in directional overcurrent relay coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 2, p. 851–858, Abr. 2007. ISSN 0885-8977.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 4. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.

BLEKHERMAN, G.; PARRILO, P. A.; THOMAS, R. R. (Ed.). **Semidefinite Optimization and Convex Algebraic Geometry**. [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2013. xix + 471 p. (MOS-SIAM Series on Optimization). ISBN 978-1-61197-228-3.

- BOTTURA, F. B. et al. Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization. In: **Proc. 12th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)**. Copenhagen, Denmark: IEEE, 2014. p. 1–6.
- 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.
- CAPITANESCU, F.; WEHENKEL, L. Redispatching active and reactive powers using a limited number of control actions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1221–1230, Ago 2011. ISSN 0885-8950.
- CASTILLO, C.; CONDE, A.; SHIH, M. Improvement of non-standardized directional overcurrent relay coordination by invasive weed optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 157, p. 48 – 58, 2018. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617304583>>.
- CAUTHEN, R.; MCCANNON, W. The cape system: Computer-aided protection engineering. **Computer Applications in Power, IEEE**, v. 1, n. 2, p. 30–34, Abr. 1988. ISSN 0895-0156.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRÁS). **Anafas - Análise de Faltas Simultâneas v6.5**: Manual do usuário. Rio de Janeiro: CEPEL, 2013.
- CHABANLOO, R. et al. Optimal combined overcurrent and distance relays coordination incorporating intelligent overcurrent relays characteristic selection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1381–1391, Jul. 2011. ISSN 0885-8977.
- CHABANLOO, R. M. et al. A new genetic algorithm method for optimal coordination of overcurrent and distance relays considering various characteristics for overcurrent relays. In: **Proc. IEEE 2nd International Power and Energy Conference**. Johor Bahru, Malaysia: IEEE, 2008. p. 569–573.
- CHAIMATANAN, S.; DELAHAYE, D.; MONGEAU, M. A hybrid metaheuristic optimization algorithm for strategic planning of 4D aircraft trajectories at the continental scale. **IEEE Computational Intelligence Magazine**, v. 9, n. 4, p. 46–61, Nov. 2014. ISSN 1556-603X.
- CHEN, C.; LEE, C. Adaptive overcurrent relay coordination for off-peak loading in interconnected power system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 140 – 144, 2014. ISSN 0142-0615.
- CHEN, C.; LEE, C.; CHANG, C. Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 45, n. 1, p. 217 – 222, 2013. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512005078>>.
- CHINNECK, J. W. **Feasibility and Infeasibility in Optimization: Algorithms and Computational Methods**. 1st. ed. [S.l.]: Springer US, 2008. XXII, 274 p. ISBN 978-0387749327.

- COELLO, C. A. C.; VELDHUIZEN, D. A. V.; LAMONT, G. B. **Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems**. [S.l.]: Kluwer Academic, 2002.
- COMASSETTO, L. et al. Automatic coordination of protection devices in distribution system. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1210 – 1216, 2008. ISSN 0378-7796.
- COMPUTER aided coordination of line protection schemes: IEEE committee report. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 2, p. 575–583, Apr. 1991. ISSN 0885-8977.
- COSTA, M. H. et al. Robust coordination of directional overcurrent relays using a matheuristic algorithm. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 2, p. 464–474, 2017. ISSN 1751-8687.
- COTA-FELIX, J. E.; RIVAS-DAVALOS, F.; MAXIMOV, S. An alternative method for estimating mean life of power system equipment with limited end-of-life failure data. In: **IEEE PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–4.
- 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.
- DALLINGER, D.; LINK, J.; BÜTTNER, M. Smart grid agent: Plug-in electric vehicle. **Sustainable Energy, IEEE Transactions on**, v. 5, n. 3, p. 710–717, Jul. 2014. ISSN 1949-3029.
- DAMBORG, M. J. et al. 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.
- DEB, K. **Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms**. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc., 2004.
- DEB, K. et al. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. In: **Proceedings of the Parallel Problem Solving from Nature VI (PPSN-VI)**. [S.l.: s.n.], 2000. p. 849–858.
- 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), 2009**. Coimbatore, India: [s.n.], 2009. p. 288–293.
- DIBOMA, B.; TATIETSE, T. T. Power interruption costs to industries in Cameroon. **Energy Policy**, v. 62, p. 582 – 592, 2013. ISSN 0301-4215.
- EFTHYMIADIS, A.; ROENNSPIESS, O.; GUERRA, J. Simulation of protective relay performance under short-circuit and transient swing conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 26, n. 6, p. 1108–1115, Nov. 1990. ISSN 0093-9994.
- EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. S. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study. **Renewable Power Generation, IET**, v. 3, n. 4, p. 415 –425, Dez. 2009. ISSN 1752-1416.

- ELMITWALLY, A.; GOUDA, E.; ELADAWY, S. Optimal allocation of fault current limiters for sustaining overcurrent relays coordination in a power system with distributed generation. **Alexandria Engineering Journal**, v. 54, n. 4, p. 1077 – 1089, 2015. ISSN 1110-0168.
- ELMORE, W. A. **Protective relaying theory and applications**. New York: ABB Power T&D Company Inc., 1994.
- ELRAFIE, H.; IRVING, M. Linear programming for directional overcurrent relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation. **Electric Power Systems Research**, v. 27, n. 3, p. 209 – 216, 1993. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037877969390047I>>.
- ENGELBRECHT, A. P. **Fundamentals of Computational Swarm Intelligence**. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc., 2007.
- ERLPHASE Power Technologies. **Performing Load Encroachment with an L-PRO**. 2018. Disponível em: <http://www.erlphase.com/downloads/application_notes/Performing_Load_Encroachment_with_an_LPRO.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2018.
- 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.
- FARZINFAR, M.; JAZAERI, M.; RAZAVI, F. A new approach for optimal coordination of distance and directional over-current relays using multiple embedded crossover PSO. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 61, p. 620 – 628, 2014. ISSN 0142-0615.
- GASTINEAU, R. et al. Using the computer to set transmission line phase distance and ground back-up relays. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 96, n. 2, p. 478–484, Mar. 1977. ISSN 0018-9510.
- 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.
- GLOBO. 2018. G1.com - Portal de Notícias. Disponível em: <<http://g1.globo.com/index.html>>. Acesso em: 20 jan. 2018.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic algorithms in search, optimization and machine learning**. USA: Addison-Wesley Publishing Company, Inc, 1953.
- _____. **Genetic algorithms for search, optimization and machine learning**. Reading, MA: Addison-Wesley Publishing Company, Inc, 1989.
- GOSWAMI, S.; BASU, S. A computer package for teaching relay coordination and loop based network solution. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 2, p. 572–578, Mai. 1994. ISSN 0885-8950.
- HAI-AHMED, M. A.; ILLINDALA, M. S. Intelligent coordinated adaptive distance relaying. **Electric Power Systems Research**, v. 110, p. 163 – 171, 2014. ISSN 0378-7796.

HENVILLE, C. Combined use of definite and inverse time overcurrent elements assists in transmission line ground relay coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 925–932, Jul. 1993. ISSN 0885-8977.

HSIEH, S. et al. Adaptive relay setting for distribution systems considering operation scenarios of wind generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 2, p. 1356–1363, Mar. 2014. ISSN 0093-9994.

HU, Y. et al. An adaptive scheme for parallel-line distance protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 1, p. 105–110, Jan. 2002. ISSN 0885-8977.

HUCHEL, L.; ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F. Protection coordination index enhancement considering multiple DG locations using FCL. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 344–350, Feb. 2017. ISSN 0885-8977.

HUSSAIN, M. et al. Directional overcurrent relay coordination problem using modified swarm firefly algorithm considering the effect of population size. In: **2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)**. Langkawi, Malaysia: IEEE, 2014. p. 591–596.

HUSSAIN, M.; RAHIM, S.; MUSIRIN, I. Optimal overcurrent relay coordination: A review. **Procedia Engineering**, v. 53, p. 332 – 336, 2013. ISSN 1877-7058. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705813001628>>.

HUTTERER, S. et al. Software-enabled investigation in metaheuristic power grid optimization. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 1, p. 364–372, Feb. 2014. ISSN 1551-3203.

IBRAHIM, D. K.; ZAHAB, E. E. D. A. E.; MOSTAFA, S. A. E. A. New coordination approach to minimize the number of re-adjusted relays when adding DGs in interconnected power systems with a minimum value of fault current limiter. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 85, p. 32 – 41, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516301119>>.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.112-1996**: IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. Piscataway, New Jersey, US, 1997. 1-13 p.

_____. **IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]**: IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. Piscataway, New Jersey, US, 2001. 1-710 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-3**: Electrical relays - Part 3: single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. [S.l.], 1989.

JAVADI, S. A. M. H.; KHEDERZADEH, M. A novel approach to increase FCL application in preservation of over-current relays coordination in presence of asynchronous DGs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 44, n. 1, p. 810 – 815, 2013. ISSN 0142-0615.

KAGAN, N. et al. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2009. 216 p.

- KANG, S. et al. A fault location algorithm based on circuit analysis for untransposed parallel transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 4, p. 1850–1856, Out. 2009. ISSN 0885-8977.
- KAREGAR, H. K. et al. Pre-processing of the optimal coordination of overcurrent relays. **Electric Power Systems Research**, v. 75, n. 2-3, p. 134 – 141, 2005. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960500129X>>.
- KAWAHARA, K. et al. Expert system for designing transmission line protection system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 17, n. 1, p. 69 – 78, 1995. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142061595932798>>.
- KAWANO, F. et al. Intelligent protection relay system for smart grid. In: **Proc. 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection**. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 1–5.
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: **Proc. IEEE International Conference on Neural Networks**. Perth, Australia: [s.n.], 1995.
- _____. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In: **Systems, Man, and Cybernetics, 1997. Computational Cybernetics and Simulation., 1997 IEEE International Conference on**. [S.l.: s.n.], 1997. v. 5, p. 4104–4108 vol.5. ISSN 1062-922X.
- KIDA, A. A.; PAREJA, L. A. G. Optimal coordination of overcurrent relays using mixed integer linear programming. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 3, p. 1289–1295, Mar. 2016. ISSN 1548-0992.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. Florianópolis, SC: [s.n.], 2005. v. 1. 283 p.
- 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.
- KOENIGS, C. et al. A smarter grid for renewable energy: Different states of action. **Challenges**, v. 4, n. 2, p. 217–233, 2013. ISSN 2078-1547. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2078-1547/4/2/217>>.
- KUMAR, J.; VENKATA, S.; DAMBORG, M. Adaptive transmission protection: concepts and computational issues. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 177–185, Jan. 1989. ISSN 0885-8977.
- KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Multiobjective, multiconstraint service restoration of electric power distribution system with priority customers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 261–270, Jan. 2008. ISSN 0885-8977.
- LEE, H.; SON, G.; PARK, J. A study on wind-turbine generator system sizing considering overcurrent relay coordination with SFCL. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, v. 21, n. 3, p. 2140 –2143, Jun. 2011. ISSN 1051-8223.

_____. Study on wind-turbine generator system sizing considering voltage regulation and overcurrent relay coordination. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1283–1293, Ago. 2011. ISSN 0885-8950.

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: IET, 2010. p. 1–5.

LI, Y. et al. Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage. **Applied Energy**, v. 210, p. 1073–1081, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310231>>.

LU, Y.; CHUNG, J. Detecting and solving the coordination curve intersection problem of overcurrent relays in subtransmission systems with a new method. **Electric Power Systems Research**, v. 95, p. 19–27, 2013. ISSN 0378-7796.

MADANI, S. A new application of graph theory for coordination of protective relays. **IEEE Power Engineering Review**, v. 18, n. 6, p. 43–45, Jun. 1998. ISSN 0272-1724.

MAKWANA, V. H.; BHALJA, B. New adaptive digital distance relaying scheme for double infeed parallel transmission line during inter-circuit faults. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 5, n. 6, p. 667–673, Jun. 2011. ISSN 1751-8687.

MALAGUETA, D. et al. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. **Renewable Energy**, v. 68, p. 223–235, 2014. ISSN 0960-1481.

MANCER, N. et al. Optimal coordination of directional overcurrent relays using PSO-TVAC. **Energy Procedia**, v. 74, p. 1239–1247, 2015. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215015362>>.

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.

MARANDI, A. et al. Boolean particle swarm optimization and its application to the design of a dual-band dual-polarized planar antenna. In: **IEEE Congress on Evolutionary Computation**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 3212–3218.

MARANO-MARCOLINI, A. et al. Exploiting the use of DC SCOPF approximation to improve iterative AC SCOPF algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1459–1466, Ago. 2012. ISSN 0885-8950.

MARDEGAN, C. S.; RIFAAT, R. Considerations in applying IEEE recommended practice for protection coordination in industrial and commercial power systems - Part I. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 5, p. 3705–3713, Set. 2016. ISSN 0093-9994.

MARICHELVAM, M.; PRABAHARAN, T.; YANG, X. S. A discrete firefly algorithm for the multi-objective hybrid flowshop scheduling problems. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 18, n. 2, p. 301–305, Abr. 2014. ISSN 1089-778X.

MARTINEZ, E.; SERNA, J. D. L. O. Smart grids - Part 1: Instrumentation challenges. **Instrumentation Measurement Magazine, IEEE**, v. 18, n. 1, p. 6–9, Fev. 2015. ISSN 1094-6969.

MARTINEZ-VELASCO, J. A. (Ed.). **Transient Analysis of Power Systems: Solution Techn., Tools and Applications**. [S.l.]: Wiley - IEEE Press, 2014. 625 p. ISBN 978-1-118-69419-0.

MAZZINI, A. et al. Application of artificial neural networks for discrimination of nonlinear loads. In: **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)**. São Paulo, Brasil: IEEE, 2013. p. 1–7.

MENDIS, S.; BISHOP, M.; GONZALEZ, D. Rule-based coordination program evaluates distribution transformer overcurrent protection alternatives. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 4, n. 2, p. 31–36, Abr. 1991. ISSN 0895-0156.

MESKIN, M.; DOMIJAN, A.; GRINBERG, I. Optimal co-ordination of overcurrent relays in the interconnected power systems using break points. **Electric Power Systems Research**, v. 127, p. 53 – 63, 2015. ISSN 0378-7796.

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.

MOHAMMADI, R. et al. Overcurrent relays coordination considering the priority of constraints. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1927–1938, 2011.

MOHSENI, M.; AFROOMAND, A.; MOHSENIPOUR, F. Optimum coordination of overcurrent relays using SADE algorithm. In: **Proc. 16th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)**. Tehran, Iran: IEEE, 2011. p. 1–10.

MOIRANGTHEM, J. et al. Adaptive differential evolution algorithm for solving non-linear coordination problem of directional overcurrent relays. **Generation, Transmission Distribution, IET**, v. 7, n. 4, p. 329–336, Abr. 2013. ISSN 1751-8687.

MORAVEJ, M. J. Z.; GHOLAMZADEH, M. Optimal coordination of distance and over-current relays in series compensated systems based on MAPSO. **Energy Conversion and Management**, v. 56, p. 140 – 151, 2012. ISSN 0196-8904.

MORAVEJ, Z.; ADELNIA, F.; ABBASI, F. Optimal coordination of directional overcurrent relays using NSGA-II. **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 228 – 236, 2015. ISSN 0378-7796.

NAJY, W.; ZEINELDIN, H.; WOON, W. Optimal protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1668–1677, Abr. 2013. ISSN 0278-0046.

NEGRÃO, D. L. A.; VIEIRA, J. C. M. Metodologia para a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente através do melhor ajuste local. In: **XX Congresso Brasileiro de Automática**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1 – 8.

NOGHABI, A.; MASHHADI, H.; SADEH, J. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering different network topologies using interval linear programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1348 –1354, Jul. 2010. ISSN 0885-8977.

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.

PANDI, V.; ZEINELDIN, H.; XIAO, W. Determining optimal location and size of distributed generation resources considering harmonic and protection coordination limits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1245–1254, Mai. 2013. ISSN 0885-8950.

PEREZ, 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.

PHAN, D. T.; SUN, X. A. Minimal impact corrective actions in security-constrained optimal power flow via sparsity regularization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 4, p. 1947–1956, Jul. 2015. ISSN 0885-8950.

POMBO, A. V.; MURTA-PINA, J.; PIRES, V. F. Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 136, p. 101 – 108, 2015. ISSN 0951-8320.

RAMASWAMI, R.; MCGUIRE, P. Integrated coordination and short circuit analysis for system protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 3, p. 1112–1120, Jul. 1992. ISSN 0885-8977.

RAVIKUMAR, B.; THUKARAM, D.; KHINCHA, H. P. An approach using support vector machines for distance relay coordination in transmission system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 1, p. 79 –88, Jan. 2009. ISSN 0885-8977.

_____. Comparison of multiclass SVM classification methods to use in a supportive system for distance relay coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1296 –1305, Jul. 2010. ISSN 0885-8977.

RAZAVI, F. et al. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 4, p. 713–720, 2008.

REDDY, K. et al. A review of integration, control, communication and metering (ICCM) of renewable energy based smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 180 – 192, 2014. ISSN 1364-0321.

ROGERS, C.; RAMASWAMI, R.; MCGUIRE, P. Graphical coordination program aids system relaying at consumers power. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 3, n. 3, p. 30–35, Jul. 1990. ISSN 0895-0156.

- RUSCHEL, W.; ASHLEY, A. Coordination of relays, reclosers, and sectionalizing fuses for overhead lines in the oil patch. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 25, n. 6, p. 1041–1048, Nov. 1989. ISSN 0093-9994.
- SADEH, J.; AMINOTOJARI, V.; BASHIR, M. Optimal coordination of overcurrent and distance relays with hybrid genetic algorithm. In: **2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. Rome, Italy: IEEE, 2011. p. 1 – 5.
- SALAZAR, C. A. C.; ENRÍQUEZ, A. C.; SCHAEFFER, S. E. Directional overcurrent relay coordination considering non-standardized time curves. **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 42 – 49, 2015. ISSN 0378-7796.
- SCHULTZ, D.; WATERS, S. Computer-aided protective device coordination - a case study. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, PAS-103, n. 11, p. 3295–3301, Nov. 1984. ISSN 0018-9510.
- 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.
- SHARAF, H. et al. Protection coordination of directional overcurrent relays considering fault current direction. In: **2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**. Istanbul: IEEE, 2014. p. 1–5.
- SHARAF, H. M. et al. A proposed coordination strategy for meshed distribution systems with DG considering user-defined characteristics of directional inverse time overcurrent relays. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 65, p. 49 – 58, 2015. ISSN 0142-0615.
- SHARAFI, A.; SANAYE-PASAND, M.; JAFARIAN, P. Non-communication protection of parallel transmission lines using breakers open-switching travelling waves. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. 1, p. 88–98, Jan. 2012. ISSN 1751-8687.
- SHIH, M. Y.; ENRÍQUEZ, A. C.; TREVIÑO, L. M. T. On-line coordination of directional overcurrent relays: Performance evaluation among optimization algorithms. **Electric Power Systems Research**, v. 110, p. 122 – 132, 2014. ISSN 0378-7796.
- SHIH, M. Y.; SALAZAR, C. A. C.; ENRÍQUEZ, A. C. Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 14, p. 2040–2049, 2015. ISSN 1751-8687.
- SIEMENS. **7SJ512 Manual**: Digital overcurrent-time protection relay. [S.l.], 1993. 2 p.
- _____. **Catalog LSA 2.1.9**: Siemens siprotec 7sj531 numerical line and motor protection with control function. [S.l.], 1997. 9-11 p.
- SILVA, L. G. da; PEREIRA, R. A.; MANTOVANI, J. R. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, v. 69, n. 1, p. 77 – 84, 2004. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603002001>>.

- SINGH, M.; PANIGRAHI, B.; ABHYANKAR, A. Optimal coordination of directional over-current relays using teaching learning-based optimization (TLBO) algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 50, p. 33 – 41, 2013. ISSN 0142-0615.
- SINGH, M. et al. Optimal coordination of directional over-current relays using informative differential evolution algorithm. **Journal of Computational Science**, v. 5, n. 2, p. 269 – 276, 2014. ISSN 1877-7503. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877750313000756>>.
- SLEVA, A. M. **Protective Relay Principles**. [S.l.]: CRC Press, 2009. 368 p. ISBN 9780824753726.
- SO, C.; LI, K. Overcurrent relay coordination by evolutionary programming. **Electric Power Systems Research**, v. 53, n. 2, p. 83 – 90, 2000. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779699000528>>.
- SOLER, E. M.; ASADA, E. N.; COSTA, G. R. M. da. Penalty-based nonlinear solver for optimal reactive power dispatch with discrete controls. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2174–2182, Aug. 2013. ISSN 0885-8950.
- SORIA, O. A.; ENRÍQUEZ, A. C.; GUAJARDO, L. T. Overcurrent relay with unconventional curves and its application in industrial power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 110, p. 113 – 121, 2014. ISSN 0378-7796.
- SRINIVAS, N.; DEB, K. Multi-objective function optimization using non-dominated sorting genetic algorithms. **Evolutionary Computation Journal**, v. 2, p. 221 – 248, 1994.
- SUEIRO, J. A. et al. Coordination of directional overcurrent relay using evolutionary algorithm and linear programming. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 299 – 305, 2012. ISSN 0142-0615.
- SUN, K.; SARKER, M. R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Statistical characterization of electric vehicle charging in different locations of the grid. In: **2015 IEEE PES General Meeting**. [s.n.], 2015. p. 1–5. ISSN 1932-5517. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7285794>>.
- THAKUR, M.; KUMAR, A. Optimal coordination of directional over current relays using a modified real coded genetic algorithm: A comparative study. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 82, p. 484 – 495, 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516304811>>.
- THANGARAJ, R.; PANT, M.; DEEP, K. Optimal coordination of over-current relays using modified differential evolution algorithms. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 23, n. 5, p. 820 – 829, 2010. ISSN 0952-1976. Advances in metaheuristics for hard optimization: new trends and case studies. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197610000424>>.
- TIPPACHON, W.; RERKPREEDAPONG, D. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 7, p. 1171 – 1178, 2009. ISSN 0378-7796.

- TJAHJONO, A. et al. Adaptive modified firefly algorithm for optimal coordination of overcurrent relays. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 10, p. 2575–2585, 2017. ISSN 1751-8687.
- URDANETA, A.; PEREZ, L.; 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.
- URDANETA, A. et al. Coordination of directional overcurrent relay timing using linear programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 122–129, Jan. 1996. ISSN 0885-8977.
- 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. et al. Presolve analysis and interior point solutions of the linear programming coordination problem of directional overcurrent relays. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 23, n. 8, p. 819 – 825, 2001. ISSN 0142-0615.
- VASCONCELOS, F. M. de et al. Artificial neural network applied to prediction of electricity generated by grid connected photovoltaic systems. In: **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)**. São Paulo: IEEE, 2013. p. 1–6.
- VIJAYAKUMAR, D.; NEMA, R. K. Superiority of PSO relay coordination algorithm over non-linear programming: A comparison, review and verification. In: **Proc. 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference**. [S.l.]: IEEE, 2008. p. 1–6.
- WEI-QI, J.; QIAN-JIN, L.; CHUAN-JIAN, L. Review of fault location for double-circuit parallel transmission on the same pole. In: **Proceedings on 2011 The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection**. Beijing: [s.n.], 2011. p. 1–5.
- XU, Z. Y. et al. First-zone distance relaying algorithm of parallel transmission lines for cross-country nonearthed faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, p. 2486–2494, Out. 2011. ISSN 0885-8977.
- YAMAGATA, Y.; SEYA, H. Proposal for a local electricity-sharing system: a case study of Yokohama city, Japan. **Intelligent Transport Systems, IET**, v. 9, n. 1, p. 38–49, 2015. ISSN 1751-956X.
- YANG, M.; CHANG, L. Optimal protection coordination for microgrid under different operating modes. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2013, p. 1–15, 2013.
- YANG, M.; LIU, A. Applying hybrid PSO to optimize directional overcurrent relay coordination in variable network topologies. **Journal of Applied Mathematics**, v. 2013, p. 1–9, 2013.

- ZEADALLY, S. et al. Towards privacy protection in smart grid. **Wireless Personal Communications**, Springer US, v. 73, n. 1, p. 23–50, 2013. ISSN 0929-6212.
- 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)**. Halifax, Canada: 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**. San Francisco, CA, USA: IEEE, 2005. v. 2, p. 1101 – 1106.
- ZEINELDIN, H. et al. A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1523–1532, Set. 2013. ISSN 1949-3053.
- _____. Optimal protection coordination for meshed distribution systems with DG using dual setting directional over-current relays. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 1, p. 115–123, Jan. 2015. ISSN 1949-3053.
- 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.
- ZHANG, X. et al. An Improved Artificial Bee Colony Algorithm for optimal design of electromagnetic devices. **IEEE Transactions on Magnetics**, v. 49, n. 8, p. 4811–4816, Aug. 2013. ISSN 0018-9464.

Apêndices

Dados formatados:

462;Directional Overcur.;ABB;REL012;REL012;REL012-1A;I1;1;CTSec;Q;50-2500 %;S;
50;2500;1;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;

Os dados foram coletados de um banco *Structured Query Language* (SQL) por meio de um extrator desenvolvido na linguagem C++, totalizando 12.457 itens (conjunto relé + cada curva separada) no arquivo de relés com unidade temporizada e 3.612 itens no arquivo de relés com unidade instantânea.

A.3 Descrição dos campos**A.3.1 Arquivo do relé com unidade temporizada**

A Tabela 48 e a Tabela 49 demonstram o significado de cada campo do arquivo do relé com unidade temporizada.

Tabela 48: Localização dos campos - relé com unidade temporizada.

Campos	Tipo	Descrição	Valor/unidade
Campo 0	Int	Identificador	Campo com um número identificador único e sequencial para cada relé dessa categoria (1, 2, 3, ...)
Campo 1	String	Categoria do relé	Por exemplo, "Directional Overcur."
Campo 2	String	Fabricante	
Campo 3	String	Modelo (tipo do relé)	
Campo 4	String	Sub-modelo	
Campo 5	String	Versão	
Campo 6	String	Função do relé	Por exemplo, I>, 67-IEC, 67-ANSI, 67T. Cada fabricante define a nomenclatura. Alguns relés, por exemplo do fabricante Westinghouse, não possuem um valor específico, assim o valor dessa coluna é igual a "<nome indef.>".
Campo 7	Float	Corrente nominal	-1, 0, 1 e 5 A.
Campo 8	String	Corrente nominal (tape)	Por exemplo, CT Sec, In, IIB.
Campo 9	String	Nome da curva (completo)	Nome extenso do tipo da curva. Por exemplo, "EXTREMELY INVERSE"
Campo 10	Int	Código da curva	Assume o valor do código referente a curva disponível do relé. Os desenvolvedores do CAPE realizaram uma classificação própria baseado na versão (Campo 5) e função do relé (Campo 6).
Campo 11	String	Código do polinômio	Assume o valor do código referente ao polinômio da curva disponível do relé (Seção 3.2 – Equações matemáticas das curvas dos relés)
Campo 12	Float	Mínimo múltiplo de corrente (I_{cc}/I_p) na curva do relé	Exemplo, 1.1
Campo 13	Float	Máximo múltiplo de corrente (I_{cc}/I_p) na curva do relé	Exemplo, 20
Campo 14	Float	Tempo mínimo apresentado na curva do relé - em segundos	Esse valor é usado para definir o limite inferior da abscissa do coordenograma. Por exemplo, 0 [s]. Esse campo não é importante para etapa de otimização.
Campo 15	Float	Tempo máximo apresentado na curva do relé - em segundos	Esse valor é usado para definir o limite superior da abscissa do coordenograma. Por exemplo, 1000 [s]. Esse campo não é importante para etapa de otimização.
Campo 16	Float	Número de coeficientes do polinômio	Esse campo indica a quantidade de campos não nulos entre Campo 18 e Campo 57 (K_1 até K_{40}). Por exemplo, "3" para curva normal inversa.

Tabela 49: Localização dos campos - relé com unidade temporizada (**cont.**).

Campos	Tipo	Descrição	Valor/unidade
Campo 17	String	Nome ou código da curva	Essa coluna serve apenas como complemento. Alguns relés possuem esse campo vazio. Não utilizá-la para a etapa de otimização
Campos 18 - 57	Float	Coefficientes do polinômio da curva ($K_1, K_2, K_3, \dots, K_{39}, K_{40}$)	Esses valores são usados no polinômio cujo código está no Campo 11. Por exemplo, $K_1 = 0,14$, $K_2 = 0,2$ e $K_3 = 1$ para curva normal inversa
Campo 58	String	Faixa de ajuste do dial de tempo	Os valores mínimos e máximo do dial de tempo são mostrados nesse campo. Se os valores forem discretos, o passo também. Por exemplo, 0,5 - 15 S 0.01
Campo 59	String	Tipo do múltiplo de tempo	"C" - faixa de ajuste contínuo, "S" - faixa de ajuste com intervalos regulares e "D" - faixa de ajuste com intervalos irregulares
Campo 60	Float	Valor mínimo do dial de tempo	Por exemplo, 0.5
Campo 61	Float	Valor máximo do dial de tempo	Por exemplo, 15
Campo 62	Float	Passo fixo do dial de tempo	Se Campo 59 = "S", o passo fixo do dial de tempo é informado nessa coluna
Campo 63	Int	Quantidade de passos irregulares do dial de tempo	Se Campo 59 = "D" e Campo 63 > 0, a quantidade de valores discretos com passo irregular é utilizada
Campo 64 - 83	Float	Valores discretos do dial de tempo (TMS-DISCRETO-1, TMS-DISCRETO-2, TMS-DISCRETO-3, ..., TMS-DISCRETO-20)	Se Campo 59 = "D" e Campo 63 > 0, os valores são informados
Campo 84	String	Unidade de ajuste do tape da corrente de pickup	Por exemplo, múltiplo da corrente nominal, em ampères ou tape do relé. Valores possíveis: A, N, P, Q, R e X. A explicação de cada um está na seção A.5 - Unidades de ajuste do tape da corrente de pickup. Já o processamento da corrente nominal ou corrente base pode ser vista na caixa de texto no final dessa seção.
Campo 85	String	Faixa de ajuste do tape da corrente de pickup	Os valores mínimos e máximo do ajuste do tape da corrente são mostrados nesse campo. Por exemplo, 0.5 - 40 In.
Campo 86	String	Tipo do tape da corrente de pickup	"C" - faixa de ajuste contínuo, "S" - faixa de ajuste com intervalos regulares e "D" - faixa de ajuste com intervalos irregulares
Campo 87	Float	Valor mínimo do tape da corrente de pickup	Por exemplo, 0,25
Campo 88	Float	Valor máximo do tape da corrente de pickup	Por exemplo, 20
Campo 89	Float	Passo fixo do tape da corrente de pickup	Se Campo 86 = "S", o passo fixo do dial de tempo é informado nessa coluna
Campo 90	Int	Quantidade de passos irregulares do tape da corrente de pickup	Se Campo 86 = "D" e Campo 90 > 0, a quantidade de valores discretos com passo irregular é utilizada
Campo 91 - 110	Float	Valores discretos do tape da corrente de pickup (PICKUP-DISCRETO-1, PICKUP-DISCRETO-2, PICKUP-DISCRETO-3, ..., PICKUP-DISCRETO-20)	Se Campo 86 = "D" e Campo 90 > 0, os valores são informados

O Campo 7 da Tabela 48 pode ser processado por meio de uma lógica de programação descrita no Quadro 5.

Se UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 84) == “N” OU UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 84) == “P” OU UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 84) == “Q” OU UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 84) == “X”)
{
Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) != vazio Mostrar CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) em tela.
Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) == 0 Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) != vazio CORRENTE NOMINAL (Campo 7) = 1 A, alertando o usuário para alterar (Campo 7) conforme (Campo 8). Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) == vazio CORRENTE NOMINAL (Campo 7) = 1 A, com possibilidade do usuário alterar (Campo 7). Nenhum aviso é informado.
Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) == -1 Usuário obrigatoriamente deverá informar CORRENTE NOMINAL (Campo 7). Por exemplo, 1 ou 5. Avisar quando usuário digitar valor absurdo, fora dos limites.
Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) != -1 && CORRENTE NOMINAL (Campo 7) != 0 Informar (Campo 7) para usuário, com possibilidade de alterar caso (Campo 8) != vazio
}

Quadro 5: Etapa para processamento do Campo 7 da Tabela 49 (relé com unidade temporizada).

Codificação do tipo de curvas padronizadas: No Campo 11 do arquivo “file-cape-TOC (temporizado) - ponto e virgula.txt” dessa seção, uma *string* define o código do polinômio (Tabela 48). Já os coeficientes do polinômio estão nos Campos 18 - 57. Cada equação é descrita na Seção 3.2 – Equações matemáticas das curvas dos relés.

A.4 Arquivo do relé com unidade instantânea

A Tabela 50 mostra o significado de cada campo do arquivo do relé com unidade instantânea.

O Campo 7 da Tabela 50 segue a lógica de programação descrita no Quadro 6.

A.5 Unidades de ajuste do tape da corrente de pick-up

As seis unidades de ajuste do tape da corrente de *pick-up* estão organizadas na Tabela 51, onde:

I_P - Corrente de pickup; e

$$RTC = \frac{I_{prim}^{TC}}{I_{sec}^{TC}}.$$

O campo CÓDIGO visto na primeira coluna da Tabela 51 está no Campo 84 do arquivo do relé com unidade temporizada (Tabela 48 – Seção A.3.1) e no Campo 9 do arquivo do relé com unidade instantânea (Tabela 50 – Seção A.4).

Tabela 50: Localização dos campos - relé com unidade instantânea.

Campos	Tipo	Descrição	Valor/unidade
Campo 0	Int	Identificador	Campo com um número identificador único e sequencial para cada relé dessa categoria (1, 2, 3, ...)
Campo 1	String	Categoria do relé	“Directional Overcur.”
Campo 2	String	Fabricante	
Campo 3	String	Modelo (tipo do relé)	
Campo 4	String	Sub-modelo	
Campo 5	String	Versão	
Campo 6	String	Função do relé	Por exemplo, 50N, 50P, I>, I>>, 67. Cada fabricante define a nomenclatura. Alguns relés, por exemplo do fabricante Westinghouse, não possuem um valor específico. Quando isso ocorre, a coluna é igual a “<nome indef.>”.
Campo 7	Float	Corrente nominal	Por exemplo, 1 e 5 A. Mais detalhes na caixa de texto no final dessa seção.
Campo 8	String	Corrente nominal (tape)	Por exemplo, In: Overcurrent unit e In
Campo 9	String	Unidade de ajuste do tape da corrente de pickup	Por exemplo, múltiplo da corrente nominal, em ampères ou tape do relé. Valores possíveis: A, N, P, Q, R e X. A explicação de cada um está na seção A.5 - Unidades de ajuste do tape da corrente de pickup. Já o processamento da corrente nominal ou corrente base pode ser vista na caixa de texto no final dessa seção.
Campo 10	String	Faixa de ajuste do tape da corrente de pickup	Os valores mínimos e máximo do ajuste do tape da corrente são mostrados nesse campo. Por exemplo, 25 - 100A.
Campo 11	String	Tipo do tape da corrente de pickup	“C” - faixa de ajuste contínuo, “S” - faixa de ajuste com intervalos regulares e “D” - faixa de ajuste com intervalos irregulares
Campo 12	Float	Valor mínimo do tape da corrente de pickup	Por exemplo, 0,5
Campo 13	Float	Valor máximo do tape da corrente de pickup	Por exemplo, 175
Campo 14	Float	Passo fixo do tape da corrente de pickup	Se Campo 11 = “S”, o passo fixo do dial de tempo é informado nessa coluna
Campo 15	Int	Quantidade de passos irregulares do tape da corrente de pickup	Se Campo 11 = “D” e Campo 15 > 0, a quantidade de valores discretos com passo irregular é utilizada
Campo 16 - 25	Float	Valores discretos do tape da corrente de pickup (PICKUP-DISCRETO-1, PICKUP-DISCRETO-2, PICKUP-DISCRETO-3, ..., PICKUP-DISCRETO-20)	Se Campo 11 = “D” e Campo 15 > 0, os valores são informados

O $tape_{min}$ é encontrado no Campo 87 do arquivo do relé com unidade temporizada (Tabela 49 – Seção A.3.1) e no Campo 12 do arquivo do relé com unidade instantânea (Tabela 50 – Seção A.4). Já o $tape_{max}$ é encontrado no Campo 88 da Seção A.3.1 e Campo 13 da seção A.4. Em adição, o passo e os valores discretos possuem a mesma unidade.

Reforça-se que a determinação do I_n (corrente nominal) ou I_b (corrente base) segue a lógica estabelecida no Quadro 5 (unidade temporizada) e no Quadro 6 (unidade instantânea).

```

Se (UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 9) == "N" OU UNIDADE DO TAPE (PICKUP)
(Campo 9) == "P" OU UNIDADE DO TAPE (PICKUP) (Campo 9) == "Q" OU UNIDADE DO
TAPE (PICKUP) (Campo 9) == "X")
{
  Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) != vazio
    Mostrar CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) em tela.

  Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) == 0
    Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) != vazio
      CORRENTE NOMINAL (Campo 7) = 1 A, alertando o usuário para alterar (Campo
7) conforme (Campo 8).
    Se CORRENTE NOMINAL (TAPE) (Campo 8) == vazio
      CORRENTE NOMINAL (Campo 7) = 1 A, com possibilidade do usuário alterar
(Campo 7). Nenhum aviso é informado.

  Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) == -1
    Usuário obrigatoriamente deverá informar CORRENTE NOMINAL (Campo 7). Por exemplo,
1 ou 5. Avisar quando usuário digitar valor absurdo, fora dos limites.

  Se CORRENTE NOMINAL (Campo 7) != -1 && CORRENTE NOMINAL (Campo 7) != 0
    Informar (Campo 7) para usuário, com possibilidade de alterar caso (Campo 8) != vazio
}

```

Quadro 6: Etapa para processamento do Campo 7 da Tabela 50 (relé com unidade instantânea).

Tabela 51: Código das unidades de ajuste do tape da corrente e suas respectivas fórmulas.

Código	Descrição	Fórmula	Exemplo de relés
A	Primary Amps	$I_{p_{max}} = tape_{max}^A$ e $I_{p_{min}} = tape_{min}^A$	Merlin Gerin VIP200-INC=125A / I0> (12.5-400 com passo de 12.5) e Merlin Gerin VIP201-INC=40A / I> (40-200 com passo de 4)
N	Multiples of Rated Current	$I_{p_{max}} = RTC \times tape_{max}^N \times I_n$ e $I_{p_{min}} = RTC \times tape_{min}^N \times I_n$	ABB REG216 / Current-Inv (0.04-2.5 × IN com passo de 0.01), Siemens 7SJ602-5A / Ip-IEC (0.1-4 In com passo de 0.1) e ALSTOM P127AA**** / I2>> (0.1-25 In com passo de 0.01)
P	Percent of Base Current	$I_{p_{max}} = RTC \times tape_{max}^P \% / 100 \times I_b$ e $I_{p_{min}} = RTC \times tape_{min}^P \% / 100 \times I_b$	ABB REC561-2.3-1A / TEF:3I0> (5-300% com passo de 1) e ABB RET670-1A / TOC1-1 (Percent of Ibase) (1-2500 com passo de 1).
Q	Percent of Rated Current	$I_{p_{max}} = RTC \times tape_{max}^Q \% / 100 \times I_n$ e $I_{p_{min}} = RTC \times tape_{min}^Q \% / 100 \times I_n$	ABB REJ517-1A / I0> (1-100% × In com passo de 0.1) e Reyrolle 2DCC-01010101 / Earth OC (10-105% com passo de 5)
R	Relay Amps	$I_{p_{max}} = RTC \times tape_{max}^R$ e $I_{p_{min}} = RTC \times tape_{min}^R$	Westinghouse CO-8#1545088A / “ ” (4-12 com passos discretos irregulares) e ABB RXIDE-41-RK4741?5-?E / “ ” (0.5-2 com passos discretos irregulares)
X	Multiples of Base Current	$I_{p_{max}} = RTC \times tape_{max}^X \times I_b$ e $I_{p_{min}} = RTC \times tape_{min}^X \times I_b$	ABB DPU-2000-1A / 50N-1 (0.5-20 Multiples com passo de 0.1) e General Electric SR750/760 / 51P-1 (Multiples of PHASE CURRENT RATING) (0.5-20 com passo de 0.01)

APÊNDICE B – TRABALHOS CIENTÍFICOS

O conjunto de artigos a serem disseminados ou já publicados em importantes conferências nacionais ou internacionais e revistas com elevada qualidade e fator de impacto durante o Doutorado do pesquisador são listados a seguir. No conteúdo deles, é percebido que diversos estudos na área de Inteligência Artificial foram realizados, contemplando assuntos como Otimização Clássica, PSO, AG, Redes Neurais Artificiais e Sistemas Multiagentes na área de SEP.

Trabalhos derivados da área sob estudo:

1. BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; SUMAILI, J.; CARVALHO, L. M.; MIRANDA, V. Coordination index for directional overcurrent relays using multiobjective C-DEEPSO approach. 2018. p. 1-7 (*em processo de submissão para congresso internacional*).
2. BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Enhanced directional overcurrent relays coordination considering mutually coupled circuits and IOC unit for phase and ground protection. 2018. p. 1-8 (*em processo de elaboração para revista internacional*).
3. BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. A novel penalty-based discrete particle swarm optimization for coordinating directional instantaneous and time overcurrent relays. 2018. p. 1-8 (*em processo de elaboração para revista internacional*).
4. MOMESSO, A. E. C.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy Adaptive Setting for Time-Current-Voltage Based Overcurrent Relays in Distribution Systems. 2018. p. 1-8 (*submetido para revista internacional International Journal of Electrical Power and Energy Systems*).
5. MOMESSO, A. E. C.; BERNARDES, W. M. S. Fuzzy-based Non-communicating Adaptive Overcurrent Relay. 2018. p. 1-6 (*aceito para congresso internacional, 10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems, Tokyo, Japan*).
6. MOMESSO, A. E. C.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; Coordenação ótima de relés direcionais de sobrecorrente e validação no domínio do tempo com ATP-EMTP. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. Natal, RN: SBSE, 2016. p. 1-6.

Este trabalho minimiza o tempo de operação dos dispositivos de proteção usando a metaheurística DPSO e depois valida-a, por meio de um modelo de RDS no domínio do tempo, com simulações via *Alternative Transients Program - The Electromagnetic*

Transients Program. Os RDSs da Schweitzer foram considerados nos estudos (SEL-421 - disponível em 1 A e 5 A). O estudo confirma que a metaheurística fornece resultados aplicáveis para cada relé primário e seus respectivos retaguardas.

7. BOTTURA, F. B.; BERNARDES, W. M. S.; OLESKOVICZ, M.; ASADA, E. N. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid GA optimizer. **Electric Power System Research**. Elsevier, v. 143, p. 400 - 408, 2017. ISSN 0378-7796 ¹.

Neste trabalho apresentou-se um AG híbrido para coordenação de RDS. As soluções foram comparadas com *solvers* clássicos nomeadamente, *AlphaECP*, *Baron14*, *Bonmin*, *Dicopt*, *Knitro* e *SBB*, modelados no GAMS. O método proposto reduziu a função de desempenho entre 12,10% a 27,31%, em média.

8. BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; JR. VIEIRA, J. C. M. Topological processing of mutually coupled circuits for directional overcurrent protection. In: **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. Denver, Colorado, Estados Unidos: IEEE, 2015. p. 1-5.

Artigo apresentado em um dos maiores congressos internacionais sobre SEP do mundo. Esse artigo mostra o efeito do acoplamento mútuo no cálculo das correntes de curto-circuito para diferentes condições de operação e o procedimento topológico para gerar os resultados adequados, via identificação de circuitos paralelos e de superlinhas.

9. BOTTURA, F. B.; BERNARDES, W. M. S.; OLESKOVICZ, M.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A.; RAMOS, M. J. Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization. In: **12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)**. Copenhagen, Denmark: IEEE, 2014. p. 1-6.

Artigo apresentado em um dos maiores congressos internacionais sobre proteção em SEP do mundo. Esse trabalho apresenta um AG híbrido para a coordenação de RDS em um sistema elétrico malhado (BOTTURA et al., 2014). O algoritmo combina PL e AG para encontrar os ajustes corretos que possibilitam a coordenação (minimização do tempo de atuação). O sistema elétrico foi simulado via *software* Cape, encontrando as correntes de curto-circuito. As soluções encontradas pelo algoritmo híbrido foram comparadas com DPSO.

10. 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: **2013 IEEE XVII International Conference**

¹ O periódico tem Qualis A1 em Engenharias IV

on Intelligent System Applications to Power Systems (IEEE ISAP 2013). Tokyo, Japan: IEEE, 2013. p. 1-6.

Este trabalho apresenta a comparação entre os métodos DPSO e EPSO no problema de coordenação de relés. Tanto a corrente de *pick-up*, quanto o múltiplo de tempo foram tratados como variáveis discretas com passos fixos. O sistema estudado faz parte da rede elétrica brasileira (BERNARDES et al., 2013).

Trabalhos de áreas afins:

1. SARAIVA, F. O.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. A framework for classification of non-linear loads in smart grids using artificial neural networks and multi-agent system. **Neurocomputing**. Amsterdam: Elsevier, v. 170, p. 328 - 338, Dez. 2015. ISSN 0925-2312 ².

Artigo publicado na edição especial sobre *Computational Energy Management in Smart Grids*. Os autores propõem um *framework* que utiliza Redes Neurais Artificiais como uma ferramenta de classificação de cargas não-lineares em um ambiente *smart-grid* simulado usando sistemas multiagentes. 4.000 sinais de entrada distribuídos em oito classes correspondendo a cargas hospitalares foram usados e cerca de 98,7% das amostras têm sido corretamente identificadas.

2. MAZZINI, ANA P.; BERNARDES, WELLINGTON M. S.; VASCONCELOS, FILIPE M.; SARAIVA, FILIPE O.; ASADA, EDUARDO N. Application of artificial neural networks for discrimination of nonlinear loads. In: **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)**. São Paulo: IEEE, 2013. p. 1-7.

Este artigo emprega inteligência computacional em qualidade de energia elétrica (MAZZINI et al., 2013). No contexto de *smart-grids*, o artigo propõe a aplicação de Redes Neurais Artificiais para classificação de cargas não lineares que estão conectadas ao sistema elétrico usando sinais devidamente processados das amostras coletadas.

3. VASCONCELOS, FILLIPE M. de; SARAIVA, FILIPE O.; BERNARDES, WELLINGTON M. S.; MAZZINI, ANA P.; ALMEIDA, MARCELO P. Artificial neural network applied to prediction of electricity generated by Grid connected photovoltaic systems. In: **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)**, São Paulo: IEEE, 2013. p. 1-6.

Artigo sobre fontes alternativas de energia elétrica no contexto de *Smart-Grids*. Uma rede neural é implementada para prever a quantidade de energia gerada por

² O periódico tem Qualis A1 em Engenharias IV

sistemas fotovoltaicos conectados a rede. A metodologia foi validada comparando o erro relativo entre os dados medidos e estimados (VASCONCELOS et al., 2013).