UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Wandry Rodrigues Faria

**Planejamento do Sistema de Proteção de Redes de
Distribuição Ativas Considerando o Gerenciamento do
Risco de Perda da Coordenação**

São Carlos – SP
2020

Wandry Rodrigues Faria

**Planejamento do Sistema de Proteção de Redes de
Distribuição Ativas Considerando o Gerenciamento do
Risco de Perda da Coordenação**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São
Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior

São Carlos – SP

2020

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

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

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

R245p Rodrigues Faria, Wandry
Planejamento do sistema de proteção de redes de
distribuição ativas considerando o gerenciamento do
risco de perda da coordenação / Wandry Rodrigues Faria;
orientador Benvindo Rodrigues Pereira Junior. São
Carlos, 2020.

Dissertação (Mestrado) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2020.

1. Confiabilidade. 2. Dispositivos de proteção e
controle. 3. Geração distribuída. 4. Gerenciamento de
riscos. 5. Otimização multiobjetivo. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **WANDRY RODRIGUES FARIA**.

Título da dissertação: "Planejamento do sistema de proteção de redes de distribuição ativas considerando o gerenciamento do risco de perda da coordenação".

Data da defesa: 16/07/2020

Comissão Julgadora:

Resultado

Prof. Dr. **Benvindo Rodrigues Pereira Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADO

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

APROVADO

Prof. Dr. **Ricardo Augusto Souza Fernandes**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

RESUMO

FARIA, W. R.. **Planejamento do Sistema de Proteção de Redes de Distribuição Ativas Considerando o Gerenciamento do Risco de Perda da Coordenação**. 112 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

A alocação ótima de dispositivos de proteção e chaves de manobra em sistemas de distribuição de energia elétrica impacta diretamente os índices de confiabilidade do sistema e a rentabilidade das concessionárias de energia elétrica. A inserção de geradores distribuídos e a eventual possibilidade de operação ilhada destes elementos pode trazer benefícios aos indicadores de confiabilidade das redes de distribuição. Por outro lado, a instalação de elementos ativos na rede causa o aumento da magnitude das correntes que circulam no alimentador no cenário de curto-circuito. Desta maneira, torna-se necessário reavaliar a eficácia dos métodos propostos para o planejamento de sistemas de proteção levando em consideração a presença de geradores distribuídos e as novas possibilidades operacionais. Sendo assim, neste trabalho propõe-se o desenvolvimento de uma metodologia multiobjetivo para alocação, dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção e chaves de manobra em sistemas de distribuição de energia elétrica que possuam ou não geradores distribuídos instalados. A metodologia proposta considera as características estocásticas inerentes ao problema como o carregamento da rede, produção dos geradores distribuídos e as características do curto-circuito (local, resistência de contato e tipo de falta). O planejador do sistema pode ainda assumir riscos de operação não coordenada do sistema de proteção projetado para situações com baixa probabilidade de ocorrência, visando obter soluções com custos de investimento reduzidos. Os principais objetivos considerados na metodologia proposta são a minimização dos custos de instalação, custos de energia não suprida e redução dos indicadores de continuidade exigidos pelas agências reguladoras, sujeitos às restrições técnicas do sistema, financeiras e de coordenação dos dispositivos de proteção. O problema de otimização não linear inteiro-misto é resolvido através de uma ferramenta híbrida que combina um algoritmo genético multiobjetivo e um modelo matemático linear. A metodologia proposta foi aplicada em um sistema de 34 barras e um alimentador real de 135 barras.

Palavras-chave: Confiabilidade. Dispositivos de Proteção e Controle. Geração Distribuída. Gerenciamento de Riscos. Otimização Multiobjetivo.

ABSTRACT

FARIA, W. R.. **Protection System Planning for Active Distribution Networks Considering Misoperation Risk Management.** 112 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2020.

Optimal allocation of protective and controlling devices in distribution systems directly affects the distribution companies' reliability and profitability. The insertion of distributed generators, and their eventual island operation, can benefit the distribution networks' reliability indexes. Per contra, the presence of power injection elements in distribution networks causes the currents flowing through the feeder to increase upon a short-circuit scenario. Thus, it is necessary to reevaluate the efficiency of the methods already proposed for distribution protection system planning, taking into account the presence of distributed generators and the new operational possibilities. In this sense, the development of a multiobjective methodology for allocating, sizing, and coordinating protective and controlling devices in distribution systems with or without distributed generators is proposed in this research. This methodology considers the stochastic characteristics inherent to the problem, such as the system's loading, the distributed generator's power injection, and the short-circuit randomness (location, fault impedance, and fault type). The system's planner can also admit some risk of not coordinated operation for rare short-circuits events, aiming to reduce the solutions' costs. The project's main objectives are the reduction of protection and maneuvering equipment's installation cost, not supplied energy cost minimization and the reduction of the continuity indexes evaluated by regulatory agencies, subjected to the system's technical and financial constraints and the device's coordination. The mixed-integer nonlinear optimization problem is solved using a hybrid optimization tool that combines a multiobjective genetic algorithm and an integer programming problem. The proposed methodology is applied to a 34-bus system and a real 135-bus feeder.

Keywords: Controlling and Protective Devices. Multiobjective Optimization. Distributed Generation. Reliability. Risk Management.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estratégia Tradicional de Coordenação de Elementos de Proteção	39
Figura 2 – Diagrama da Estratégia de Proteção para Ilhamento Intencional Adotada . .	40
Figura 3 – Fluxograma do Cálculo de ENS e DEC	47
Figura 4 – Encadeamento entre NSGA-II e PL	56
Figura 5 – Fluxograma da Rotina de Curto-Circuito Probabilístico	58
Figura 6 – Representação da Função de Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito	59
Figura 7 – Codificação dos Cromossomos	60
Figura 8 – Tipos de Recombinação	61
Figura 9 – Ilustração da Semelhança de Codificação	63
Figura 10 – Fluxograma da Ferramenta de Otimização Híbrida	64
Figura 11 – Diagrama Unifilar do Sistema Teste 34 Barras	75
Figura 12 – Diagrama Unifilar do Sistema Teste 135 Barras	76
Figura 13 – Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito a Subestação do Sistema 34 Barras	78
Figura 14 – Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito na Subestação do Sistema 135 Barras	78
Figura 15 – Magitude de Diferenças das Médias de Custos de Equipamentos para o Sistema de 34 Barras	80
Figura 16 – Magitude de Diferenças das Médias de CENS para o Sistema de 34 Barras .	80
Figura 17 – Magitude de Diferenças das Médias de DEC para o Sistema de 34 Barras . .	80
Figura 18 – Conjunto de Soluções Não Dominadas para o Sistema de 34 Barras	81
Figura 19 – Topologia do Sistema de Proteção da Solução C	83
Figura 20 – Coordenograma das Unidades de Fase do Sistema de Proteção da Solução C	85
Figura 21 – Coordenograma das Unidades de Neutro do Sistema de Proteção da Solução C	85
Figura 22 – Magitude de Diferenças das Médias de Custos de Equipamentos para o Sistema de 135 Barras	86
Figura 23 – Magitude de Diferenças das Médias de CENS para o Sistema de 135 Barras	86
Figura 24 – Magitude de Diferenças das Médias de DEC para o Sistema de 135 Barras .	87
Figura 25 – Conjunto de Soluções Não Dominadas para o Sistema de 135 Barras	88
Figura 26 – Topologia do Sistema de Proteção da Solução G	91
Figura 27 – Coordenograma para Falta no Ramo 50	91
Figura 28 – Coordenograma para Falta no Ramo 96	92

Figura 29 – Fluxograma da Rotina de Cálculo de Curto-Circuito com Limitação da Injeção de Corrente dos Geradores	107
Figura 30 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Faltas Monofásicas sem a Presença do Gerador Distribuído	110
Figura 31 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Faltas Trifásicas sem a Presença do Gerador Distribuído	110
Figura 32 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Faltas Monofásicas Considerando o Gerador Distribuído	111
Figura 33 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Faltas Trifásicas Considerando o Gerador Distribuído	111
Figura 34 – Correntes de Curto-Circuito do Gerador Distribuído para Faltas Monofásicas	112
Figura 35 – Correntes de Curto-Circuito do Gerador Distribuído para Faltas Trifásicas .	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo dos Métodos de Alocação de Dispositivos de Proteção	29
Tabela 2 – Parâmetros das Curvas de Tempo Inverso	35
Tabela 3 – Bases de Conhecimento para Minimização de Três Objetivos	62
Tabela 4 – Características das Regiões do Sistema Teste	74
Tabela 5 – Custos das Interrupções por Tipo de Consumidor	74
Tabela 6 – Custos dos Dispositivos de Proteção e Manobra	74
Tabela 7 – Dados dos Geradores	75
Tabela 8 – Dados dos Geradores	76
Tabela 9 – Capacidades dos Alimentadores Vizinhos	76
Tabela 10 – Parâmetros das Variáveis Estocásticas	77
Tabela 11 – Configuração dos Casos de Otimização	81
Tabela 12 – Detalhes das Soluções A, B e C	82
Tabela 13 – Parametrização dos Dispositivos de Proteção da Solução C	84
Tabela 14 – Tempos de Operação dos Dispositivos de Proteção da Solução C	84
Tabela 15 – Detalhes das Soluções D e E	89
Tabela 16 – Detalhes das Soluções F and G	90
Tabela 17 – Análise da Operação Indevida do Sistema de Proteção da Solução G	90
Tabela 18 – Tempos de Operação dos Dispositivos de Proteção da Solução G	93
Tabela 19 – Parametrização dos Dispositivos de Proteção da Solução G	94

LISTA DE SIGLAS

AG *Algoritmo Genético*

ANEEL *Agência Nacional de Energia Elétrica*

ATP *Alternative Transients Program*

CC *Curto-Circuito*

CCP *Curto-Circuito Probabilístico*

CENS *Custo de Energia Não Suprida*

DEC *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*

DII *Dispositivo de Interconexão de Ilha*

DFIG *Doubly-Fed Induction Generator (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)*

ED *Empresa Distribuidora*

ENS *Energia Não Suprida*

EMTP *Electromagnetic Transients Program*

FEC *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*

FO *Função Objetivo*

FP *Fluxo de Potência*

FPP *Fluxo de Potência Probabilístico*

GD *Gerador Distribuído*

NSGA-II *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância)*

PAC *Ponto de Acoplamento Comum*

PL *Programação Linear*

PNLIM *Programação Não Linear Inteiro Mista*

PRODIST *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*

ROCOF *Rate of Change of Frequency (Taxa de Variação da Frequência)*

SDEE *Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*

SE *Subestação de Energia*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Revisão Bibliográfica	22
1.1.1	Proteção e Operação de Redes com Geradores Distribuídos	22
1.1.2	Coordenação dos Dispositivos de Proteção	24
1.1.3	Métodos de Solução	26
1.1.4	Análise do Estado da Arte	28
1.2	Objetivos e Contribuições	30
1.3	Organização do texto	31
2	SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	33
2.1	Características Operacionais dos Dispositivos de Proteção e Manobra	33
2.1.1	Fusíveis	34
2.1.2	Religadores Automáticos	34
2.1.3	Chaves de Manobra	36
2.2	Proposta de Coordenação da Operação dos Dispositivos de Proteção	36
2.2.1	Coordenação entre Fusíveis	36
2.2.2	Coordenação entre Religadores/Relés e Fusíveis	37
2.2.3	Coordenação entre Religadores/Relés	38
2.2.4	Expansão da Zona de Coordenação dos Relés/Religadores	38
2.2.5	Ilhamento Intencional	39
3	PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	43
3.1	Funções Objetivo	44
3.1.1	Custos de Energia não Suprida	44
3.1.2	Indicador de Continuidade DEC	48
3.1.3	Custos de Investimentos, Instalação e Manutenção dos Equipamentos	49
3.2	Restrições	50
3.2.1	Parametrização e Coordenação dos Dispositivos de Proteção	50
3.2.2	Alocação dos Dispositivos de Proteção e Manobra	51
3.2.3	Restrições Técnicas e Operacionais	53
4	MÉTODOS APLICADOS PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	55

4.1	Curto-Circuito Probabilístico	56
4.2	Alocação dos Dispositivos de Proteção e Manobra	59
4.2.1	Codificação das Soluções	59
4.2.2	Operadores Genéticos	60
4.2.3	Avaliação das Soluções	61
4.3	Problema de Programação Linear para o Dimensionamento e Coordenação dos Dispositivos de Proteção	64
4.3.1	Função Objetivo	65
4.3.2	Coordenação e Seletividade entre Fusíveis	66
4.3.3	Coordenação e Seletividade entre Relés/Religadores/DIIs	67
4.3.4	Coordenação e Seletividade entre Relés/Religadores/DIIs e Fusíveis	67
4.3.5	Calibração da Sensibilidade de Relés/Religadores/DIIs para Seções Definidas por Chaves de Manobra	68
4.3.6	Calibração da Sensibilidade de Fusíveis para Seções Definidas por Chaves de Manobra	69
4.3.7	Expansão da Zona de Proteção dos Relés/Religadores/DIIs	69
4.3.8	Relaxação das Restrições Inativas	70
4.4	Rotina para Análise dos Riscos de Operação Indevida do Sistema de Proteção	71
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	73
5.1	Sistemas Teste	73
5.1.1	Sistema de 34 Barras	74
5.1.2	Sistema de 135 Barras	75
5.2	Validação da Rotina de Curto-Circuito Probabilístico	76
5.3	Estudo de Caso para o Sistema de 34 Barras	79
5.3.1	Análise Estatística da Convergência da Ferramenta de Otimização	79
5.3.2	Avaliação das Fronteiras de Soluções Não Dominadas Considerando Esquemas de Proteção Distintos	80
5.3.3	Verificação da Dinâmica de Operação do Sistema de Proteção	83
5.4	Estudo de Caso para o Sistema de 135 Barras	85
5.4.1	Análise Estatística da Convergência da Ferramenta de Otimização	85
5.4.2	Avaliação das Fronteiras de Soluções Não Dominadas Considerando Esquemas de Proteção Distintos	87
5.4.3	Verificação da Dinâmica de Operação do Sistema de Proteção	90
6	CONCLUSÕES	95
	REFERÊNCIAS	99

APÊNDICE A	ADAPTAÇÕES À ROTINA DE COMPENSAÇÃO DAS COR-	
	RENTES DE CURTO-CIRCUITO	105
APÊNDICE B	ANÁLISE DA ROTINA DE CÁLCULOS DAS CORRENTES	
	DE CURTO-CIRCUITO	109

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico dos países está diretamente relacionados com o consumo de energia elétrica (NOVA, 1999). Neste sentido, o aumento da comodidade e produtividade proporcionados às pessoas e empresas pelo uso de equipamentos, cujo princípio de funcionamento depende da energia elétrica, fazem dessa fonte um bem indispensável. Com o aumento da dependência de um fornecimento contínuo de energia elétrica por parte da sociedade, as agências regulamentadoras exigem que as Empresas Distribuidoras (EDs) de energia elétrica supram a demanda com elevados índices de qualidade e confiabilidade. Neste contexto, as EDs devem planejar, ou readequar, seus Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) de forma a obter uma boa relação custo/benefício entre o capital investido e os índices de confiabilidade do sistema, visando atender os padrões exigidos pelas agências regulamentadoras. Os índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica são afetados por cenários planejados, como intervenções para manutenções programadas, e inesperados, como a incidência de faltas. É estimado em Teng e Liu (2003) que 80% do tempo total de interrupção do fornecimento de energia, considerando todas as partes do sistema elétrico de potência, se deve a falhas no sistema primário de distribuição, dentre as quais estão eventos de incidência de faltas.

Os dispositivos de proteção alocados em SDEEs além de garantir a segurança da operação dos equipamentos instalados na rede, tais como transformadores, bancos de capacitores e reatores, delimitam a área afetada por uma falta, impactando diretamente nos índices de confiabilidade da rede (SILVA, 2002). Já os dispositivos de manobra asseguram a isolamento física de regiões com defeito ou em manutenção e, adicionalmente, permitem a reconexão de áreas sãs, porém isoladas, de um alimentador afetado por uma contingência a um alimentador vizinho, reduzindo assim a quantidade de consumidores afetados por uma interrupção do fornecimento de energia (SILVA *et al.*, 2008). Embora a instalação de múltiplos dispositivos de proteção em série aumente substancialmente os índices de confiabilidade do sistema, visto que a extensão das regiões afetadas para uma dada contingência é reduzida, o tempo de resposta do sistema de proteção também é incrementado, o que vai de encontro à necessidade da atuação rápida do sistema

de proteção. Neste cenário, se torna segura e economicamente mais viável a instalação de dispositivos de proteção em pontos estratégicos do sistema de distribuição em vez de múltiplos dispositivos em cascata. A solução do problema de alocação ótima dos dispositivos de proteção e manobra resulta em sistemas de proteção eficientes, SDEEs com índices de confiabilidade elevados e boas relações custo/benefício o que é interessante para as EDs e justifica os diversos estudos conduzidos neste âmbito nas últimas décadas, tais como [Soudi e Tomsovic \(1998\)](#), [Silva, Pereira e Mantovani \(2010\)](#) e [Pereira *et al.* \(2018\)](#).

Na literatura específica são encontrados estudos propondo a alocação exclusiva de dispositivos de manobra para melhoria dos índices de confiabilidade do sistema, obtida através da restauração de cargas, por meio da atuação de chaves de manobra, na incidência de faltas permanentes no SDEE ([ABIRI-JAHROMI *et al.*, 2012](#); [BEZERRA *et al.*, 2015](#); [ASSIS *et al.*, 2015](#)). Outros trabalhos apresentam apenas a alocação dos dispositivos de proteção (fusíveis e relés/religadores), considerando também a incidência de faltas temporárias ([SILVA, 2002](#); [FERREIRA; BRETAS; OLIVEIRA, 2011](#); [Alam *et al.*, 2018](#)). Por fim, existem abordagens que consideram a alocação dos dispositivos de proteção juntamente com as chaves de manobra, que integram a otimização da rápida atuação dos dispositivos de proteção com a restauração de cargas em eventos de faltas permanentes, obtendo assim melhores índices de continuidade ([Jin-Man Sohn; Soon-Ryul Nam; Jong-Keun Park, 2006](#); [SILVA *et al.*, 2008](#); [FERREIRA; BRETAS, 2012](#); [GUARDA *et al.*, 2017](#); [CONCEIÇÃO, 2018](#); [Izadi *et al.*, 2019](#)).

Em geral, os modelos de otimização desenvolvidos para a alocação de dispositivos de proteção e chaves de manobra possuem como Função Objetivo (FO) a redução da Energia Não Suprida (ENS) ([BEZERRA *et al.*, 2015](#)) ou do índice de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) ([GUARDA *et al.*, 2017](#)). Cabe destacar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é o órgão brasileiro responsável pela regulamentação do setor elétrico, avalia, dentre outros índices, o DEC para manutenção da concessão do fornecimento de energia elétrica de uma ED. Já o cálculo da ENS, apesar de não ser um critério para penalização por parte da ANEEL, é interessante para que a ED possa estimar o valor que deixou de ser faturado devido às interrupções no fornecimento de energia elétrica. Assim, é positivo para a ED que ambos indicadores sejam considerados como FOs do problema de alocação dos dispositivos de proteção e manobra.

Desde os anos 2000 a inserção de Geradores Distribuídos (GDs) nos SDEEs cresce rapidamente, o que causa a necessidade de reformulação dos estudos apresentados para a alocação de dispositivos de proteção, uma vez que os métodos de alocação propostos para sistemas sem GDs não contemplam as novas características dos sistemas com GDs. Dentre as modificações causadas pela inserção de GDs em SDEEs que afetam a operação do sistema de proteção destacam-se ([FERREIRA, 2013](#)):

- Aumento das correntes de Curto-Circuito (CC): o incremento nos indicadores de confi-

abilidade de uma rede de distribuição causado pela alocação otimizada dos dispositivos de proteção e manobra depende da operação correta do sistema de proteção instalado. Sendo assim, do ponto de vista da confiabilidade do sistema, é desejável que o sistema de proteção seja (a) **preciso**, atuando, de forma rápida, apenas em situações de contingência; (b) **seletivo**, garantindo que as partes saudáveis do sistema sejam mantidas energizadas; e, (c) **coordenado**, impedindo que elementos do sistema de proteção atuem de forma desnecessária em situações de contingência. Tais características são obtidas através da parametrização das correntes de *pick-up* dos dispositivos digitais (relés/religadores) e dimensionamento dos elementos analógicos (fusíveis), baseado nas curvas de atuação. Os GDs, durante cenários de contingência contribuem com correntes de CC para faltas, até que a proteção local do gerador seja sensibilizada e atue. Durante esse período, as magnitudes das correntes de curto-circuito são alteradas pela injeção do GD, o que pode causar a perda de coordenação e seletividade do sistema de proteção.

- Redução da sensibilidade da proteção da Subestação de Energia (SE): em casos onde existe um elevado grau de penetração da geração distribuída, a contribuição da SE para as correntes de CC considerando pontos de incidência afastados da SE é reduzida. Neste contexto, eventos com impedância de falta elevada podem não ser identificados caso a corrente de *pick-up* não seja ultrapassada, o que é comum visto que este limiar em geral é configurado em valor elevado para evitar a operação indevida do dispositivo (FURLAN *et al.*, 2018).

Apesar dos desafios da adequação do sistema de proteção de um SDEE após a inserção de geração distribuída, a presença de GDs nas redes primárias de distribuição já é uma realidade e os métodos clássicos de parametrização do sistema de proteção devem ser revistos (KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016). Adicionalmente, a instalação de GDs nos SDEEs também pode proporcionar benefícios à operação e aos índices de confiabilidade das redes. Dentre as vantagens da alocação de GDs nas redes de distribuição, cabe ressaltar a possibilidade de operação ilhada de regiões do sistema, isto é, um gerador, ou um conjunto de geradores, com algumas cargas são isolados do restante do sistema durante situações de contingência permanentes (desde que o gerador, ou o grupo de geradores, tenha capacidade operacional para suprir as cargas com as quais é ilhado). Neste contexto, os métodos para alocação de dispositivos de proteção em SDEEs que consideram a presença de GDs propõem a operação ilhada destes (MENESES, 2012; PEÑUELA; MANTOVANI, 2013; PEREIRA *et al.*, 2017a; PEREIRA *et al.*, 2017b; HEIDARI *et al.*, 2017; HEIDARI *et al.*, 2018).

No Brasil, a ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), regulamenta a operação dos SDEEs e não é evidente a possibilidade de operação ilhada das regiões com capacidade para tal durante situações emergenciais (ANEEL, 2010). No entanto, são encontradas diversas pesquisas na literatura

específica explorando a possibilidade, os limites e os benefícios, em termos de melhoria dos indicadores de ENS e continuidade, da operação ilhada. Apesar de a operação ilhada não ser uma realidade nos SDEEs brasileiros, os resultados destes estudos são de grande interesse tanto para a academia quanto para as EDs, visto que o domínio do tema e a proposição de métodos para solucionar os desafios da operação desconectada do alimentador principal podem acarretar na concretização deste cenário.

1.1 Revisão Bibliográfica

A confiabilidade dos SDEEs está intimamente relacionada ao planejamento e à operação dos sistemas de proteção das redes. Assim, as pesquisas que propõem o aumento da confiabilidade das redes de distribuição abordam, frequentemente, a alocação de dispositivos de proteção e controle (SILVA *et al.*, 2008; DEZAKI *et al.*, 2011; FERREIRA, 2013; HEIDARI *et al.*, 2017; CONCEIÇÃO, 2018; LWIN *et al.*, 2018). Visto que a adição de múltiplos dispositivos é inviável, alguns parâmetros são utilizados para a comparação da qualidade das soluções, dentre os quais destacam-se o índice de ENS e os indicadores de continuidade DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Nesta temática, busca-se soluções que, a partir de um capital investido limitado, apresentem os melhores índices de confiabilidade. Assim, as propostas encontradas na literatura específica proporcionam topologias de proteção para redes de distribuição com boas relações custo-benefício entre o capital investido em dispositivos de proteção e a redução da ENS, ou o aumento de pelo menos um indicador de confiabilidade.

Nesta seção são apresentados e discutidos alguns dos trabalhos encontrados na literatura específica que fundamentam o desenvolvimento desta pesquisa.

1.1.1 Proteção e Operação de Redes com Geradores Distribuídos

O aumento do grau de penetração da geração distribuída em SDEEs não afeta apenas o sistema de proteção instalado na rede. Dentre os benefícios da instalação de GDs relacionados à confiabilidade do sistema destacam-se: o aumento da capacidade de suprimento do alimentador para manobras de restauração de cargas, e a possibilidade de operação ilhada durante cenários de contingência. Embora a operação ilhada não seja realidade em muitos países, em IEEE Standards Association (2018) são apresentadas as situações para as quais os GDs devem ser desligados. Assim, a depender do impacto de uma situação de falta na magnitude da tensão e/ou da frequência nos terminais do GD, é possível que a operação ilhada deste gerador seja factível. Para tal, os dispositivos de proteção responsáveis pelo ilhamento intencional devem atuar em tempo inferior aos *thresholds* propostos em IEEE Standards Association (2018), e a máquina deve possuir capacidade operacional para suprir as cargas. Desta maneira, os indicadores DEC e ENS são impactados positivamente.

No Brasil, a regulamentação da operação de GDs conectados às redes de distribuição

é apresentada no PRODIST (ANEEL, 2010). No capítulo 3, a operação ilhada de geradores descentralizados é brevemente abordada e não fica evidente a permissão do ilhamento intencional de regiões de um alimentador. No entanto, o ilhamento intencional é abordado como uma realidade na literatura. Assim, caso a concessionária permita a operação ilhada de parte do SDEE, durante o ilhamento o GD, ou o conjunto de GDs, deve ser capaz de manter a magnitude e a frequência da forma de onda de tensão dentro dos limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (2018).

Os trabalhos disponíveis na literatura abordam de formas distintas a operação dos SDEEs com GDs durante eventos de falta permanente e a lógica de proteção para isolamento dos defeitos. Pombo, Pires e Murta-Pina (2015) propõem a alocação de chaves de manobra e religadores em SDEEs com GDs não permitindo a operação ilhada. Nesta abordagem, é assumido que a ED é obrigada a comprar toda a energia injetada por um produtor independente, de forma que, quando a rede é indisponibilizada pela incidência de uma falta, a concessionária deve pagar pela disponibilidade de energia do empreendimento de geração, ainda que este não seja capaz de injetar potência no sistema. Neste cenário, a alocação dos dispositivos de manobra possibilitam reconectar os GDs a partes sãs do sistema, permitindo a restauração da injeção de potência. O trabalho apresenta como função objetivo, além da redução da ENS e dos investimentos em chaves de manobra, a redução da emissão de CO₂. Assim, é desejável que o GD, cuja fonte primária de energia é energia limpa e renovável, se mantenha em operação durante as situações de contingência. Ferreira e Bretas (2012) apresentam a alocação dos dispositivos de proteção e chaves seccionadoras considerando a presença de geradores descentralizados. Os GDs são considerados durante os cálculos de CC e a otimização da alocação dos dispositivos de proteção. A operação ilhada é desconsiderada, bem como a transferência de carga entre alimentadores vizinhos.

A pesquisa apresentada em Meneses (2012) e Peñuela e Mantovani (2013) propõe a alocação de dispositivos de proteção (fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente) em SDEEs considerando a presença de GDs e a possibilidade da operação ilhada. É proposto que o ilhamento das regiões do SDEE se dê através da atuação de relés de sobrecorrente com unidade direcional e com religamento bloqueado pela verificação de sincronismo das formas de onda nos terminais do dispositivo. Nesta abordagem não são considerados os dispositivos de manobra, o que elimina a possibilidade de transferência de carga para alimentadores vizinhos. Um dos diferenciais deste estudo é a consideração de algumas das incertezas da rede (demanda e injeção de potência) durante a operação normal. Assim, diversos cenários de pré-falta, que causam variações nas correntes de CC calculadas, são empregados no dimensionamento e coordenação dos dispositivos de proteção. Apesar de apresentar o método de cálculo de CC, nesta abordagem os autores não conduzem a verificação da coordenação dos dispositivos de proteção, apenas limitam a quantidade de dispositivos em série para que seja possível obter coordenação.

Pereira *et al.* (2018) apresenta o primeiro método no qual a coordenação é considerada

uma restrição do problema de otimização. A avaliação completa do método apresentada em [Conceição \(2018\)](#) mostra que o método considerando a restrição de coordenação apresenta soluções melhores que o método no qual a coordenação é verificada depois do processo de otimização e os dispositivos não coordenados são excluídos da solução. Nesta abordagem são alocados tanto dispositivos de proteção quanto de manobra. Assim, a transferência de carga entre os alimentadores vizinhos também é considerada, o que colabora para a redução de ENS, que é uma das FOs do método. Assim como na abordagem de [Peñuela e Mantovani \(2013\)](#), a operação ilhada de GDs é permitida e é empregado o mesmo dispositivo responsável pela conexão e desconexão da ilha, ou Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII).

1.1.2 Coordenação dos Dispositivos de Proteção

Os índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica, bem como o indicador de ENS, são calculados considerando a operação perfeitamente coordenada dos dispositivos de proteção alocados. Em geral, as propostas encontradas na literatura não consideram a coordenação do sistema de proteção como uma restrição do problema de otimização. Assim, é comum encontrar métodos onde a verificação da coordenação não é feita e assume-se que a atuação dos dispositivos se dará da forma adequada, o que não pode ser garantido para SDEEs reais ([PEREIRA et al., 2017a](#); [PEREIRA et al., 2017b](#)). Neste cenário, justifica-se uma investigação dos métodos de alocação de dispositivos de proteção em SDEEs disponíveis na literatura no que tange a verificação da coordenação dos dispositivos de proteção. As regras gerais e o equacionamento para garantia da operação coordenada dos dispositivos de proteção convencionais aplicados em redes de distribuição (fusíveis, religadores e relés) são explicadas e exemplificadas em livros de proteção de SDEEs, como [Anderson \(1999\)](#) e [Giguer \(1988\)](#).

A inserção de GDs em SDEEs, ou o aumento do grau de penetração da geração distribuída, altera significativamente a magnitude das correntes de CC do alimentador e, portanto, pode causar a operação descoordenada do sistema de proteção ([CONCEIÇÃO, 2018](#); [FERREIRA, 2013](#)). Em geral, o problema de perda de coordenação é observado entre fusíveis e religadores/relés. Neste contexto, diversos autores propõem a adequação dos sistemas de proteção instalados através do uso de proteção adaptativa. Em [Jamali e Borhani-Bahabadi \(2017\)](#) é proposto um esquema de proteção para evitar a atuação de fusíveis de forma indevida. Os autores adicionam a verificação da tensão pelos religadores/relés microprocessados para aumentar a velocidade de atuação destes dispositivos e assim garantir a operação do religador/relé, em característica instantânea, antes do fusível. Em [Momesso, Bernardes e Asada \(2019\)](#) é apresentada a possibilidade de aplicação de um sistema *Fuzzy* para ajuste, em tempo real, das correntes de *pick-up* dos dispositivos digitais. Desta maneira, o sistema de proteção se adapta às variações de demanda do SDEE, operando de forma mais rápida que a velocidade de atuação do sistema de proteção com parâmetros estáticos. Apesar da eficácia dos métodos mencionados, um dos pontos centrais desta pesquisa é a proposição de soluções simples e práticas, que não demandem alterações ou inserção de

métodos inteligentes aos dispositivos clássicos de proteção de SDEEs. Desta forma, não são considerados canais de comunicação entre os dispositivos e os únicos parâmetros ajustados nos elementos digitais (relés e religadores) são as correntes de *pick-up*, a curva de operação tempo x corrente empregada para a atuação temporizada e os multiplicadores de tempo das curvas de operação destes elementos.

A abordagem proposta em [Naiem et al. \(2012\)](#) considera a operação do sistema de proteção sem a inserção de métodos inteligentes para auxílio à atuação coordenada. Neste método, após a inserção de um GD, a operação do sistema de proteção do SDEE é verificada para as faltas críticas e classificada como coordenada ou não coordenada. Caso a coordenação não seja obtida, as correntes de *pick-up* e as curvas de atuação tempo x corrente dos dispositivos digitais são alteradas buscando a adequação da operação da proteção. Caso ainda não seja possível obter a coordenação da operação do sistema de proteção, são buscados melhores nós para a alocação do GD. [Huchel e Zeineldin \(2016\)](#) propõem a coordenação de relés prevendo futuros empreendimentos de geração descentralizada, assim o método tem como objetivo propor soluções nas quais a operação coordenada de pares de dispositivos é garantida para diversos cenários de inserção de GDs.

Por fim, uma vertente dos trabalhos consideram a alocação, o dimensionamento e a coordenação do sistema de proteção. Em [Pilo et al. \(2012\)](#) é proposta a alocação de disjuntores controlados por relés de sobrecorrente ao longo de um alimentador real de média tensão. Apesar de ocorrer a verificação da coordenação do sistema de proteção, o método não considera a presença de GDs. [Ferreira \(2013\)](#) propõe a alocação de dispositivos de proteção considerando a presença de GDs através de um modelo matemático que garante a minimização de indicadores de interrupção do fornecimento de energia. Em seguida, verifica-se a coordenação entre pares de dispositivos de proteção, removendo os dispositivos que impeçam a operação coordenada e seletiva do sistema de proteção. O trabalho de [Guarda et al. \(2017\)](#) apresenta a alocação de religadores em sistemas de distribuição visando a redução dos indicadores DEC e FEC. Nesta abordagem, os fusíveis são alocados de acordo com a política da empresa, e não pela rotina computacional proposta. O dimensionamento e a verificação da coordenação entre todos os pares de dispositivos de proteção da rede são conduzidos pelo método apresentado e não são considerados geradores descentralizados no alimentador. Apesar de os autores empregarem um conjunto de equações para garantia da coordenação dos dispositivos, a verificação ocorre apenas depois que a rotina de otimização da alocação é concluída. Sendo assim, em alguns casos, as soluções encontradas pela ferramenta proposta devem ser modificadas para obtenção de coordenação entre os dispositivos de proteção, o que pode prejudicar a qualidade das soluções factíveis. O método apresentado em [Pereira et al. \(2018\)](#) apresenta como diferencial a inclusão da coordenação dos pares de dispositivos como uma restrição do problema de otimização, desta forma durante o processo de busca de soluções apenas aquelas onde existe a operação coordenada são consideradas factíveis. Adicionalmente este método considera a possibilidade de operação ilhada dos GDs, o que colabora para a redução da ENS que é uma das FOs da abordagem.

1.1.3 Métodos de Solução

Os problemas de alocação de dispositivos em geral demandam a declaração de variáveis de decisão, o que é traduzido em variáveis binárias ou discretas. Devido às restrições de balanço de potência, descritas pelas equações de Fluxo de Potência (FP), o problema se torna não linear e não convexo. Por fim, dado que os dispositivos de proteção e manobra, a princípio, podem ser alocados em qualquer ramo do sistema, o problema se torna combinatório. Assim, a modelagem matemática da alocação ótima dos dispositivos de proteção e manobra em SDEEs resulta num problema não linear, não convexo, inteiro-misto de natureza combinatória de difícil solução. Neste contexto, os trabalhos encontrados na literatura se dividem em duas vertentes: solução do problema através da aplicação de métodos determinísticos de otimização ou através da aplicação de técnicas heurísticas e meta-heurísticas.

A resolução do problema de alocação de dispositivos através da aplicação de técnicas matemáticas tradicionais pode se dar de duas formas. O modelo matemático pode ser resolvido por *solvers* que resolvem problemas não lineares (Programação Não Linear Inteiro Mista (PNLIM)), sem a garantia de encontrar ótimos globais, ou o modelo pode ser linearizado (Programação Linear (PL)), garantindo-se a otimalidade da solução (CONCEIÇÃO, 2018). As soluções propostas por Chowdhury, Agarwal e Koval (2003) e Abiri-Jahromi *et al.* (2012), por exemplo, são encontradas através da aplicação de *softwares* comerciais para resolução de problemas não lineares. Para que o conjunto de soluções ótimas sejam encontradas, alguns autores propõem linearização do modelo matemático seguido da aplicação do novo modelo a *solvers* capazes de resolver problemas lineares, para os quais o ótimo global é garantido. No trabalho de Ferreira e Bretas (2012) os autores fazem uso de um modelo linearizado do problema de alocação e aplicam a técnica *Branch-and-Bound* para determinar o conjunto das soluções ótimas. A abordagem proposta por Lwin *et al.* (2018) também resolve o problema através da linearização e aplicação de técnicas clássicas de otimização; o diferencial do método está na inserção de GD e otimização da potência e da alocação destes geradores descentralizados. Jin-Man Sohn, Soon-Ryul Nam e Jong-Keun Park (2006) e Izadi *et al.* (2019) apresentam modelos matemáticos lineares para alocação de dispositivos de proteção e controle garantindo otimalidade para melhora de indicadores de confiabilidade, no entanto os autores não conduzem a verificação da coordenação das soluções obtidas ou consideram a presença de GDs.

Outro grupo de autores afirmam que, embora através do uso da linearização seguido da aplicação de *solvers* seja possível determinar os ótimos globais do modelo de alocação, o processo de linearização implica num aumento substancial da quantidade de variáveis do problema. Desta forma o problema resolvido pelo modelo linearizado pode apresentar discrepância em relação ao fenômeno do mundo real. Adicionalmente, o aumento da quantidade de variáveis incrementa o esforço computacional e tempo para solução do problema de otimização. Neste sentido, alguns autores apresentam soluções para o problema de otimização resultantes da aplicação de métodos matemáticos a modelos não lineares. Em Alam *et al.* (2018) expõe-se um modelo não linear

para alocação de dispositivos de proteção considerando incertezas de demanda e das taxas de falhas do sistema. Destaca-se a possibilidade de inclusão, numa mesma topologia de proteção, de dispositivos *fuse-blow* e *fuse-save*, *i.e.*, fusíveis com dinâmica de operação distintas que afetam indicadores de continuidade distintos. Nos trabalhos de [Heidari et al. \(2017\)](#) e [Heidari et al. \(2018\)](#) a alocação otimizada de seccionalizadores, fusíveis e disjuntores é feita através da resolução de um modelo de otimização não linear; adicionalmente, tanto a demanda das cargas quanto a potência injetada pelos GDs são modeladas como variáveis estocásticas, de acordo com distribuições de probabilidade condizentes com o real comportamento das grandezas.

Um terceiro grupo de autores defende a aplicação de técnicas heurísticas e meta-heurísticas na solução deste tipo de problema de otimização, uma vez que para os modelos não lineares também não existe a garantia de otimalidade e, em alguns casos, não existem modelos matemáticos conhecidos para as FOs adotadas. Assim, boa parte dos trabalhos encontrados na literatura específica fazem uso de técnicas heurísticas e meta-heurísticas para resolver o problema não linear inteiro-misto. Devido às características discretas da codificação das soluções, em geral as meta-heurísticas empregadas em trabalhos encontrados na literatura são: Busca Tabu ([SILVA et al., 2008](#)) e Algoritmo Genético (AG) ([PILO et al., 2012](#)). A resolução do problema de otimização da alocação de dispositivos de proteção e manobra em SDEEs através da aplicação da Busca Tabu, conforme apresentado em [Silva et al. \(2008\)](#), permite a exploração do espaço de busca através da cablibração do tamanho da lista tabu, que pode ser variada ao longo do processo iterativo, e das funções de aspiração, que permitem exceções à lista tabu. Assim, segundo [Silva, Pereira e Mantovani \(2010\)](#), o método dispõe de técnicas para evitar soluções ótimas locais. Em [Meneses \(2012\)](#) o mesmo método, em sua versão multiobjetivo, é empregado e o autor propõe a avaliação dos custos de investimento e da operação dos dispositivos de proteção, bem como do Custo de Energia Não Surpida (CENS).

Dentre o conjunto das meta-heurísticas, o AG é o método mais aplicado para alocação de dispositivos em SDEEs ([DEZAKI et al., 2011](#); [GUARDA et al., 2017](#)). Trata-se de um algoritmo evolutivo, fundamentado na teoria da evolução de Darwin, no qual as soluções com boas características, determinadas pela comparação das FOs dos indivíduos, tendem a se manter no conjunto de soluções ao longo do processo iterativo. O método também possui versões multiobjetivo, dentre as quais destaca-se a técnica *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância) (NSGA-II) ([DEB et al., 2002](#)). [Pombo, Pires e Murta-Pina \(2015\)](#) e [Pereira et al. \(2018\)](#) apresentam os resultados da aplicação de um NSGA-II ao problema de alocação de dispositivos em redes de distribuição. Nos trabalhos de [Pereira et al. \(2017a\)](#) e [Conceição \(2018\)](#), os autores comparam e concluem a superioridade dos resultados obtidos pela ferramenta NSGA-II sobre os encontrados pela versão mono-objetivo do AG para o problema de alocação, dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção e manobra em SDEEs com GDs.

1.1.4 Análise do Estado da Arte

Os métodos que permitem a operação de regiões do sistema de forma isolada do alimentador principal consideram como restrições operacionais os seguintes quesitos: **(1)** a capacidade de injeção de potência do GD, ou grupo de GDs, deve ser superior à demanda da região ilhada; **(2)** a magnitude de tensão, observada em todos os nós, durante a operação ilhada deve atender aos requisitos mínimos da agência regulamentadora regional; e **(3)** as correntes em todos os ramos devem respeitar as limitações físicas dos cabos.

O dimensionamento, e principalmente a parametrização dos dispositivos de proteção para garantir a operação coordenada do sistema de proteção, dependem dos níveis das correntes de CC às quais o dispositivo está sujeito. Neste sentido, os cálculos do dimensionamento e da coordenação da proteção em SDEEs são conduzidos assumindo os valores críticos das correntes de CC, sem considerar a frequência com que esses eventos acontecem. Desta forma, este trabalho propõe uma abordagem probabilística dos eventos de falta para determinar a chance de ocorrência dos casos críticos de CC. Em seguida, o tomador de decisões de uma ED pode optar por garantir a operação coordenada para as situações de contingência mais frequentes, desconsiderando os casos críticos e raros, visando a redução do custo das soluções. Ressalta-se ainda que o método proposto acomoda as características intermitentes de demanda e injeção de potência, especialmente por GDs com fontes primárias renováveis como vento e sol, bem como a aleatoriedade das condições de CC. Por fim, são consideradas as limitações de contribuição de cada tipo de gerador para correntes de CC.

As abordagens encontradas na literatura do problema de alocação de dispositivos de proteção nas quais é conduzido um estudo de verificação da coordenação dos elementos são raras, e, dentre os métodos revisados, apenas nos estudos de [Pereira et al. \(2017a\)](#), [Pereira et al. \(2017b\)](#), [Pereira et al. \(2018\)](#) e [Conceição \(2018\)](#) a coordenação é considerada uma restrição para que uma solução seja considerada factível. No entanto, dentre todos os trabalhos analisados, nenhum considera que a zona de proteção de um dispositivo pode ser estendida para mais de um elemento de proteção alocado à jusante e em série. Assim, esta é uma consideração adicionada ao modelo de otimização proposto neste trabalho. A expansão da zona de proteção, além de representar melhor a operação real do sistema de proteção de uma rede de distribuição, permite reduzir os CENSs e o DEC.

Por fim, na Tabela 1 apresenta-se a comparação, em múltiplos quesitos, entre o método proposto e outras abordagens encontradas na literatura específica.

Tabela 1 – Comparativo dos Métodos de Alocação de Dispositivos de Proteção

Trabalho Analisado	Dispositivos Alocados		Cálculo das Correntes de Curto-Circuito		Dimensiona Dispositivos	Corrente para dimensionar dispositivos	Transferência de carga	Função Objetivo	Método de Solução	Coordenação dos Dispositivos de Proteção			Geração Distribuída		
	Proteção	Manobra	Incertezas de Demanda e Geração	Incertezas do CC						Verificada	Restrição para Alocação	Tipo de Coordenação	Múltiplos Esquemas de Proteção	Presença de GD	Ilhamento
Dezaki <i>et al.</i> (2011)	✓	✓					✓	Redução dos custos de investimento e do CENS	AG						
Peñuela e Mantovani (2013)	✓		✓		✓	Crítica de CC		Redução dos custos de geração, custos de operação e CENS	Busca Tabu				✓	✓	
Bezerra <i>et al.</i> (2015)		✓					✓	Redução da quantidade de chaves alocadas e do CENS	<i>Particle Swarm Optimization</i>						
Guarda <i>et al.</i> (2017)	✓				✓	Crítica de CC	✓	Redução dos indicadores DEC e FEC	AG	✓		Pares			
Lwin <i>et al.</i> (2018)	✓	✓		✓			✓	Redução de custos de investimento e CENS	PNLIM				✓		
Heidari <i>et al.</i> (2018)	✓	✓		✓			✓	Redução de custos de investimento e CENS	PNLIM	✓		Pares	✓	✓	
Alam <i>et al.</i> (2018)	✓			✓				VERIFIQUE	PNLIM				✓		
Pereira <i>et al.</i> (2018)	✓	✓			✓	Crítica de CC	✓	Redução dos custos de investimento e do CENS	AG	✓	✓	Pares	✓	✓	
Izadi <i>et al.</i> (2019)	✓	✓						Redução de custos de investimento e CENS	PLI						
Método Proposto	✓	✓	✓	✓	✓	Cobertura Mínima de Casos Tolerável pela ED	✓	Redução dos custos de investimento, do CENS e do indicador DEC	AG	✓	✓	Expansão das zonas de coordenação	✓	✓	

Fonte: Elaborada pelo autor.

1.2 Objetivos e Contribuições

A revisão da literatura permite atestar que a maior parte dos estudos que tangem a alocação de dispositivos de proteção em SDEEs considera a operação coordenada dos elementos sem conduzir qualquer tipo de verificação, embora alguns autores afirmem que em cenários reais a coordenação não pode ser obtida para todos os dispositivos. Em alguns métodos a coordenação é verificada apenas depois que as soluções topológicas são propostas e os dispositivos que não apresentam operação coordenada são removidos. Uma minoria de artigos, publicados recentemente, considera a coordenação dos dispositivos como restrição do modelo de otimização.

Neste trabalho são propostas melhorias ao método de alocação, dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção e controle proposto por [Conceição \(2018\)](#). O modelo base considera a alocação de fusíveis, chaves de manobra, religadores automáticos e DIIs. São consideradas ainda a transferência de carga entre alimentadores vizinhos e a operação ilhada de regiões do SDEE, desde que restrições técnicas e operacionais sejam atendidas. As principais contribuições deste trabalho à literatura específica são:

1. Considerar simultaneamente no modelo de otimização os custos de investimentos, instalação e manutenção dos dispositivos, o indicador de continuidade do serviço DEC e os CENSs;
2. Dimensionar e parametrizar os religadores considerando a expansão da zona de proteção, de forma que estes dispositivos sejam sensibilizados para faltas incidentes nas zonas primárias de proteção de múltiplos dispositivos de proteção alocados à jusante do religador em questão. Assim, a quantidade de eventos de contingência temporários transformados em interrupções permanentes do fornecimento de energia elétrica devido à atuação de fusíveis é reduzida, e, conseqüentemente, o indicador DEC e os CENSs também são atenuados;
3. Calcular as correntes de CC através de uma rotina de Curto-Circuito Probabilístico (CCP), onde as demandas e gerações, bem como a impedância de contato, ponto de incidência e o tipo das faltas são modeladas como variáveis estocásticas. Adicionalmente, os limites de injeção de corrente, que dependem do tipo de gerador, são considerados na rotina de cálculo das correntes de CC;
4. Permitir que o usuário admita uma faixa mínima de cobertura dos eventos de contingência. A partir do histograma das correntes de CC os eventos mais raros e críticos podem ser desconsiderados no processo de dimensionamento e parametrização de dispositivos para obtenção da operação perfeitamente coordenada, se assim a faixa mínima de cobertura permitir. Assim, propostas de topologias de proteção com custo reduzido e que operam de forma coordenada para os casos mais comuns, e frequentes, de contingência são obtidas;

5. Incluir num único modelo de otimização a alocação de fusíveis com esquemas de operação distintos (*fuse-blow* e *fuse-save*). Desta forma, se torna factível a alocação de fusíveis em ramais laterais próximos à subestação, uma vez que, em sistemas reais, as altas correntes de curto-circuito não permitem que a atuação do relé da subestação seja rápida o bastante para impedir o rompimento do fusível.

O modelo de otimização multiobjetivo, com FOs que podem se mostrar concorrentes, é resolvido com uma ferramenta híbrida que associa o NSGA-II (DEB *et al.*, 2002) a um modelo matemático linear inteiro-misto (IBM, 2020). As rotinas auxiliares para cálculo de FP e de curto-circuito, bem como a ferramenta de otimização são desenvolvidas em C++ e testadas para dois sistemas de distribuição, um com 34 barras e outro alimentador de 135 barras.

1.3 Organização do texto

Este documento é dividido em 6 Capítulos, sendo o primeiro de caráter introdutório e os demais organizados como segue. No Capítulo 2 são apresentados os dispositivos de proteção empregados em sistemas de distribuição, bem como estratégias básicas de proteção para alimentadores. No Capítulo 3 o modelo de otimização adotado neste trabalho é introduzido. No Capítulo 4 são apresentadas os métodos de solução implementados para resolver o problema de otimização proposto. Os sistemas teste com seus dados, a validação das ferramentas auxiliares, as topologias de proteção otimizadas obtidas para os sistemas teste e a discussão dos resultados encontram-se no Capítulo 5. Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões, possibilidades para continuação desta pesquisa e as publicações resultantes do desenvolvimento deste trabalho.

SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A partir dos anos 60 é observado o processo de digitalização das estratégias de proteção de sistemas de potência, especialmente nos segmentos de transmissão e geração. A adoção de relés de proteção microprocessados permite a implementação de técnicas inteligentes, o que melhora a precisão, coordenação, seletividade e rapidez da atuação da proteção (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Embora proposta em alguns trabalhos (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2017; MOMESSO; BERNARDES; ASADA, 2019), a possibilidade de aplicação de técnicas inteligentes nos dispositivos microprocessados não é considerada nesta abordagem. Dessa maneira, as soluções propostas por este método são de fácil implementação prática, dependendo apenas da parametrização dos dispositivos digitais e instalação dos elementos de proteção e controle. As seções a seguir descrevem as características dos elementos disponíveis para alocação, bem como as propostas de coordenação adotadas neste trabalho.

2.1 Características Operacionais dos Dispositivos de Proteção e Manobra

A atuação de dispositivos de proteção permite que uma porção reduzida do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) seja afetada por uma situação de contingência, enquanto as alterações na topologia da rede, causadas pela operação dos elementos de manobra, possibilitam a restauração de cargas afetadas indiretamente pela contingência. Ambos os cenários são positivos para a Empresa Distribuidora (ED), visto que estas manobras aumentam a confiabilidade da rede. No entanto, para que a operação de um sistema de proteção se dê da forma adequada é necessário conhecer as características e limitações dos elementos que o compõem, as quais são descritas nesta seção.

2.1.1 Fusíveis

Os elos e chaves fusíveis são empregados em larga escala em SDEEs, especialmente caso não existam Geradores Distribuídos (GDs) instalados no alimentador ou à jusante do ponto de instalação. Trata-se de um elemento de custo relativamente baixo, quando comparado aos demais dispositivos, que, quando submetido a um fluxo de corrente superior à corrente de operação, se rompe, interrompendo a circulação de corrente. Destaca-se que, uma vez fundido, o fusível deve ser trocado manualmente, visto que o fluxo de corrente por este trecho será impedido até que o reparo seja realizado. Neste contexto, fica evidente que a atuação de um fusível para uma falta temporária é indesejada, uma vez que a interrupção do suprimento das cargas se tornaria permanente até que a troca do fusível fosse concluída.

Adicionalmente, os fusíveis são elementos sem a característica de direcionalidade, isto é, o sentido de circulação de corrente não é verificado ou levado em consideração para determinar a atuação, ou não atuação, do dispositivo. Desta forma, em trechos onde pode ocorrer o fluxo reverso de correntes, como é o caso de ramos à montante de GDs, os fusíveis podem atuar de forma não seletiva, desenergizando uma região maior que a necessária.

Por fim, é importante destacar que, dada a topologia delta das redes primárias de distribuição, o que implica na inexistência de um condutor neutro, os fusíveis tem acesso apenas às correntes de fase. Assim, estes dispositivos de proteção são sensibilizados apenas pelo módulo das correntes de falta das fases e não pelo desequilíbrio entre fases, que pode ser observado no módulo da soma dos fasores das correntes. Neste sentido, alguns casos de curto-circuito com impedância de contato relativamente alta podem não causar correntes elevadas o bastante para provocar a atuação rápida dos fusíveis. Cabe ressaltar que, como os fusíveis são elementos analógicos, não é possível estimar a corrente de neutro e adicionar esta variável ao dispositivo para acelerar sua atuação, como pode ser feito em dispositivos digitais.

2.1.2 Religadores Automáticos

Os religadores automáticos são dispositivos de proteção microprocessados com diversas funções de operação, dentre elas o bloqueio da atuação pela unidade direcional. Assim, os religadores podem ser alocados em trechos onde existe a possibilidade de fluxo reverso de corrente, visto que o dispositivo pode ser parametrizado para não atuar em cenários de contingência nos quais a corrente flui dos GDs para a Subestação de Energia (SE). Além da unidade direcional, esta proposta considera que os religadores atuam segundo as funções 50 (unidade de sobrecorrente com atuação instantânea de fase), 50N (unidade de sobrecorrente com atuação instantânea de neutro), 51 (unidade de sobrecorrente com atuação temporizada de fase) e 51N (unidade de sobrecorrente com atuação temporizada de neutro). Embora os religadores também estejam instalados nas redes primárias, portanto sem acesso ao condutor neutro, as correntes de neutro podem ser calculadas através da Equação 2.1, visto que se trata de um dispositivo microprocessado.

$$\dot{I}_N = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \quad (2.1)$$

sendo $\dot{I}_N$ o fasor da corrente de neutro e $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$ e $\dot{I}_C$ os fasores das correntes das fases A, B e C, respectivamente.

A Equação 2.2 descreve a curva de atuação da unidade de sobrecorrente temporizada de um religador. Sendo t_{51} o tempo para operação do religador, I_R a corrente que passa pelo religador, I_{pu} a corrente de *pick-up*, TD_{51} o multiplicador de tempo para a função 51, que varia entre 0,5 e 10 em intervalos de 0,5. As constantes A , p e B dependem da curva de atuação selecionada, conforme mostra a Tabela 2 (Benmouyal *et al.*, 1999).

$$t_{51}(I_R) = \left(\frac{A}{(I_R/I_{pu})^p - 1} + B \right) \cdot TD_{51} \quad (2.2)$$

Tabela 2 – Parâmetros das Curvas de Tempo Inverso

Curva de Atuação	A	B	p
Moderadamente Inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito Inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente Inversa	28,2	0,1217	2,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

A operação com característica instantânea é descrita pela Equação 2.3, onde t_{50} é o tempo até a atuação do dispositivo e TD_{50} é o multiplicador de tempo para a função 50, que varia entre 1 e 10 em faixas de 0,5.

$$t_{50}(I_R) = 0,05 \cdot TD_{50} \quad (2.3)$$

A atuação instantânea do religador automático permite que, caso a situação de contingência possua natureza temporária, as correntes que passam pelo dispositivo sejam normalizadas e o sistema não seja desenergizado permanentemente. A parametrização da operação dos religadores automáticos, além das correntes de *pick-up*, inclui determinar a quantidade de atuações com característica instantânea antes da operação temporizada, a qual interrompe permanentemente o fornecimento de energia. Assim, é interessante para a ED que os religadores automáticos, em vez dos fusíveis, atuem para as faltas temporárias.

Neste trabalho, os religadores são empregados com dois propósitos: proteção de regiões à jusante ou Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII). No caso do DII, além das funções de atuação normais do religador automático, é considerado que o dispositivo possui a característica de religamento sincronizado (CONCEIÇÃO, 2018).

2.1.3 Chaves de Manobra

As chaves de manobra não possuem a função de dispositivo de proteção, no entanto, podem ser operadas para isolar uma região com falta permanente, em manutenção, ou ainda aplicadas na restauração de cargas através da conexão a alimentadores vizinhos. É importante destacar que as chaves de manobra não possuem a capacidade de eliminar as correntes de curto-circuito (CC). Desta forma, um dispositivo de proteção, alocado à montante da chave de manobra, deve ser sensibilizado e operar para que a corrente de falta seja extinta; só então a chave pode ser operada para isolar o defeito permanentemente.

2.2 Proposta de Coordenação da Operação dos Dispositivos de Proteção

O dimensionamento dos fusíveis e a parametrização das correntes de *pick-up* dos religadores/relés para obtenção da operação coordenada do sistema de proteção passam pelo cálculo das correntes de CC. Neste trabalho, um estudo probabilístico das correntes de falta - apresentado no Capítulo 4 - é conduzido para determinação das correntes críticas máximas e mínimas nos ramos do alimentador. Assim, não são aplicados cenários fixos de contingência para o cálculo das correntes críticas de CC.

As regras comumente empregadas para dimensionamento dos fusíveis são: (1) a corrente de operação do fusível deve ser superior à corrente de operação do ramo onde o dispositivo é alocado; caso não seja possível obter a operação coordenada, (2) a corrente de operação do fusível deve ser, no máximo, 25% da corrente mínima de CC que deve sensibilizar o elemento (FERREIRA, 2013). Já para as correntes de *pick-up* dos religadores, a literatura em geral determina que estas devem ser, pelo menos, 20% superiores à corrente máxima de operação do ramo onde o elemento é instalado (FILHO; MAMEDE, 2011). Neste trabalho o tempo máximo de atuação dos fusíveis e religadores/relés é limitado pelo tempo crítico de operação sob falta dos condutores localizados na zona de proteção de cada dispositivo. O limite de cada condutor depende da área da seção transversal, corrente de falta e material do condutor (ASSOCIATION, 1989).

2.2.1 Coordenação entre Fusíveis

A dinâmica de operação entre estes dispositivos adotada neste trabalho é coordenada e seletiva, *i.e.*, o dispositivo protetor deve ser sensibilizado para faltas à jusante do elemento protegido. No entanto, o dispositivo mais próximo da falta deve atuar primeiro. Este tipo de operação é garantida quando o tempo máximo para atuação da proteção primária é inferior a 75% do tempo mínimo para operação da proteção de retaguarda para qualquer cenário de contingência (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013; CONCEIÇÃO, 2018), conforme a Equação 2.4.

$$\overline{t_{fp}} \leq 0,75 \cdot \underline{t_{fr}} \quad (2.4)$$

onde $\overline{t_{fp}}$ é o tempo máximo para atuação do fusível que atua como proteção primária, calculado para a maior corrente de curto-circuito que sensibiliza o dispositivo de proteção primário, $\underline{t_{fr}}$ é o tempo mínimo para atuação do dispositivo que atua como proteção de retaguarda, calculado para a maior corrente que sensibiliza o dispositivo de retaguarda. Uma vez que não é permitido a instalação de fusíveis nos trechos que conectam um GD à SE, as correntes de CC fluindo em ambos fusíveis seriam iguais, caso não fossem consideradas as correntes de carga do alimentador.

2.2.2 Coordenação entre Religadores/Relés e Fusíveis

O método adotado neste trabalho considera dois esquemas de dinâmica de operação entre fusíveis e religadores/relés. O primeiro, chamado *fuse-save*, determina que a coordenação entre religadores e fusíveis deve garantir a atuação do religador, em característica instantânea, antes do fusível, evitando, assim, que faltas temporárias sejam convertidas em interrupções permanentes, conforme assegura a Equação 2.5. O segundo esquema, denominado *fuse-blow*, define que o fusível deve se romper antes da atuação instantânea do religador à montante, evitando o desligamento transitório de demasiadas cargas, conforme descreve a Equação 2.6. Ambos esquemas de proteção mencionados dizem respeito à operação instantânea do religador e, portanto, atuação contra faltas de natureza temporária. No entanto, caso a falta seja de natureza permanente, o religador deve permitir que o fusível atue, ainda que o esquema de proteção *fuse-save* seja adotado, garantindo que uma região menor seja permanentemente isolada pela atuação da proteção. Assim, a operação do religador com função temporizada deve ser mais lenta que a operação do fusível, como descrito na Equação 2.7 (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013; CONCEIÇÃO, 2018). Cabe destacar que, indo ao encontro das estratégias de proteção adotadas pelas EDs, neste trabalho é vetada a alocação de fusíveis à montante de religadores. Adicionalmente, a adoção do esquema de proteção *fuse-blow* ocorre apenas quando não é possível obter coordenação considerando o esquema *fuse-save*.

$$\underline{t_{fp}} \geq k_{50-fus} \cdot t_{50,rr} \quad (2.5)$$

$$\overline{t_{fp}} \cdot k_{50-fus} \leq t_{50,rr} \quad (2.6)$$

$$\overline{t_{fp}} + k_{51-fus} \leq \underline{t_{51,rr}} \quad (2.7)$$

sendo $\underline{t_{fp}}$ o tempo mínimo para atuação do fusível, calculado para a maior corrente de curto-circuito que sensibiliza o fusível. $\overline{t_{fp}}$ é o tempo máximo para rompimento do fusível considerando a menor corrente de curto-circuito que sensibiliza o fusível. $t_{50,rr}$ o tempo para atuação do religador em característica instantânea. $\underline{t_{51,rr}}$ é o tempo mínimo para operação, com característica

temporizada, do religador considerando a menor corrente de CC que o sensibiliza. As constantes responsáveis por criar uma margem segura para a operação coordenada k_{50-fus} e k_{51-fus} , são, respectivamente, iguais a 1,35 e 0,2. É possível que nos ramos entre os pontos de alocação do religador e do fusível exista um GD. Neste caso, as correntes de curto-circuito observadas no religador e no fusível diferem em módulo não apenas pela corrente de carga do alimentador, mas pela contribuição do GD com correntes que passam por apenas um dos elementos de proteção. Cabe salientar que as Equações 2.5, 2.6 e 2.7 também são aplicadas para obtenção da coordenação da operação da unidade de neutro do religador. Nesse caso, a corrente de CC que sensibiliza o fusível é a mesma. No entanto, a corrente que passa pelo religador é determinada pela Equação 2.1.

2.2.3 Coordenação entre Religadores/Relés

A coordenação entre religadores se dá de forma completamente seletiva, isto é, o dispositivo de proteção primário deve atuar antes do dispositivo de retaguarda tanto em função instantânea (50/50N) quanto temporizada (51/51N) (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013; CONCEIÇÃO, 2018). Desta forma, as Equações 2.8 e 2.9 garantem a operação coordenada e seletiva dos dispositivos em característica instantânea e temporizada, respectivamente.

$$t_{rr,50} \geq k_{50-50} + t_{rp,50} \quad (2.8)$$

$$\underline{t_{rr,51}} \geq k_{51-51} + \overline{t_{rp,51}} \quad (2.9)$$

sendo $t_{rr,50}$ o tempo para atuação em característica instantânea do religador de retaguarda, $t_{rp,50}$ o tempo para atuação em característica instantânea do religador primário. $\underline{t_{rr,51}}$ é o menor tempo para atuação em característica temporizada do religador de retaguarda, calculado para a maior corrente de curto-circuito que passa pelo dispositivo de retaguarda e $\overline{t_{rp,51}}$ é o tempo máximo para atuação em característica temporizada do religador primário, considerando a menor corrente de curto-circuito que passa por este dispositivo. As constantes responsáveis por criar uma margem segura para a operação coordenada k_{50-50} e k_{51-51} , são, respectivamente, iguais a 0,05 e 0,2. Assim como no caso da coordenação entre religadores e fusíveis, é possível que existam GDs contribuindo com correntes de falta que circulam por apenas um dos elementos. Portanto, as correntes fluindo nos dois religadores/relés para uma falta não são necessariamente iguais. Novamente, ressalta-se que a coordenação da operação também é garantida para as operações das unidades de neutro dos religadores.

2.2.4 Expansão da Zona de Coordenação dos Relés/Religadores

No conjunto de métodos onde a coordenação dos dispositivos de proteção é calculada, como Pereira *et al.* (2018) e Guarda *et al.* (2017), as rotinas propostas garantem a coordenação

entre pares de elementos, conforme ilustrado na Figura 1. Isso significa que um dado religador (R) é o dispositivo protetor apenas do fusível imediatamente à jusante (F1). A implicação prática dessa consideração resulta na garantia da atuação do religador limitada às faltas temporárias na zona de proteção do fusível F1. Entretanto, em muitos casos, o religador R pode atuar de maneira adequada para faltas que ocorram na zona de proteção do fusível F2. Esta operação do religador pode causar a redução da Energia Não Surpida (ENS) e da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), visto que a atuação de um fusível para uma falta temporária é traduzida em maior tempo sem fornecimento de energia elétrica quando comparado à resposta instantânea do religador.

Figura 1 – Estratégia Tradicional de Coordenação de Elementos de Proteção

Fonte: Elaborada pelo autor.

Embora alguns autores, como [Pilo et al. \(2012\)](#), [Guarda et al. \(2017\)](#) e [Pereira et al. \(2017b\)](#), adotem metodologias que garantem a operação coordenada das soluções propostas para o sistema de proteção, a área de proteção primária do religador para faltas temporárias (característica 50/50N) pode ser expandida através da coordenação com mais dispositivos à jusante. Desta maneira, os índices ENS e duração das interrupções no fornecimento de energia podem ser reduzidos. Por outro lado, a proteção do SDEE se torna mais sensível, e portanto a corrente nominal de todos os ramos mediante diversas condições de carregamento deve ser conhecida para que não haja atuações equivocadas da proteção. Desta forma, durante o processo de otimização os religadores instalados no SDEE são parametrizados para que faltas nas zonas de proteção de todos os dispositivos, que não possuam característica de operação instantânea alocados à jusante do religador, sensibilizem e causem a operação do religador protetor.

2.2.5 Ilhamento Intencional

A inserção de GDs nos SDEEs possibilita a mudança da característica passiva dos alimentadores para ativa ([D'ADAMO; JUPE; ABBEY, 2009](#)), permitindo o planejamento e a

operação de ilhas (LASSETER, 2011). Segundo CIGRÈ (2015) e Hooshyar e Iravani (2017), as regiões de ilhamento devem ser capazes de: **(1) operar de forma conectada ao restante do SDEE**, neste caso pode existir o intercâmbio de potência entre a região de ilhamento e o alimentador principal; **(2) operar de forma isolada da SE**, neste cenário o conjunto de GDs e armazenadores de energia devem ser capazes de suprir a demanda crítica da região de ilhamento, mantendo as magnitudes de tensão e de corrente, bem como a frequência do sinal, dentro dos limites impostos pelas agências regulamentadoras; e **(3) garantir a transição suave entre os modos de operação**. Neste projeto de pesquisa, assim como em Pereira *et al.* (2018), no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da região de ilhamento é alocado um dispositivo de proteção de sobrecorrente com unidade direcional e outro dispositivo de proteção é alocado nos terminais dos GDs, conforme representado na Figura 2. Dessa forma, durante situações de contingência na rede principal, a região pode operar de forma ilhada, a depender das condições de operação da rede no instante de pré-falta e das características dos GDs da região de ilhamento. Sobre o DII, destaca-se que o modelo adotado para este dispositivo neste trabalho é um religador automático com a função de religamento sujeita à verificação de sincronismo entre as regiões. Assim, a reconexão da região de ilhamento ao restante do SDEE, uma vez formada a ilha, depende da verificação do sincronismo dos sinais de tensão nos terminais do DII. A parametrização do DII é ligeiramente diferente da parametrização de um religador comum. Neste trabalho assume-se a parametrização de correntes de *pick-up* distintas para faltas à montante e à jusante do DII. Enquanto os religadores automáticos atuam apenas para faltas à jusante, os DIIs devem atuar para faltas nos dois sentidos, porém com correntes de *pick-up* diferentes para cada sentido.

Figura 2 – Diagrama da Estratégia de Proteção para Ilhamento Intencional Adotada

Fonte: Elaborada pelo autor.

A corrente de *pick-up* do DII para faltas à montante pode ser definida como 1,5 vezes a corrente nominal do GD; isto porque o fluxo máximo de corrente, no sentido do GD para a SE, ocorre quando o GD injeta potência máxima e a demanda da região de ilhamento é nula. Portanto, qualquer cenário de operação no qual o módulo da corrente supera este limiar é considerado um

evento de falta. No outro sentido o dispositivo é parametrizado pela ferramenta de otimização da mesma forma que um religador comum. A interação da atuação do DII e com outros dispositivos de proteção, em caso de faltas à montante do DII, não deve ser coordenada. Assim, no caso de incidência de uma falta no alimentador principal, tanto o DII quando o dispositivo de proteção mais próximo e à montante da falta devem atuar. Caso contrário, o fornecimento de corrente à falta não é interrompido. Por outro lado, quando a falta se encontra à jusante do DII, este deve atuar de forma coordenada com eventuais dispositivos alocados à justante, se comportando como um religador comum.

O dispositivo de proteção local tem seu princípio de funcionamento definido baseado no tipo de GD a se proteger. A proteção local de um gerador síncrono, por exemplo, pode ser traduzida num relé de sobrecorrente, ou sub/sobrefrequência; por outro lado, um gerador assíncrono gaiola de esquilo, em situação de CC, apresenta redução da corrente em seus terminais, e, portanto, a proteção por sobrecorrente pode se mostrar ineficiente. Neste trabalho, apenas empreendimentos de geração com energia despachável podem operar de forma ilhada (os demais geradores são considerados apenas no cálculo das correntes de CC). Em geral, os geradores síncronos são empregados em usinas despacháveis, e a literatura específica aponta, dentre os relés comerciais, os modelos de sub/sobrefrequência, *Rate of Change of Frequency* (Taxa de Variação da Frequência) (ROCOF) e deslocamento de fase como soluções para proteção anti-ilhamento (BANU *et al.*, 2014; TAO *et al.*, 2018). Assumindo que a atuação do DII, em alguns casos, deve se dar antes da operação da proteção local, nesta abordagem a proteção local é representada por um relé de sub/sobrefrequência com o objetivo de facilitar a coordenação entre os dispositivos, visto que os outros relés mencionados apresentam atuação mais rápida.

PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A atuação dos dispositivos de proteção alocados em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) associada à operação das chaves de manobras possibilita mitigar os efeitos da interrupção de energia devido às contingências que possam ocorrer no sistema. Neste sentido, os sistemas de proteção de redes de distribuição estão intimamente relacionados com os indicadores de confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia. Assim, os especialistas de uma Empresa Distribuidora (ED) buscam implementar topologias de proteção de custo reduzido que, além de garantir a operação segura da rede, contribua para a maximização dos indicadores de continuidade de fornecimento e da rentabilidade do SDEE. Embora seja possível estimar os índices de continuidade e os custos associados à Energia Não Suprida (ENS) na etapa de planejamento, a fidedignidade desta previsão depende da atuação do sistema de proteção de acordo com a dinâmica de operação adequada, isto é, a operação coordenada dos dispositivos de proteção.

O planejamento do sistema de proteção de uma rede de distribuição, portanto, é um problema de otimização, o qual deve fornecer como proposta de solução a localização, o tipo e a capacidade/parametrização dos dispositivos a serem instalados no SDEE, tendo em vista a redução de custos e/ou melhoria de indicadores de continuidade da rede. As Funções Objetivo (FOs) consideradas no problema de otimização proposto neste trabalho são: redução dos custos de investimentos em aquisição, instalação/desinstalação e manutenção de equipamentos; redução do Custo de Energia Não Suprida (CENS); e redução do indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC). As propostas de solução, que na prática são as topologias do sistemas de proteção, devem atender a uma série de restrições técnicas e operacionais, dentre elas as a coordenação e seletividade da operação dos dispositivos de proteção, abordadas no Capítulo 2. Assim, o problema de otimização proposto neste trabalho considera a alocação, o dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção e controle

em sistemas de distribuição, com ou sem Geradores Distribuídos (GDs) conforme apresentado nas Equações 3.1 e 3.2.

$$\min \left\{ \begin{array}{l} \text{Custos de ENS} \\ \text{Indicador DEC} \\ \text{Custos de Aquisição, Instalação/Desinstalação e Operacionais dos Dispositivos de Proteção} \end{array} \right. \quad (3.1)$$

$$\text{s.a.} \left\{ \begin{array}{l} \text{Coordenação dos dispositivos alocados} \\ \text{Limites da magnitude de tensão nas barras} \\ \text{Máximo fluxo de corrente permitido nos alimentadores} \\ \text{Equações algébricas não lineares de FP (Lei de Kirchhoff da corrente nodal e das} \\ \text{tensões nas malhas) considerando a estocasticidade das cargas e dos GDs} \\ \text{Limites de geração de potência ativa e reativa dos GDs} \end{array} \right. \quad (3.2)$$

3.1 Funções Objetivo

3.1.1 Custos de Energia não Suprida

O custo total das interrupções do fornecimento de energia devido a incidência de faltas permanentes e temporárias ao longo de um horizonte de planejamento de θ anos é calculado através da Equação 3.3, proposta em [Conceição \(2018\)](#). Através desta equação, os CENS de todos os anos do horizonte de planejamento são corrigidos ao valor presente.

$$CENS_{total} = \sum_{tc \in \{C, R, I\}} C_{tc} \sum_{y \in \theta} \frac{(P_y + T_y)}{(1 + TIR)^y} \quad (3.3)$$

onde C_{tc} é o custo por hora de interrupção do fornecimento de energia para cada tipo de consumidor tc (comercial C , residencial R ou industrial I); θ é o conjunto de anos do horizonte de planejamento; P_y e T_y são, respectivamente, a energia não suprida total do alimentador devido às interrupções permanentes e temporárias do fornecimento de energia no ano y ; e TIR é a taxa interna de retorno de investimentos.

O tempo de interrupção do fornecimento de energia depende tanto da natureza da falta (temporária ou permanente) quanto do dispositivo de proteção que atua para isolar o defeito. Neste sentido, para determinar tanto a ENS quanto o DEC é necessário verificar, sabendo o local da falta, qual elemento de proteção é sensibilizado e atua. No contexto de estudos que abordam a alocação e coordenação de dispositivos, os ramos compreendidos entre dois dispositivos de proteção ou de manobra são chamados seções. A seção definida por um elemento de proteção ou manobra é toda a região à jusante do dispositivo compreendida entre o ponto de alocação deste e o próximo dispositivo. Dada a importância da determinação do tipo de dispositivo sensibilizado

para cada falta, é apresentada a seguir uma rápida explanação da estratégia de interação da atuação do sistema de proteção adotada neste trabalho, bem como as implicações da atuação de cada tipo de dispositivo no fornecimento de energia.

Fusíveis: Os fusíveis possuem apenas a função de proteção e podem operar segundo dois esquemas de proteção: *fuse-blow* e *fuse-save*, definidos no Capítulo 2. Considerando o esquema *fuse-blow*, na incidência de uma falta na seção definida pelo fusível, este deve atuar antes de qualquer outro dispositivo à montante, garantindo a seletividade do sistema de proteção. Ressalta-se que, neste cenário, as cargas conectadas à jusante do fusível sofrem interrupção no fornecimento de energia e faltas com característica temporária são transformadas em permanentes, visto que o serviço só pode ser restabelecido uma vez que o fusível seja substituído. Para o caso do esquema *fuse-save*, no cenário de incidência de uma falta na seção definida por um fusível, sempre que possível, um elemento com capacidade de religamento automático à montante deve atuar em característica instantânea (50/50N), garantindo que o elo fusível não seja rompido. Cabe destacar que, segundo a proposta de coordenação deste trabalho, o elemento que deve atuar não necessariamente é o dispositivo imediatamente à montante do fusível. Caso o evento de falta se mostrar de natureza permanente, o elemento à montante deve se sensibilizar para atuação em sua característica temporizada (51/51N), entretanto, o elemento fusível deve se fundir antes, garantindo assim, que uma porção menor do sistema seja afetada permanentemente. Esta dinâmica de operação pode ser observada no fluxograma da Figura 3.

Religadores Automáticos: Este elemento pode ser manobrado segundo as necessidades do operador do sistema. Assim, o dispositivo possui tanto a atribuição de proteção quanto de manobra. Dada a capacidade do religador de atuar para faltas temporárias e permanentes causando o menor impacto possível aos indicadores de continuidade e de ENS, para qualquer falta incidente na seção deste dispositivo sua atuação deve ser mais rápida que a do elemento à montante. Desta forma, na incidência de uma falta temporária em ramos que pertencem à seção definida por um religador, os consumidores à jusante do equipamento sentirão interrupções transitórias do fornecimento de energia. Caso a falta seja de natureza permanente, todos os consumidores à jusante do religador terão o fornecimento de energia interrompido permanentemente até que o defeito seja corrigido ou as cargas sejam remanejadas, conforme mostrado na Figura 3. Por fim, cabe destacar que as interrupções transitórias, causadas pela operação em característica instantânea do religador, não são contabilizadas no cálculo de ENS neste trabalho.

Chaves de Manobra: Apesar da capacidade deste equipamento de proporcionar mudanças topológicas durante a operação nominal do SDEE, não é possível atribuir ao dispositivo a função de proteção. Isto porque o dispositivo não dispõe de métodos para extinção de arco voltaico ou da capacidade de distinguir um evento de Curto-Circuito (CC) da operação normal. Ainda assim, as chaves de manobra delimitam seções, o que é importante durante manobras de restauração de cargas. Neste cenário, na eventualidade de faltas na seção definida por uma chave de manobra, os elementos com a função proteção alocados à montante da chave devem ser sensibilizados e

atuar garantindo a eliminação do suprimento de corrente à falta. Após isolar o defeito, a chave pode ser manobrada e, se possível, o elemento de proteção pode voltar à condição normal de operação, permitindo a circulação de corrente novamente. Ressalta-se neste ponto a expansão da zona de proteção dos religadores automáticos proposta neste trabalho; na incidência de uma falta temporária na seção definida por uma chave, o religador à montante mais próximo deve ser sensibilizado e atuar, ainda que exista um fusível (com esquema *fuse-save*) entre a chave e o religador. Desta forma, a falta temporária não causa a interrupção do fornecimento de energia a nenhum consumidor, o que não aconteceria caso o fusível atuasse. Caso a falta seja de natureza permanente, o elemento à montante mais próximo deve atuar (seja fusível ou religador). Neste sentido, para faltas permanentes, todas as seções à jusante do elemento operado serão submetidas à interrupção permanente de energia. Caso o dispositivo de proteção atuado seja um religador, a chave pode ser manobrada, após a isolamento da falta, e apenas as seções à jusante da chave são afetadas. Para faltas temporárias, caso um religador seja sensibilizado e atue, não existe interrupções no fornecimento de energia; caso um fusível atue, todos os consumidores à jusante do fusível serão afetados pela interrupção do fornecimento de energia. Os impactos da atuação dos dispositivos de proteção para eliminar a circulação de correntes de curto-circuito na seção definida por uma chave de manobra nos CENS são ilustrados na Figura 3.

Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII): Conforme descrito no Capítulo 2, este dispositivo é um religador automático configurado para atuar para faltas externas à região de ilhamento de forma não coordenada e para faltas internas à região de ilhamento de forma coordenada. São consideradas parametrizações distintas para curvas de atuação e correntes de *pick-up* para correntes fluindo nos dois sentidos. Tanto para os casos de faltas permanentes quanto faltas temporárias, serão afetados os consumidores à jusante do dispositivo de proteção que operou (que pode ou não ser o DII), conforme pode ser observado na Figura 3.

Na Figura 3 ilustra-se a lógica de verificação de cenários adotada neste trabalho para determinar o impacto das faltas nos indicadores ENS e DEC.

A ENS total do alimentador para cada ano do horizonte de planejamento é dada pela soma das parcelas de interrupções permanentes e temporárias, calculadas segundo as Equações 3.4 e 3.5, respectivamente.

$$P_y = \sum_{i \in \beta} \sum_{j \in \beta} x_{i,j} \sum_{h \in \varphi_j} \left(\frac{\lambda_h L_h}{\tau} \right) [I_{j,y}^{perm} - OI_{j,y} - TC_{j,y}] \quad (3.4)$$

$$T_y = \sum_{i \in \beta} \sum_{j \in \beta} x_{i,j} \sum_{h \in \varphi_j} \left(\frac{\gamma_h L_h}{\tau} \right) [I_{j,y}^{temp} - TC_{j,y}] \quad (3.5)$$

sendo β é o conjunto de todas as seções, as quais são definidas pela topologia do sistema de proteção. A variável binária $x_{i,j}$ indica se a seção j é afetada pela incidência de curto-circuito na seção i . O conjunto φ_j é composto pelos ramos h pertencentes à seção j . L_h , λ_h

Figura 3 – Fluxograma do Cálculo de ENS e DEC

Fonte: Elaborada pelo autor.

e γ_h são, respectivamente, o comprimento, a taxa de falhas permanentes/ano e taxa de falhas temporárias/ano do ramo h . τ é o tempo do horizonte de planejamento em horas. $I_{j,y}^{perm}$ é o fornecimento de energia interrompido na seção j no ano y pela incidência de faltas permanentes na seção i . $OI_{j,y}$ e $TC_{j,y}$ representam as restaurações de cargas da seção j devido à operação ilhada e transferências de carga para alimentadores vizinhos, respectivamente, no ano y . Por fim, $I_{j,y}^{temp}$ representa o fornecimento de energia interrompido no ramo j durante o ano y pela incidência de faltas temporárias na seção i . Cabe salientar que as taxas de falhas dos trechos podem ser obtidas através de dados históricos do alimentador, caso não haja disponibilidade destes indicadores, o usuário pode estimar as taxas de falhas.

Interrupções à Montante do Dispositivo

As seções à montante do dispositivo que define a seção em falta são afetadas quando:

- O dispositivo é uma chave de manobra (independentemente do tipo de falta): neste caso, o dispositivo não possui a atribuição “proteção”, assim o dispositivo de proteção à montante mais próximo deve atuar e as regiões pertencentes às seções de ambos dispositivos sofrem interrupção do fornecimento de energia.

Interrupções à Jusante do Dispositivo

As seções à jusante do dispositivo que define a seção em falta são afetadas quando:

- Falta Permanente (independentemente do tipo de dispositivo): para isolar uma falta permanente, o suprimento das cargas da seção deve ser interrompido até que a falta seja removida. Assim, independentemente do tipo de dispositivo a seção em questão deve ser desenergizada.
- Falta Temporária (afeta fusíveis e chaves de manobra): caso ocorra a atuação de um fusível para uma falta temporária, esta seção permanecerá desenergizada até que o dispositivo seja reparado. De forma similar, quando uma falta ocorre na seção definida por uma chave de manobra, o dispositivo à montante mais próximo deve ser sensibilizado desenergizando também a região à jusante da chave. É importante destacar que ambas situações ocorrem apenas se nenhum religador à montante atuar em característica instantânea.

Restauração pela Operação Ilhada

A operação ilhada é considerada apenas para faltas permanentes. A soma da capacidade de injeção de potência dos GDs despacháveis contidos na região ilhada deve ser, no mínimo, igual à demanda das cargas da região para que o ilhamento seja considerado factível.

Restauração pela Transferência de Cargas para Alimentadores Vizinhos

A transferência de carga para alimentadores vizinhos é considerada, sendo a região de transferência delimitada por um dispositivo de manobra (chave ou religador). A capacidade do alimentador em análise deve ser, no mínimo, igual à demanda da região transferida para que a operação seja considerada factível.

3.1.2 Indicador de Continuidade DEC

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) exige das EDs um padrão de qualidade para a distribuição de energia elétrica que é medido através de alguns indicadores apresentados em [Agência Nacional de Energia Elétrica \(2018\)](#). Dentre os quesitos avaliados estão os indicadores coletivos de continuidade do fornecimento de energia: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Os indicadores são apurados pelas EDs periodicamente e encaminhados à ANEEL que, a partir da verificação da continuidade do serviço, pode aplicar sanções financeiras (multas) ou, persistindo os índices negativos, retirar a concessão da ED. Tanto o indicador DEC quanto o FEC são contabilizados apenas quando a duração da interrupção do fornecimento de energia supera 3 minutos. Ambos indicadores são impactados pela alocação e operação dos dispositivos de proteção. No entanto, o índice FEC só deixa de ser contabilizado para alguns eventos de falta

temporária, *i.e.*, quando um dispositivo com função de religamento automático atua o índice FEC não é incrementado. Caso contrário, é necessário que as ações de chaveamento dos dispositivos sejam executadas em tempo inferior a 3 minutos ou a interrupção será contabilizada ao FEC. Por outro lado, a atuação adequada dos dispositivos de proteção causa a redução da duração da interrupção para todos os tipos de falta. Assim, o indicador DEC é mais afetado pela alocação otimizada dos dispositivos de proteção e manobra. Neste sentido, justifica-se a adoção do DEC como Função Objetivo (FO) em vez do FEC. O DEC total do alimentador para o horizonte de planejamento é calculado segundo a Equação 3.6.

$$DEC_{total} = \sum_{y \in \theta} \left(\frac{\sum_{k \in \beta} C_{k,y} IT_{k,y}}{C_y^{total}} \right) \quad (3.6)$$

sendo $IT_{k,y}$ o tempo total de interrupção do fornecimento de energia para o ramo k no ano y , $C_{k,y}$ a quantidade de consumidores conectados ao ramo k no ano y e C_y^{total} o total de consumidores conectados ao alimentador no ano y .

3.1.3 Custos de Investimentos, Instalação e Manutenção dos Equipamentos

O montante completo de investimentos em equipamentos é dividido em custos de aquisição, custos de instalação e desinstalação e manutenção de equipamentos, conforme descrito na Equação 3.7.

$$C_{equipamentos} = C_{aquisicao} + C_{inst/desinst} + C_{manutencao} \quad (3.7)$$

Visto que a metodologia proposta leva em consideração os dispositivos já instalados no sistema, os custos de aquisição e de instalação/desinstalação de equipamentos depende da análise do sistema de proteção em funcionamento, conforme Equações 3.8, 3.10 e 3.11.

$$C_{aquisicao} = \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} Aq_{d,c} Z_{d,c} \quad (3.8)$$

onde μ é o conjunto de tipos de dispositivos d para possível alocação (fusíveis, religadores, chaves de manobra e DIIs); δ_d é o conjunto de capacidades de operação para um dispositivo do tipo d ; $Aq_{d,c}$ representa o custo de aquisição de um dispositivo do tipo d com capacidade de operação c ; a variável binária $Z_{d,c}$ representa a necessidade de aquisição do equipamento do tipo d com capacidade de operação c e é calculada de acordo com a Equação 3.9. Cabe destacar que o custo de aquisição de um equipamento só é contabilizado se não existir a possibilidade de obter o dispositivo através do remanejamento de elementos já instalados no sistema.

$$Z_{d,c} = \begin{cases} 0 & \text{se } \sum_{k \in \eta} (w_{k,d,c}^{novos} - w_{k,d,c}^{instalados}) \leq 0 \\ 1 & \text{se } \sum_{k \in \eta} (w_{k,d,c}^{novos} - w_{k,d,c}^{instalados}) > 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

sendo η o conjunto de todos os ramos k do SDEE, $w_{k,d,c}^{novos}$ uma variável binária que indica um dispositivo do tipo d e capacidade de operação c a ser alocado no ramo k , enquanto a variável binária $w_{k,d,c}^{instalados}$ representa um dispositivo do tipo d e capacidade de operação c que já se encontra alocado no ramo k do sistema de distribuição em operação.

$$\begin{aligned} C_{inst/desinst} = & \sum_{k \in \eta} \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} [w_{k,d,c}^{novos} \cdot (w_{k,d,c}^{novos} - w_{k,d,c}^{instalados}) \cdot Inst_{d,c} \\ & + w_{k,d,c}^{instalados} \cdot (w_{k,d,c}^{novos} - w_{k,d,c}^{instalados}) \cdot Deinst_{d,c}] \end{aligned} \quad (3.10)$$

onde as variáveis $Inst_{d,c}$ e $Deinst_{d,c}$ representam, respectivamente, o custo de instalação e desinstalação de um dispositivo do tipo d com capacidade de operação c . Desta forma, ainda que os dispositivos instalados no SDEE possam ser remanejados para redução dos investimentos, os custos de desinstalação e instalação do equipamento são contabilizados, a menos que o elemento de proteção adequado já esteja instalado no local correto.

Os custos de manutenção são computados para cada ano do horizonte de planejamento, dependendo do tipo de dispositivo instalado, conforme Equação 3.11. Ressalta-se que o custo de manutenção ao longo dos anos deve ser atualizado ao valor presente assim como na Equação 3.3.

$$C_{manutencao} = \sum_{y \in \theta} \sum_{k \in \eta} \sum_{d \in \mu} w_{k,d} \frac{M_d}{(1 + TIR)^y} \quad (3.11)$$

sendo M_d o custo anual de manutenção de um dispositivo do tipo d .

3.2 Restrições

3.2.1 Parametrização e Coordenação dos Dispositivos de Proteção

A garantia da operação coordenada dos dispositivos de proteção permite determinar o valor da variável $x_{i,j}$ (Equações 3.4 e 3.5) com base apenas no tipo dos dispositivos que delimitam as seções j e i . A parametrização dos dispositivos digitais (configuração das correntes de *pick-up* e dos multiplicadores de tempo) e a dinâmica de operação dos dispositivos de proteção se fundamenta no que é descrito no Capítulo 2. No que tange a parametrização dos dispositivos digitais (relés, religadores automáticos e DIIs), os registros das correntes de CC de neutro (calculadas conforme a Equação 2.1) são utilizadas para determinar a corrente de *pick-up* das

funções 50N e 51N. Cabe salientar que, no caso da coordenação destes dispositivos com fusíveis, as correntes de *pick-up* das unidades de fase e neutro são distintas, mas devem ser coordenadas para uma mesma corrente crítica do fusível, uma vez que este elemento não monitora correntes de neutro. A única restrição que diz respeito ao dimensionamento dos fusíveis (desconsiderando as restrições de coordenação propostas no Capítulo 2) é a limitação da corrente nominal do fusível como superior à corrente máxima de operação do ramo. Desta forma, o fusível não será rompido devido à operação nominal do sistema.

As chaves seccionalizadoras são dispositivos de controle e, portanto, não podem atuar para a eliminação de faltas. Neste sentido, as faltas internas à seção delimitada por um dispositivo de controle devem ser eliminadas através da atuação do dispositivo de proteção à montante mais próximo. Assim, na parametrização das correntes de *pick-up* dos dispositivos de proteção digitais e o dimensionamento dos fusíveis considera-se o aumento da sensibilidade destes elementos atuem devido a faltas incidentes nas seções de dispositivos de controle à jusante.

Outro fator importante a ser considerado no dimensionamento e na parametrização dos dispositivos de proteção são os estresses térmico e mecânico aos quais os condutores são submetidos quando existe a circulação de correntes de curto-circuito. Estes esforços podem danificar e até mesmo romper o condutor dependendo da área de seção transversal, do tempo de exposição e da magnitude da corrente que passa pelo cabo. Portanto a atuação dos dispositivos de proteção deve ocorrer antes que haja dano permanente aos condutores da seção protegida, conforme descrito na Equação 3.12. Os limites e as características operacionais dos condutores de alumínio são detalhados em [Association \(1989\)](#). Uma vez conhecida a área de um condutor, o tempo máximo de exposição a uma certa corrente para que não haja danos permanentes ao cabo é calculado segundo as Equações 3.13 (condutores de alumínio) e 3.14 (condutores de alumínio com alma de aço) ([ASSOCIATION, 1989](#)).

$$T_{protecao} \leq TCC_{secao_protegida} \quad (3.12)$$

$$TCC = \left(\frac{0,0671 \cdot m}{I_{cc}} \right)^2 \quad (3.13)$$

$$TCC = \left(\frac{0,0862 \cdot m}{I_{cc}} \right)^2 \quad (3.14)$$

sendo $T_{protecao}$ o tempo até a atuação do dispositivo de proteção, TCC o tempo crítico de exposição do condutor, I_{cc} a corrente de curto-circuito, em Ampères, que passa pelo condutor e m a área do condutor, em cmils (circular mils, equivalente a 10^6 polegadas).

3.2.2 Alocação dos Dispositivos de Proteção e Manobra

Antes do estágio no qual os dispositivos são parametrizados e dimensionados para que a coordenação da operação seja obtida, é necessário alocar os elementos de proteção e manobra. O

conjunto de elementos candidatos à alocação depende do ramo onde o dispositivo será alocado, por exemplo, fusíveis não podem ser alocados nos ramos que fazem parte do trecho que conecta um GD à Subestação de Energia (SE). Neste contexto, são adotadas as seguintes restrições de alocação:

- Fusíveis não podem ser alocados no alimentador principal: trata-se de uma prática comum adotada pelas EDs que resulta no aumento dos indicadores de continuidade de fornecimento do sistema;
- Fusíveis não podem ser alocados em trechos sujeitos a fluxo reverso de corrente: conforme explanado no Capítulo 2, o fusível não possui a capacidade de bloqueio da atuação baseado no sentido do fluxo de corrente. Assim, em algumas situações de CC o elemento pode atuar de forma desnecessária, isolando uma região sã;
- Fusíveis não podem ser alocados à montante de religadores: visto que a atuação de fusíveis causam, necessariamente, a interrupção do fornecimento de energia à jusante do dispositivo até que este seja substituído. Caso um fusível seja alocado à montante de um religador, que tem a capacidade de manobra e pode restabelecer a circulação de corrente assim que o defeito é eliminado, este perde tal vantagem sempre que o fusível atua para uma falta. Isso porque o suprimento de corrente do próprio religador seria comprometido pela atuação do fusível, não sendo possível restabelecer a circulação de corrente até que o fusível seja reparado, o que pode demorar mais que o tempo de extinção da falta. Neste sentido, impedir a alocação de fusíveis à montante e em série com religadores proporciona soluções com maior confiabilidade;
- DIIs podem ser alocados apenas em ramos candidatos a PAC de regiões de ilhamento: no método adotado neste trabalho, o DII deve ser sensibilizado para faltas localizadas tanto à montante quanto à jusante, considerando correntes de *pick-up* distintas. Desta forma, a alocação do DII em qualquer outro tipo de ramo causaria a operação indevida do sistema de proteção, acarretando em perda de seletividade e aumento das FOs.

Neste contexto, a definição do conjunto de tipos de dispositivos disponíveis para alocação num determinado ramo do SDEE é facilitada com a classificação dos tipos de ramos. Neste trabalho, assim como em [Conceição \(2018\)](#), são definidas três classes de ramos:

- Classe 1: este é o conjunto de ramos que fazem parte do alimentador principal, excluindo os ramos candidatos a Ponto de Acoplamento Comum (PAC) das regiões de ilhamento. Neste trabalho, o alimentador principal é determinado como o trecho de maior extensão do SDEE. Os seguintes dispositivos podem ser alocados em ramos de classe 1: religadores automáticos e chaves de manobra.

- Classe 2: nesta categoria são agrupados os ramos laterais, que não fazem parte do alimentador principal nem são candidatos a PAC de regiões de ilhamento. Os seguintes dispositivos podem ser alocados em ramos de classe 2: fusíveis, religadores automáticos e chaves de manobra.
- Classe 3: por fim, este conjunto de ramos é composto pelos trechos candidatos a PAC das regiões de ilhamento. Os ramos que podem se tornar PAC são todos aqueles que conectam a Subestação de Energia (SE) a um GD. Apenas DIIs e religadores automáticos podem ser alocados em ramos de classe 3.

3.2.3 Restrições Técnicas e Operacionais

A ANEEL, através do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), regulamenta as faixas de tensão de operação aceitáveis para SDEEs ([AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018](#)). Os limiares impostos pela agência devem ser cumpridos durante a operação ilhada bem como na transferência de cargas entre alimentadores. Adicionalmente, os condutores possuem limites de carregamento para que o suprimento das cargas se dê de forma segura. Tanto a magnitude das tensões nos nós do sistema, quanto o módulo das correntes nos ramos da rede podem ser estimados através da rotina de Fluxo de Potência (FP). Desta forma, além da verificação da capacidade dos empreendimentos de geração de uma região de ilhamento, é necessário executar a rotina de FP para determinar se a magnitude das tensões e das correntes estão dentro de faixas de operação aceitáveis durante a operação e transferência de carga. Ainda através da rotina de FP é possível verificar a potência ativa e reativa injetada por cada GD e determinar se os limites físicos da máquina são respeitados, além de garantir que todas as cargas sejam supridas, cumprindo assim a restrição de balanço de potência. Em suma, todas as restrições técnicas e operacionais a serem satisfeitas durante a atuação nominal da rede são analisadas a partir do resultado da rotina de FP.

MÉTODOS APLICADOS PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como discutido nos capítulos anteriores, é importante que a coordenação seja inserida como restrições do problema de planejamento do sistema de proteção de redes de distribuição. Neste contexto, o problema de otimização se torna não linear, de natureza combinatória e de difícil solução. Assim, a resolução do problema através da otimização clássica não garante a otimalidade e pode demandar muito tempo devido à explosão combinatória, a depender das dimensões do alimentador. Neste trabalho o problema de otimização do planejamento do sistema de proteção é dividido em dois subproblemas: (1) otimização da alocação dos dispositivos de proteção e controle; e (2) otimização do dimensionamento e parametrização dos dispositivos de proteção para obtenção da operação coordenada. O método de solução aplicado nesta abordagem é composto da associação entre o *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância) (NSGA-II) e um modelo matemático linear. O subproblema (1) é resolvido através do NSGA-II, enquanto o subproblema (2) é solucionado através de um modelo de Programação Linear (PL). A Figura 4 apresenta, de forma simplificada, o encadeamento entre o NSGA-II e o PL.

A meta-heurística NSGA-II, aplicada para resolver o subproblema de alocação de dispositivos apresentado no Capítulo 3, é descrita na Seção 4.2. Ressalta-se que, no processo de coordenação da operação dos dispositivos de proteção, descrito na Seção 4.3, é imprescindível dispor dos módulos das correntes de curto-circuito em todas as seções do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Adicionalmente é importante conhecer as correntes de operação nominais do alimentador, para que cenários de sobrecarga não sejam confundidos pela proteção

Figura 4 – Encadeamento entre NSGA-II e PL

Fonte: Elaborada pelo autor.

com situações de falta. Assim, com o objetivo de suprir o hiato de informações sobre as correntes de Curto-Circuito (CC) e de operação, foram implementadas duas ferramentas auxiliares: fluxo de potência trifásico desequilibrado e cálculo das correntes de curto-circuito, descritas na seção 4.1. Por fim, na Seção 4.4 é apresentada a ferramenta criada para analisar os riscos de operação indevida dos sistemas de proteção dimensionados.

4.1 Curto-Circuito Probabilístico

As correntes, tensões e perdas de potência ao longo dos alimentadores de um SDEE são calculadas a partir dos valores estimados de potência ativa e reativa das barras da rede através de rotinas chamadas de Fluxo de Potência (FP). Devido às diferenças fundamentais entre os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica, como radialidade, relação entre reatância e resistência elétrica e desbalanceamento de cargas, diferentes métodos são aplicados para o cálculo de FP em SDEE. Os SDEEs apresentam, em geral, cargas desbalanceadas entre fases e poucas malhas, quando existem. Para simplificação do problema, alguns métodos de FP consideram o SDEE radial, balanceado e o fluxo unidirecional de potência, o que desconsidera a injeção de potência na rede através de Geradores Distribuídos (GDs). Em [Balamurugan e Srinivasan \(2011\)](#) é apresentada uma comparação entre os principais métodos de FP aplicados a SDEEs e comprova-se que o método *backward-forward sweep*, apresentado em [Shirmohammadi et al. \(1988\)](#) e [Cheng e Shirmohammadi \(1995\)](#), pode ser aplicado a sistemas trifásicos, desbalanceados, levemente malhados e com GDs.

A execução da rotina de FP resulta no cálculo das grandezas elétricas para um determinado instante de operação do sistema e é evidente que a qualidade dos resultados do FP depende da precisão dos dados de entrada fornecidos (potências ativas e reativas demandadas ou injetadas nas barras). Em SDEEs reais, os dados de demanda, injeção de potência pelos GDs e parâmetros

de outros elementos do sistema (*e.g.* impedância dos ramos do alimentador) estão sujeitos a erros, também chamados de incertezas (PAREJA, 2009). Buscando maior fidelidade do resultado da rotina de FP algumas variáveis determinísticas são substituídas por valores estocásticos com curvas de distribuição de probabilidade compatíveis com o real comportamento das demandas e injeções de potências das cargas e GDs conforme apresentado em Nassar e Salama (2015) e Nassar e Salama (2016). A partir do estado de operação do SDEE, fornecido pela rotina de FP, é possível estimar as correntes de CC considerando a incidência de uma falta em qualquer ramo do alimentador. Existem duas filosofias para o cálculo do módulo das correntes de CC: o uso de componentes simétricas (domínio da sequência) e o uso de métodos que não desacoplam a forma de onda em componentes de sequência (domínio das fases). Visto que os SDEEs nem sempre são simétricos, o uso de componentes simétricas pode se mostrar incapaz de representar de forma fidedigna os eventos de falta. Dentre os métodos de cálculo de curto-circuito empregados em SDEEs não simétricos, a proposta de Zhang *et al.* (1995) ocupa uma posição de destaque. Isto porque o método apresenta bons resultados, demanda pouco esforço computacional e se baseia na rotina de fluxo de potência apresentada em Cheng e Shirmohammadi (1995). Neste trabalho se adota uma versão modificada do método de compensação das correntes de curto-circuito apresentado em Zhang *et al.* (1995). As modificações desenvolvidas, as quais são expostas detalhadamente no apêndice A, garantem a limitação da injeção de corrente de GDs conectados ao sistema através de inversores.

A inserção das variáveis aleatórias inerentes ao sistema na solução do fluxo de carga permite encontrar os possíveis valores das tensões e correntes de operação do SDEE e suas respectivas distribuições de probabilidade. Essa variação nos níveis de tensão alteram as condições pré-falta e, conseqüentemente, as correntes de curto-circuito. Neste sentido um Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) é capaz de fornecer esta informação para o problema de cálculo de curto-circuito em SDEEs. Entretanto os próprios eventos de curto-circuito também estão sujeitos à aleatoriedade de algumas variáveis, tais como local onde o curto-circuito ocorre, tipo de curto-circuito (monofásico, bifásico, bifásico com terra, trifásico e trifásico com terra) e impedância de falta. Considerar estas variáveis aleatórias no problema de cálculo das correntes de falta nos fornece o Curto-Circuito Probabilístico (CCP) (BRACALE *et al.*, 2012; CARPINELLI *et al.*, 2004). A combinação das múltiplas situações de operação pré-falta, resultante da rotina de Fluxo de Potência Probabilístico (FPP), com a aleatoriedade das variáveis relacionadas aos curto-circuitos que ocorrem no sistema de distribuição permite uma análise mais precisa das correntes de falta da rede. Neste sentido, este trabalho considera simultaneamente a variação de demanda/geração, da localização da falta, tipo de falta e da impedância de falta na obtenção das correntes de curto-circuito do sistema através de um CCP, representado no fluxograma da Figura 5.

Os resultados obtidos pela metodologia de CCP (valores calculados e respectivas funções de probabilidade), permitem encontrar, através de uma análise probabilística, os cenários mais frequentes e então planejar o sistema de proteção considerando estes casos. Como exemplo,

Figura 5 – Fluxograma da Rotina de Curto-Circuito Probabilístico

considere o histograma das correntes de curto-circuito de um dado ramo de um SDEE apresentado na Figura 6. No histograma é destacado um intervalo que contém 95% das correntes de curto-circuito que podem circular por um ramo. Caso as correntes de curto-circuito críticas sejam configuradas como aquelas que delimitam o intervalo de confiança destacado na Figura 6, o método proposto será capaz de projetar um sistema que possui um intervalo de confiança de 95% para a correta operação (coordenada e seletiva) do sistema de proteção, e um risco de 5% para a operação indevida da proteção. Tal consideração resulta em custos de investimento menores, pois casos extremos, com baixa probabilidade de ocorrência, que necessitam de maior investimento em equipamentos para a correta operação do sistema de proteção não são considerados na solução do problema. A faixa de correntes utilizada durante o planejamento é estabelecida pelo setor de planejamento das empresas de distribuição, assumindo mais ou menos risco para o sistema. Caso seja de interesse da empresa que o sistema seja robusto suficiente para operar corretamente para qualquer condição, basta escolher o intervalo de confiança de 100%, assim todos os casos serão contemplados durante a fase de planejamento.

Figura 6 – Representação da Função de Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 Alocação dos Dispositivos de Proteção e Manobra

O problema de otimização descrito no Capítulo 3 é de difícil solução, visto que se trata de um problema não linear, não convexo, com variáveis inteiras e de natureza combinatória. Adicionalmente, algumas das Funções Objetivos (FOs) adotadas não possuem modelagem matemática definida na literatura. Assim, um algoritmo genético multiobjetivo é empregado na solução do problema. Em [Pereira *et al.* \(2017b\)](#), [Pereira *et al.* \(2018\)](#) e [Conceição \(2018\)](#) são apresentadas comparações entre as soluções propostas por um Algoritmo Genético (AG) mono-objetivo e um NSGA-II. Os resultados apontam a superioridade do segundo método. Neste cenário, o NSGA-II é adotado neste trabalho como método para solução do problema.

4.2.1 Codificação das Soluções

A codificação dos cromossomos é feita através de um vetor inteiro de n posições, onde n é o número de ramos do SDEE. Os genes podem assumir valores entre 0 e 5; 0 indica a ausência de qualquer dispositivo, 1 indica a alocação de um fusível com esquema de operação *fuse-save*, 2 indica a alocação de um religador automático, 3 indica a presença de uma chave de manobra, 4 traduz a instalação de um Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII) e 5 representa a alocação de um fusível com esquema de operação *fuse-blow*. na Figura 7 ilustra-se a codificação de uma topologia de sistema de proteção.

Figura 7 – Codificação dos Cromossomos

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.2 Operadores Genéticos

Os operadores genéticos desempenham um papel crucial para que o AG apresente boas soluções. Através da combinação entre os cromossomos, novas soluções são encontradas o que permite aproveitar as boas características das duas soluções combinadas. A mutação proporciona ao método a capacidade de evitar ótimos locais através da inserção de pequenas modificações às soluções já encontradas. Neste contexto, tão fundamental quanto a necessidade de codificar as soluções de forma adequada é dispor de operadores genéticos capazes de diversificar a população de cromossomos, explorando assim o espaço de busca.

A aplicação de qualquer operador genético parte de soluções da população corrente do AG, as quais são selecionadas através da aplicação de dois torneios. No primeiro torneio são selecionados aleatoriamente dois cromossomos, os quais são comparados utilizando os conceitos de não dominância e *crowding distance* (que são explanados na Subseção 4.2.3), e o mais apto destes é selecionado como o primeiro "pai". O processo se repete para determinação do segundo "pai" e então se aplicam os operadores genéticos.

O primeiro operador a ser aplicado é a recombinação. Neste trabalho são considerados quatro tipos de recombinação, dentre os quais um é escolhido de forma aleatória para ser aplicado aos pais previamente selecionados. Os pontos de recombinação também são escolhidos de forma aleatória. Na Figura 8 são ilustrados os quatro tipos de recombinação adotados neste trabalho. É importante destacar que, dentre todos os tipos de recombinação aplicados, apenas quando existe a inversão dos genes de um cromossomo é possível que o cromossomo resultante seja ineficaz. Isto porque os dispositivos podem ser alocados em ramos de classe incompatível com o elemento instalado.

Após a execução do operador recombinação, aplica-se o operador mutação, o qual provoca mudanças pontuais em um cromossomo. Após selecionado através da aplicação do torneio, o cromossomo tem um de seus genes sorteados de forma aleatória. O valor atribuído ao

Figura 8 – Tipos de Recombinação

Pai1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pai2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
Um ponto de recombinação																																	
Filho1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	3	0	0	0	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
Filho2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dois pontos de recombinação																																	
Filho1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Filho2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversão de uma sequência de genes dos cromossomos																																	
Filho1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Filho2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1
Um ponto de recombinação com inversão de uma sequência de genes																																	
Filho1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1	
Filho2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	

Fonte: Elaborada pelo autor.

gene é analisado e, caso seja diferente de 0, assume valor 0; caso contrário, é atribuído ao gene um valor entre 1 e 5 de forma aleatória respeitando a classe do ramo e os tipos de dispositivos disponíveis para alocação no ponto em questão. Vale ressaltar que ambos operadores genéticos estão sujeitos às taxas de ocorrência descritas na literatura, como taxa de recombinação e taxa de mutação.

4.2.3 Avaliação das Soluções

Os problemas de otimização multiobjetivo com FOs concorrentes, diferente dos casos mono-objetivo onde existe apenas uma solução, apresentam um conjunto de soluções ótimas. Dentre tais soluções, não é possível apontar uma como superior às demais. Assim, a avaliação dos cromossomos em algoritmos multiobjetivos deve ser conduzida baseada no conceito de dominância, em vez de simplesmente analisar a melhor FO como no AG tradicional.

Assim, pode-se dizer que a solução s_1 é melhor que a solução s_2 , ou uma solução s_1 domina a solução s_2 quando s_1 apresenta pelo menos uma das FOs melhor que s_2 e não é pior nas demais FOs quando comparada a s_2 (DEB *et al.*, 2002; MILOSEVIC; BEGOVIC, 2004; CONCEIÇÃO, 2018). Este critério é descrito matematicamente, considerando um problema de minimização com dois objetivos, como:

$$p \xrightarrow{f} q \text{ se } f_r(p) < f_r(q) \text{ e } f_s(p) \leq f_s(q) \quad (4.1)$$

O símbolo " $\rightarrow$ " é o símbolo de dominância. Considerando que p domina qualquer outra solução q , onde $p, q \in P$ ($P \subseteq S$, e S é o espaço de busca do problema), então p é chamada de solução não dominada em P . Todas as soluções p que são não dominadas sobre todo o espaço de

busca S são chamadas de soluções Pareto-ótima (MILOSEVIC; BEGOVIC, 2004; CONCEIÇÃO, 2018).

Neste trabalho, a não dominância é verificada segundo o conceito de base de conhecimento apresentado em Pizzali (2006). Através deste método, na eventualidade de soluções idênticas apenas uma é mantida como não dominada e a outra é removida do conjunto para ceder lugar a outras soluções. Adicionalmente, em casos onde existem poucos cromossomos não dominados o processo é agilizado, visto que quando uma solução é dominada por outra o processo de verificação é interrompido. As bases de conhecimento propostas são definidas conforme apresentado na Tabela 3. A ação "D" indica que o cromossomo deve ser identificado como dominado enquanto a ação "P" determina a permanência do cromossomo no processo de análise da dominância. A partir desta avaliação, é possível apontar as soluções não dominadas. Identificadas as soluções não dominadas da população, estas são removidas da análise para que uma nova avaliação nas soluções remanescentes seja efetuada, encontrando assim um segundo conjunto de soluções não dominadas. Este procedimento é repetido até que todas as soluções da população atual sejam classificadas e alocadas em algum conjunto de soluções não dominadas, ou Fronteira Pareto ($F_1, F_2, \dots, F_n$). A partir da classificação das soluções por dominância é possível determinar quais soluções são melhores. No entanto, quando duas soluções da mesma fronteira pareto são comparadas durante o processo de escolha das soluções "pai", apenas o conceito de dominância não indica qual das soluções deve ganhar o torneio. Neste sentido, é proposto em Deb et al. (2002) o conceito de *crowding distance*.

Tabela 3 – Bases de Conhecimento para Minimização de Três Objetivos

Custo de Equip. (i v.s. j)	CENS (i v.s. j)	DEC (i v.s. j)	Ação	
			i	j
Igual	Igual	Igual	P	D
Igual	Igual	Menor	P	D
Igual	Igual	Maior	D	P
Igual	Menor	Menor	P	D
Igual	Menor	Maior	P	P
Igual	Maior	Maior	D	P
Menor	Menor	Menor	P	D
Menor	Menor	Maior	P	P
Menor	Maior	Maior	P	P
Maior	Maior	Maior	D	P

Fonte: Adaptada de Pizzali (2006).

Crowding distance, ou distância de multidão, é uma métrica integrada ao NSGA-II com o objetivo de priorizar soluções com **fenótipos** variados, em outras palavras, é um mecanismo que penaliza a homogeneidade do conjunto de soluções, evitando a estagnação da busca em ótimos locais. A diversidade de soluções, como proposta em (DEB et al., 2002), é verificada pela análise das FOs. No entanto, considerando a codificação adotada, soluções com FOs distantes podem apresentar cromossomos similares (**genótipos** similares), enquanto soluções com codificações completamente distintas podem apresentar FOs semelhantes. Conforme pode ser observado na

Figura 9, é possível que duas topologias de proteção similares apresentem FOs muito distintas. Isso porque o custo de investimento em uma solução com religador é bastante significativo quando comparado a uma solução com alocação de fusível. Neste contexto, substituiu-se o valor calculado para *crowding distance* pelo potencial de cada cromossomo, determinado segundo a Equação 4.2.

Figura 9 – Ilustração da Semelhança de Codificação

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$P_i = \varepsilon_1 \cdot CD_i + \varepsilon_2 \cdot \omega_i \quad (4.2)$$

Algoritmo 1: Algoritmo para Cálculo do Potencial dos Cromossomos

Entrada: População de soluções do NSGA-II

Saída: Potencial dos cromossomos

início
$$\omega \leftarrow 0$$

`n_ramos` ← quantidade de ramos para alocação de dispositivos

para Todos elementos da população faça

$$CD_i \leftarrow \text{Somatório de crowding distance para todas FOs}$$

fim

para Todos elementos da população faça

Calcula a distância de Hamming do cromossomo i para as demais soluções

se Alguma distância de Hamming $< 0,2 \cdot n_ramos$ então

$$\omega \leftarrow \frac{-1}{\text{Distância Hamming}+1}, \text{ para o cromossomo com o maior valor para o somatório normalizado das FOs}$$
fim

senão

$$\omega_i \leftarrow \frac{\text{Menor Distância Hamming}}{\text{n ramos}}$$

fim

$$P_i = \varepsilon_1 \cdot CD_i + \varepsilon_2 \cdot \omega_i$$

fim

fim

retorna P

onde os pesos ε_1 e ε_2 ponderam, respectivamente, a importância das métricas de diversificação das FOs e das codificações da população. P_i é o potencial de um cromossomo i , CD_i é o valor de *crowding distance* calculado para este cromossomo e ω_i é um atributo calculado para cada cromossomo que depende da distância de Hamming, conforme demonstra o Algoritmo 1. É

possível que um cromossomo assuma potencial negativo, neste caso esta solução é descartada da população e substituída por uma com potencial positivo. Caso a quantidade de cromossomos excluídos seja tal que as soluções remanescentes não totalizem o tamanho da população, novos indivíduos são gerados aleatoriamente e adicionados à população. O fluxograma da Figura 10 demonstra o funcionamento da ferramenta híbrida NSGA-II-PL desenvolvida para a solução do problema de alocação, dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção e manobra.

Figura 10 – Fluxograma da Ferramenta de Otimização Híbrida

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3 Problema de Programação Linear para o Dimensionamento e Coordenação dos Dispositivos de Proteção

A coordenação de dispositivos de proteção é, a princípio, um problema de otimização não linear. Isso se deve ao fato das curvas de operação dos dispositivos de proteção, em geral, apre-

sentarem características exponenciais, como é o caso da curva de atuação dos relés/religadores, definida pela Equação 2.2. Adicionalmente, as correntes de curto-circuito utilizadas para verificar a coordenação da proteção depende dos dispositivos de proteção em análise. A corrente de curto-circuito utilizada para verificação do tempo de atuação do dispositivo de proteção alocado na SE, por exemplo, varia de acordo com o dispositivo com o qual se busca a coordenação, uma vez que as correntes de curto-circuito são dependentes da região protegida. Portanto, o dimensionamento e a parametrização dos dispositivos de proteção dependem da alocação destes. Neste cenário, este trabalho apresenta a linearização das restrições de coordenação e seletividade, assumindo que a alocação dos dispositivos de proteção seja conhecida. Assim, o modelo de PL desenvolvido apresenta o formato de otimização descrito nas Equações 4.3 e 4.4.

$$\min \left\{ \begin{array}{l} \text{Tempo Máximo para Eliminação das Faltas} \end{array} \right. \quad (4.3)$$

$$s.a. \left\{ \begin{array}{l} \text{Coordenação de Relés/Religadores/DIIs com Relés/Religadores/DIIs} \\ \text{Coordenação de Fusíveis com Fusíveis} \\ \text{Coordenação de Relés/Religadores/DIIs com Fusíveis} \\ \text{Sensibilidade dos Relés/Religadores/DIIs para Faltas nas Seções Definidas por Chaves} \\ \text{Sensibilidade dos Fusíveis para Faltas nas Seções Definidas por Chaves} \\ \text{Expansão da Zona de Proteção dos Relés/Religadores/DIIs} \end{array} \right. \quad (4.4)$$

4.3.1 Função Objetivo

O tempo máximo para eliminação de uma falta (TMEF) é dado pelo tempo de atuação de um dispositivo de proteção considerando o menor valor de curto-circuito para o qual este deve ser sensibilizado. Embora não exista meio para atenuação do tempo máximo de atuação de um fusível, a variação do tipo de curva, em dispositivos digitais, altera este indicador. Ainda que a minimização deste valor seja a FO adotada neste trabalho, nada impede o uso de outros indicadores, por exemplo o tempo mínimo para eliminação das faltas. Desta forma, a função objetivo é definida pela Equação 4.5.

$$TMEF = \sum_{b \in \beta} \sum_{a \in \alpha} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{b,a,i,j} \cdot \overline{t_{b,b,a,i,j}} + \sum_{b \in \beta} \sum_{j \in \phi_5} Y_{b,5,1,j} \cdot W \quad (4.5)$$

onde β é o conjunto de seções do alimentador, α é o conjunto de curvas de dispositivos para possível aplicação ($\alpha = \{1, 2, 3, 4, 5\}$ onde os números denotam as curvas 51, 51N, 50, 50N e fusível, respectivamente). Δ_α é o conjunto de correntes de *pick-up* disponíveis para uma curva de operação α ; As curvas 50, 50N, 51 e 51N ($a \in \{1, 2, 3, 4\}$) possuem 3 valores para *pick-up* ($\Delta_a \in \{1, 2, 3\}$), definidos como 1.05, 1.15, 1.25 p.u. para a curva 51 e 1.5, 2.0 e 2.5

p.u. para a curva 51N. As de atuação dos fusíveis não possuem regulação da corrente de *pick-up*. ϕ_a representa o conjunto de curvas de atuação (moderadamente inversa, muito inversa e extremamente inversa) e multiplicadores de tempo (TD_{51} , TD_{51N} , TD_{50} e TD_{50N}). Assim, são 57 possibilidades para as curvas 50, 50N, 51 e 51N e 20 possibilidades para os fusíveis, visto que cada fusível possui uma curva de atuação. $X_{b,a,i,j}$ é uma variável de decisão binária que determina a alocação, na seção b , de um dispositivo com característica de operação a , corrente de *pick-up* i e curva de atuação j . A variável binária $Y_{b,5,1,j}$ indica a alocação de um fusível com esquema de proteção *fuse-blow*, ressalta-se que a adoção deste esquema de proteção é penalizada por um fator W definido, arbitrariamente, como 200. Por fim, $\overline{t_{b,b,a,i,j}}$ representa o tempo máximo de atuação (corrente mínima) de um dispositivo com característica de operação a , corrente de *pick-up* i e curva de atuação j , alocado na seção b , mediante uma falta também na seção b .

4.3.2 Coordenação e Seletividade entre Fusíveis

Conforme apresentado no Capítulo 2, neste trabalho é adotada a operação completamente coordenada e seletiva entre fusíveis, conforme descreve a Equação 4.6. O conjunto de Equações 4.7 e 4.8 restringem o tempo de atuação dos dispositivos de proteção primário e retaguarda, respectivamente, para que o limite físico dos condutores do alimentador não se danifiquem. Por fim, as Equações de 4.9 a 4.12 garantem que apenas um fusível seja alocado nas seções primária (p) e retaguarda (r), além de impedir a alocação de outros tipos de dispositivos, conforme determinado pela rotina de alocação.

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}}) \leq \sum_{j \in \phi_5} ((X_{r,5,1,j} + Y_{r,5,1,j}) \cdot \overline{t_{r,p,5,1,j}} \cdot 0.75) \quad (4.6)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}}) \leq TCC_p \quad (4.7)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{r,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{r,p,5,1,j}}) \leq TCC_r \quad (4.8)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) = 1 \quad (4.9)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{r,5,1,j} + Y_{r,5,1,j}) = 1 \quad (4.10)$$

$$\sum_{a \in \alpha} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{p,a,i,j} = 1 \quad (4.11)$$

$$\sum_{a \in \alpha} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} = 1 \quad (4.12)$$

onde $\overline{t_{r,p,5,1,j}}$ denota o tempo mínimo para atuação (corrente máxima) de um elemento fusível ($a = 5$), com corrente de *pick-up* inalterável ($i = 1$) e capacidade j , alocado na seção de retaguarda p , mediante uma falta na seção primária p . TCC_p e TCC_r são os tempos críticos de exposição

dos condutores das seções primária e retaguarda, respectivamente, às máximas correntes de curto-circuito, determinadas segundo as Equações 3.13 e 3.14.

4.3.3 Coordenação e Seletividade entre Relés/Religadores/DIIs

Assim como a dinâmica de operação entre fusíveis, a operação de dois dispositivos digitais de proteção deve se dar de forma ao dispositivo primário sempre operar antes do dispositivo de retaguarda, tanto com característica instantânea como temporizada, conforme descreve a Equação 4.13. O tempo máximo para operação dos dispositivos de proteção para que não haja dano aos condutores é descrito nas Equações 4.14 e 4.15. O conjunto de Equações compreendido entre 4.16 e 4.19 garante a alocação adequada dos dispositivos de proteção.

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{p,a,i,j} \cdot \overline{t_{p,p,a,i,j}} + k_a) \leq \sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \quad (4.13)$$

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{p,a,i,j} \cdot \overline{t_{p,p,a,i,j}}) \leq TCC_p \quad (4.14)$$

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}}) \leq TCC_r \quad (4.15)$$

$$\sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{p,a,i,j} = 1 \quad \forall a \in \{1,2,3,4\} \quad (4.16)$$

$$\sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} = 1 \quad \forall a \in \{1,2,3,4\} \quad (4.17)$$

$$\sum_{i \in \Delta_5} \sum_{j \in \phi_5} X_{p,5,i,j} = 0 \quad (4.18)$$

$$\sum_{i \in \Delta_5} \sum_{j \in \phi_5} X_{r,5,i,j} = 0 \quad (4.19)$$

sendo k_a uma constante para garantia da margem segura para operação correta do sistema de proteção, considerando um dispositivo de proteção a ($k = \{0.2, 0.2, 0.05, 0.05, 0.2\}$).

4.3.4 Coordenação e Seletividade entre Relés/Religadores/DIIs e Fusíveis

Neste trabalho são implementados dois esquemas de proteção para relação de operação entre fusíveis e dispositivos de proteção com religamento automático operando com característica instantânea: *fuse-save* e *fuse-blow*. No primeiro caso, o relé/religador/DII deve operar antes do fusível, impedindo a fusão deste, conforme descreve a Equação 4.20. Já no segundo esquema de proteção, o fusível deve atuar antes da operação instantânea do dispositivo religador, evitando o desligamento transitório de cargas à montante, conforme apresentado na Equação 4.21. Para a operação temporizada apenas o esquema *fuse-blow* é adotada. Assim, o fusível deve se romper antes da operação do relé/religador/DII, conforme evidencia a Equação 4.22. A integridade dos

condutores nas seções primária e secundária é garantida através das Equações 4.23 e 4.24, e a alocação adequada dos dispositivos se deve ao conjunto de Equações 4.25 a 4.28. É importante destacar que, uma vez que a alocação dos dispositivos é feita previamente, o modelo matemático é capaz de utilizar apenas a restrição válida considerando o esquema de proteção determinado pela rotina de alocação.

$$\sum_{j \in \phi_5} X_{p,5,1,j} \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}} \geq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \cdot 1.35) \quad (4.20)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (Y_{p,5,1,j} \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}} \cdot 1.35) \leq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \quad (4.21)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}} + k_5) \leq \sum_{a \in \{1,2\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \quad (4.22)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}}) \leq TCC_p \quad (4.23)$$

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \leq TCC_r \quad (4.24)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) = 1 \quad (4.25)$$

$$\sum_{a \in \alpha} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{p,a,i,j} = 1 \quad (4.26)$$

$$\sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} = 1 \quad \forall a \in \{1,2,3,4\} \quad (4.27)$$

$$\sum_{i \in \Delta_5} \sum_{j \in \phi_5} X_{r,5,i,j} = 0 \quad (4.28)$$

4.3.5 Calibração da Sensibilidade de Relés/Religadores/DIIs para Seções Definidas por Chaves de Manobra

As chaves de manobra não possuem a capacidade de eliminar as correntes de curto-circuito, de forma que o dispositivo de proteção à montante mais próximo deve atuar. Não existe verificação de coordenação para esta dinâmica de operação, no entanto o dispositivo à montante mais próximo deve ser sensibilizado por qualquer falta dentro da seção delimitada pela chave de manobra e atuar antes que qualquer condutor seja danificado, conforme descreve a Equação 4.29. A alocação do relé/religador/DII é garantida pelas Equações 4.30 e 4.31.

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \leq TCC_p \quad (4.29)$$

$$\sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} = 1 \quad \forall a \in \{1,2,3,4\} \quad (4.30)$$

$$\sum_{i \in \Delta_5} \sum_{j \in \phi_5} X_{r,5,i,j} = 0 \quad (4.31)$$

4.3.6 Calibração da Sensibilidade de Fusíveis para Seções Definidas por Chaves de Manobra

De forma análoga ao descrito na subsecção anterior, a garantia de atuação do fusível em tempo factível é descrita na Equação 4.32, enquanto as Equações 4.33 e 4.34 determinam a alocação correta do dispositivo de proteção.

$$\sum_{j \in \phi_5} X_{r,5,1,j} \cdot \overline{t_{r,p,5,1,j}} \leq TCC_p \quad (4.32)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} X_{r,5,1,j} = 1 \quad (4.33)$$

$$\sum_{a \in \alpha} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} = 1 \quad (4.34)$$

4.3.7 Expansão da Zona de Proteção dos Relés/Religadores/DIIs

A adição desta restrição faz com que a zona de proteção de um dispositivo com capacidade de religamento automático se estenda além da zona de proteção de um dispositivo de proteção sem tal capacidade, *i.e.*, esta restrição se aplica apenas em cenários onde existem pelo menos dois fusíveis em série. Neste sentido, a Equação 4.35 deve ser incluída no conjunto de restrições de coordenação e seletividade entre dois fusíveis (Seção 4.3.2). Destaca-se ainda que a expansão da zona de proteção não pode se sobrepor à zona de proteção delimitada por um fusível com esquema de proteção *fuse-blow*.

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{p,5,1,j} \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}}) \geq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{i \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{e,a,i,j} \cdot \overline{t_{e,p,a,i,j}} \cdot 1.35) \quad (4.35)$$

onde $X_{e,a,i,j}$ indica a alocação de um dispositivo de proteção na seção e . A seção e é definida pelo primeiro dispositivo com capacidade de religamento automático à montante do fusível primário, alocado na seção p . É importante salientar que, visto que a alocação dos dispositivos é feita antes da aplicação do modelo matemático, a seção e é conhecida.

Na prática a Equação 4.35 causa o incremento do tempo de operação do fusível protegido, localizado na seção r e mais próximo do religador. Desta forma permite-se que o tempo de atuação do fusível protetor, localizado na seção p e mais afastado do religador, também seja aumentado possibilitando a atuação do religador, com característica instantânea, antes do rompimento dos fusíveis. Assim, o cenário de conversão de uma falta temporária em permanente devido à atuação de um fusível é eliminado.

4.3.8 Relaxação das Restrições Inativas

As restrições de coordenação e seletividade devem ser verificadas apenas para dispositivos de proteção efetivamente alocados. Se a variável binária de decisão X associada a um determinado dispositivo assume valor zero, então este dispositivo não é alocado. Portanto, as restrições relacionadas à coordenação deste dispositivo são, automaticamente, satisfeitas, do contrário o problema de otimização não pode ser resolvido. Considerando a restrição dada pela Equação 4.22, se os dois lados da desigualdade possuem variáveis binárias que assumem valor zero, matematicamente a restrição é violada. Existem diversas curvas de atuação, correntes de *pick-up* e capacidades de fusíveis e religadores disponíveis para a instalação, no entanto apenas um dispositivo é alocado, e todas as outras variáveis de decisão assumem valor zero. Neste cenário, sem a relaxação das restrições de coordenação e seletividade surgiriam múltiplas violações às restrições e a topologia de proteção seria considerada inefetiva. Para tratar a situação descrita, se emprega o método *Big-M*, substituindo a Equação 4.22 pela Equação 4.36.

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}} + k_5 - M_1) \leq \sum_{a \in \{1,2\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \underline{t_{r,p,a,i,j}} + M_2) \quad (4.36)$$

sendo as variáveis M_1 e M_2 como $500(1 - X_{p,5,1,j} - Y_{p,5,1,j})$ e $500(1 - X_{r,a,i,j} - Y_{r,a,i,j})$, respectivamente. Analogamente, a mesma relaxação deve ser feita para as Equações 4.6, 4.13, 4.20, 4.21 e 4.35, as quais são substituídas pelas Equações 4.37, 4.38, 4.39, 4.40 e 4.41, respectivamente. M_3 e M_4 são definidos como $500(1 - X_{r,5,1,j} - Y_{r,5,1,j})$ e $500(1 - X_{p,a,i,j} - Y_{p,a,i,j})$, respectivamente.

$$\sum_{j \in \phi_5} ((X_{p,5,1,j} + Y_{p,5,1,j}) \cdot \overline{t_{p,p,5,i,j}} - M_1) \leq \sum_{j \in \phi_5} ((X_{r,5,i,j} + Y_{r,5,i,j}) \cdot \underline{t_{r,p,5,i,j}} \cdot 0.75 + M_3) \quad (4.37)$$

$$\sum_{a \in \{1,2,3,4\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{p,a,i,j} \cdot \overline{t_{p,p,a,i,j}} + k_a - M_4) \leq \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \underline{t_{r,p,a,i,j}} + M_2) \quad (4.38)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{p,5,1,j} \cdot \underline{t_{p,p,5,1,j}} + M_1) \geq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \cdot 1.35 - M_2) \quad (4.39)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (Y_{p,5,1,j} \cdot \overline{t_{p,p,5,1,j}} - M_1) \leq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \cdot 1.35 + M_2) \quad (4.40)$$

$$\sum_{j \in \phi_5} (X_{p,5,1,j} \cdot \underline{t_{p,p,5,1,j}} + M_1) \geq \sum_{a \in \{3,4\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} (X_{e,a,i,j} \cdot \overline{t_{e,p,a,i,j}} \cdot 1.35) \quad (4.41)$$

Cabe destacar ainda que, dependendo da corrente de curto-circuito e da corrente de *pick-up*, a Equação 2.2 pode assumir valores negativos. No mundo real isso representa a não sensibilização do dispositivo, no entanto matematicamente a restrição de coordenação é satisfeita. Assim, as Inequações 4.42, 4.43 e 4.44 devem ser adicionadas a todo conjunto de verificação de coordenação envolvendo relés/religadores/DIIs.

$$\sum_{a \in \{1,2\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{p,a,i,j} \cdot \overline{t_{p,p,a,i,j}} \geq 0 \quad (4.42)$$

$$\sum_{a \in \{1,2\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{r,a,i,j} \cdot \overline{t_{r,p,a,i,j}} \geq 0 \quad (4.43)$$

$$\sum_{a \in \{1,2\}} \sum_{c \in \Delta_a} \sum_{j \in \phi_a} X_{e,a,i,j} \cdot \overline{t_{e,p,a,i,j}} \geq 0 \quad (4.44)$$

4.4 Rotina para Análise dos Riscos de Operação Indevida do Sistema de Proteção

A aplicação da rotina de CCP permite que no projeto do sistema de proteção considere-se apenas os casos mais frequentes de curto-circuito, conforme discutido na Seção 4.1. No entanto, é crucial salientar que, uma vez desconsiderados alguns cenários de curto-circuito, tanto os CENSs quanto o indicador DEC, calculados conforme apresentado no Capítulo 3, não representam a totalidade de custos da operação do sistema de proteção. Isso acontece porque as FOs são calculadas considerando a operação perfeitamente coordenada e seletiva dos dispositivos de proteção, segundo o disposto na Seção 4.3. No entanto, as restrições de coordenação e seletividade são garantidas apenas para uma parte dos casos de curto-circuito, visto que uma parte dos cenários foi excluída do processo de otimização. Assim, uma rotina computacional foi desenvolvida para calcular os custos adicionais associados à operação indevida dos dispositivos de proteção. São consideradas duas possibilidades de operação indevida: perda de seletividade e perda de coordenação.

Perda de Seletividade: Neste cenário dois dispositivos de proteção atuam para uma mesma falta, quando apenas um era suficiente para eliminar o fluxo de corrente para o curto-circuito. A perda de seletividade acontece quando a diferença de tempo entre a atuação do dispositivo primário e a atuação do dispositivo de retaguarda é inferior à margem de segurança para seletividade, e é resultado da desconsideração das correntes de curto-circuito mais altas. A consequência da perda de seletividade é a expansão da área afetada pela falta, visto que a seção definida pelo dispositivo de proteção de retaguarda também sofre interrupção do fornecimento de energia, o que não teria acontecido se a operação se desse de forma correta. Assim, tanto ENS quanto DEC aumentam.

Perda de Coordenação: Este caso expressa a falha do relé/religador/DII em atuar, com característica instantânea, mais rápido que um fusível, com esquema *fuse-save*, alocado à jusante. Este evento é mais comum em SDEEs com GDs, devido às altas correntes de curto-circuito nos ramos laterais (desconsideradas durante a etapa de otimização) que podem causar a rápida atuação dos fusíveis. Como resultado da perda de coordenação, todos os consumidores à jusante do fusível sofrem interrupção de energia, mesmo para faltas temporárias, o que não aconteceria se o relé/religador/DII atuasse primeiro. É importante destacar que este impacto só é perceptível

em casos de faltas temporárias, uma vez que para faltas permanentes o fusível deve atuar antes do dispositivo de retaguarda. Novamente, tanto ENS quanto DEC aumentam.

O Algoritmo 2 descreve o funcionamento da rotina de análise dos riscos de operação desenvolvida neste trabalho.

Algoritmo 2: Algoritmo para Análise da Operação Indevida da Proteção

Entrada: Dados de topologia e parametrização do sistema de proteção

Saída: Custos marginais de ENS e DEC de cada dispositivo de proteção

início

$I^{config} \leftarrow$ Corrente máxima de curto-circuito considerada pela rotina de otimização para cada ramo

para Todos os dispositivos de proteção alocados **faça**

$I_{prim}^{max} \leftarrow \infty$

$I_{ret}^{max} \leftarrow \infty$

identifica o dispositivo de retaguarda

para Todos os cenários de curto-circuito simulados **faça**

$I_{prim}^{atual} \leftarrow$ Corrente que passa, neste cenário de curto-circuito, pelo ramo onde está alocado o dispositivo primário

$I_{ret}^{atual} \leftarrow$ Corrente que passa, neste cenário de curto-circuito, pelo ramo onde está alocado o dispositivo de retaguarda

se $I_{prim}^{atual} < I_{prim}^{max}$ **e** $I_{prim}^{atual} < I_{prim}^{config}$ **então**

se Ocorre perda de coordenação **então**

$I_{prim}^{max} \leftarrow I_{prim}^{atual}$

fim

fim

se $I_{ret}^{atual} < I_{ret}^{max}$ **e** $I_{ret}^{atual} < I_{ret}^{config}$ **então**

se Ocorre perda de seletividade **então**

$I_{ret}^{max} \leftarrow I_{ret}^{atual}$

fim

fim

fim

fim

se $I_{prim}^{max} \neq \infty$ **então**

$PC_{prim} \leftarrow$ probabilidade correntes de curto-circuito com módulo superior a I_{prim}^{max} passarem pelo ramo de alocação do dispositivo de proteção primário

$CustosENS_{prim} \leftarrow$ valor de ENS devido à operação inadequada da proteção

$CustosDEC_{prim} \leftarrow$ valor de DEC devido à operação inadequada da proteção

$CustoMarginalENS_{prim} \leftarrow CustosENS_{prim} \cdot PC_{prim}$

$CustoMarginalDEC_{prim} \leftarrow CustosDEC_{prim} \cdot PC_{prim}$

fim

se $I_{ret}^{max} \neq \infty$ **então**

$PS_{ret} \leftarrow$ probabilidade correntes de curto-circuito com módulo superior a I_{ret}^{max} passarem pelo ramo de alocação do dispositivo de proteção de retaguarda

$CustosENS_{ret} \leftarrow$ valor de ENS devido à operação inadequada da proteção

$CustosDEC_{ret} \leftarrow$ valor de DEC devido à operação inadequada da proteção

$CustoMarginalENS_{ret} \leftarrow CustosENS_{ret} \cdot PS_{ret}$

$CustoMarginalDEC_{ret} \leftarrow CustosDEC_{ret} \cdot PS_{ret}$

fim

fim

retorna $CustoMarginalENS$ e $CustoMarginalDEC$ de cada dispositivo

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentadas as validações das rotinas auxiliares implementadas e aplicações da ferramenta de otimização em dois sistemas teste com características divergentes. Adicionalmente, análises de convergência do método de otimização desenvolvido são apresentadas para cada estudo de caso e os impactos das considerações de operação propostas neste trabalho são explorados. A implementação das ferramentas computacionais se deu em linguagem de programação C++ e para a solução do Programação Linear Inteira (PL) foi utilizado o IBM CPLEX ([IBM, 2020](#)).

5.1 Sistemas Teste

Os parâmetros de entrada para o modelo de otimização relacionados às características das faltas e densidade de consumidores ao longo de um alimentador podem ser inseridos pelo usuário, ajustando-se assim os dados de entrada à realidade do sistema. No entanto, os resultados apresentados neste trabalho são fruto do emprego dos parâmetros apresentados a seguir. As taxas de incidência de faltas temporárias (λ) e permanentes (γ) são fixadas em 0,98 faltas/km/ano e 0,072 faltas/km/ano, respectivamente ([CONCEIÇÃO, 2018](#)). A quantidade de consumidores conectados em uma barra com demanda não-nula depende do tipo de região onde o nó está localizado, conforme apresentado na Tabela 4. Os Custos de Energia Não Suprida (CENS) são calculados baseado no tipo de consumidor afetado e os valores são descritos na Tabela 5. Os custos de aquisição, instalação, desinstalação e manutenção de cada dispositivo são apresentados na Tabela 6. O horizonte de planejamento para todos os estudos de caso apresentados neste trabalho é de 5 anos.

Tabela 4 – Características das Regiões do Sistema Teste

	Percentual de Consumidores Residenciais	Percentual de Consumidores Comerciais	Percentual de Consumidores Industriais	Total de Consumidores Conectados a Cada Nó
Região Genérica	50%	30%	20%	10
Região Residencial	70%	25%	5%	30
Região Comercial	5%	80%	15%	20
Região Industrial	5%	10%	85%	5

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 5 – Custos das Interrupções por Tipo de Consumidor

	Custo da Interrupção (\$/kWh)
Consumidor Residencial	1,50
Consumidor Comercial	3,00
Consumidor Industrial	4,64

Fonte: Adaptada de [Silva et al. \(2008\)](#).

Tabela 6 – Custos dos Dispositivos de Proteção e Manobra

Dispositivo	Intervalo da Corrente de Operação Nominal (A)	Custo de Aquisição (\$)	Custo de Inst/Desinst (\$)	Custo de Manutenção (\$)
Fusível	0 - 6	300	100	50
	06-10	400		
	10-15	500		
	15 -25	600		
	25 -40	700		
	40 -65	800		
	65 - 100	900		
	100 - 140	1000		
	140 - 200	1100		
Religador Automático	0 - 1000	15000	2000	1000
Chave de Manobra	0 - 50	3500	800	350
	50 -100	4000		
	100 -300	4500		
	300 -500	5000		
	500 - 1000	5500		
DII	0 - 1000	20000	2500	1500

Fonte: Adaptada de [Meneses \(2012\)](#).

5.1.1 Sistema de 34 Barras

O sistema de 34 barras se trata de um alimentador trifásico desbalanceado amplamente utilizado na literatura ([Institute of Electrical Electronics Engineers, 2010](#)). Os trechos de condutores entre os nós deste sistema são particularmente longos. O sistema opera com tensão nominal 24,9 kV e possui carga nominal de aproximadamente 2 MVA. Os dados originais do sistema não incluem alimentadores vizinhos ou Geradores Distribuídos (GDs) conectados ao alimentador.

No entanto, neste trabalho são consideradas a inserção de um alimentador vizinho e dois GDs trifásicos, conforme ilustra a Figura 11. O alimentador vizinho possui capacidade igual a 800 kVA enquanto a potência nominal cada GD é igual a 300 kVA; seus fatores de potência são mantidos constantes e iguais a 0,95. A Tabela 7 exibe os dados relacionados à limitação das correntes de curto-circuito dos GDs.

Figura 11 – Diagrama Unifilar do Sistema Teste 34 Barras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Dados dos Geradores

	GD ₁	Parque Eólico
Potência Ativa Máxima (kW)	300	300
Potência Reativa Máxima (kVar)	300	-
Potência Reativa Mínima (kVar)	-100	-
Reatância de Curto-Circuito (%)	8	8
Potência do Transformador de Conexão (kVA)	300	300
Tensões Nominais do Transformador de Conexão (kV)	24,9/4,16	24,9/4,16
Impedância do Transformador de Conexão (%)	7	7
Resistência do Transformador de Conexão (%)	0,7	0,7
Limite de Injeção de Corrente no Lado de Alta (A)	-	13

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.1.2 Sistema de 135 Barras

O sistema real, trifásico e equilibrado de 135 barras (LAPSEE, 2019) possui tensão nominal igual a 13,8 kV e demanda nominal de aproximadamente 7 MVA. O sistema original não possui GDs ou alimentadores vizinhos, porém neste trabalho são adicionados 5 GDs e 4 alimentadores vizinhos, conforme mostrado na Figura 12. Os dados dos GDs e a capacidade dos alimentadores vizinhos são expostos nas tabelas 8 e 9, respectivamente.

Figura 12 – Diagrama Unifilar do Sistema Teste 135 Barras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 8 – Dados dos Geradores

	GDs _{1,2,3}	Parque Eólico	Fazenda Solar
Potência Ativa Máxima (kW)	1000	1000	50
Potência Reativa Máxima (kVar)	600	-	-
Potência Reativa Mínima (kVar)	-300	-	-
Reatância de Curto-Circuito (%)	11	11	8
Potência do Transformador de Conexão (kVA)	1000	1000	75
Tensões Nominais do Transformador de Conexão (kV)	13,8/4,16	13,8/4,16	13,8/4,16
Impedância do Transformador de Conexão (%)	6	6	6
Resistência do Transformador de Conexão (%)	0,6	0,6	0,6
Limite de Injeção de Corrente no Lado de Alta (A)	-	83	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 9 – Capacidades dos Alimentadores Vizinhos

	Capacidade do Alimentador (kVA)
Alimentador 1	800
Alimentador 2	500
Alimentador 3	800
Alimentador 4	500

Fonte: Adaptada de [Silva \(2005\)](#).

5.2 Validação da Rotina de Curto-Circuito Probabilístico

A validação da rotina de Fluxo de Potência (FP) e cálculo de Curto-Circuito (CC) é efetuada para dois cenários do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) de 135 barras: sem GDs e com a inserção do GD_1 . O GD_1 é uma máquina síncrona de 1 MVA operando com

fator de potência 0,95 constante enquanto conectado ao alimentador principal. Para os estudos de curto-circuito, a potência da subestação é limitada em 50 MVA.

Para verificação dos cálculos das correntes de curto-circuito, o SDEE e o gerador, com seus controladores de tensão de campo e velocidade, foram modelados usando o *software Alternative Transients Program (ATP)*, que é um *Electromagnetic Transients Program (EMTP)* gratuito. Nesta seção são apresentados resultados obtidos aplicando CCs monofásicos com impedância de falta 30Ω e trifásicos sem impedância de contato. A comparação entre as correntes de contribuição para curto-circuitos obtidas através do método de cálculo de CC implementado e da simulação no ATP é apresentada detalhadamente no Apêndice B. Os erros de cálculo observados podem ser atribuídos fundamentalmente à atuação dos controles do GD, visto que quando o gerador é representado como uma fonte de tensão os erros de cálculo se tornam praticamente nulos. A ferramenta de cálculo das correntes de CC se mostra eficiente, visto que o erro percentual para todos os tipos de falta é no máximo 6%, exeto para alguns pontos isolados.

Devido a falta de dados de alimentadores reais ou disponíveis na literatura, a função de distribuição de probabilidade das impedâncias de contato do CC foi definida arbitrariamente pelo autor como uma lognormal, o ponto de falta é determinado a partir de uma distribuição uniforme e os tipos de falta são distribuídos da seguinte maneira: 60% das faltas são monofásicas, 20% são bifásicas, 15% são trifásicas e 5% envolvem duas fases e terra. Ressalta-se que as distribuições de probabilidade associadas às variáveis estocásticas podem ser alteradas com facilidade. Os dados das variáveis estocásticas adotadas neste trabalho são mostrados na Tabela 10. É importante salientar que a estocasticidade das cargas é considerada de forma independente entre fases, o que significa que um sistema com cargas balanceadas entre fases, como a rede de 135 barras, perde esta característica, de forma que o módulo da corrente residual se torna diferente de zero.

Tabela 10 – Parâmetros das Variáveis Estocásticas

Variável	Função Densidade de Probabilidade	Parâmetros da Função
Carga	Normal	$\mu = \text{potência nominal}, \sigma = \frac{0,4\mu}{3}$
Velocidade do Vento	Weibull	$\mu = 2,22, \beta = 9,70$
Irradiação Solar	Uniforme (Real)	Min = 0 Max = 1
Local da Falta	Uniforme (Inteira)	Min = 1 Max = n_nos
Impedância da Falta	Lognormal	$\mu = \ln(5), \sigma = 1$

Fonte: Elaborada pelo autor.

A ferramenta de Curto-Circuito Probabilístico (CCP) desenvolvida depende da execução da simulação de Monte Carlo, o que torna a qualidade dos resultados dependente da calibração da quantidade de casos simulados, para que todos os eventos sejam considerados. Desta forma, é natural obter um número mínimo de iterações da simulação Monte Carlo para cada sistema teste. As Figuras 13 e 14 mostram os histogramas das correntes de CC que passam pelas subestações devido a incidência de faltas ao longo dos alimentadores dos sistemas teste. É importante observar a invariância das distribuições acumuladas em ambas figuras mediante o aumento do número de casos de curto-circuito, o que indica a suficiência da quantidade de casos simulados.

Figura 13 – Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito a Subestação do Sistema 34 Barras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 14 – Distribuição de Probabilidade das Correntes de Curto-Circuito na Subestação do Sistema 135 Barras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que, devido ao nível de tensão reduzido e à demanda elevada, as correntes nominais que circulam pelos condutores do alimentador com 135 nós possuem magnitude maior que as observadas no alimentador de 34 barras. Adicionalmente, ao contrário do alimentador de 34 barras, este sistema possui trechos curtos, de forma que as correntes de curto-circuito observadas para faltas com baixa impedância de contato sofrem menores mitigações devido à reduzida impedância dos trechos. Assim, as correntes de curto-circuito observadas na subestação do sistema de 135 barras apresentam magnitudes superiores às observadas na Subestação de Energia (SE) do sistema de 34 barras, independentemente do local da falta. A demanda nominal do sistema teste de 34 barras causa a circulação correntes com magnitude em torno de 60 A.

As cargas do sistema de 135 barras provocam a circulação de correntes de operação da ordem de 300 A. Neste sentido é possível verificar na Figura 14 que a parametrização da proteção da subestação para que esta seja sensibilizada para todos os cenários de curto-circuito é desafiadora, visto que algumas correntes são inferiores à corrente de carga máxima do sistema. Por outro lado, observa-se na Figura 13 que os cenários de curto-circuito que causam as correntes de menor intensidade na subestação ainda provocam a circulação de correntes pelo menos 2 vezes superior à corrente máxima de operação da subestação.

5.3 Estudo de Caso para o Sistema de 34 Barras

5.3.1 *Análise Estatística da Convergência da Ferramenta de Otimização*

A avaliação estatística da convergência da ferramenta de otimização foi conduzida com base em 30 execuções considerando a mesma população inicial de indivíduos. Uma vez que a fronteira ótima de soluções não é conhecida, a metodologia de convergência adotada analisa a capacidade da rotina de otimização encontrar as mesmas fronteiras não dominadas em todas as execuções. Ressalta-se que a análise visual é dificultada devido à quantidade de objetivos. Neste sentido, optou-se pela realização de uma análise estatística formal por meio de testes de averiguação de diferenças entre as médias das Funções Objetivo (FOs) obtidas em cada execução.

A princípio aplicou-se a avaliação de normalidade do valor médio, considerando a quantidade de soluções não dominadas, de cada FO para todas as execuções, através do teste de Shapiro-Wilk. No entanto, para nenhuma das execuções do teste o p-valor indicou que a hipótese nula deveria ser aceita, considerando um intervalo de confiança de 95%. Para este teste, a hipótese nula é traduzida na semelhança estatística entre os resultados das execuções da otimização e uma distribuição Normal. Dado que os conjuntos de médias das FOs não são distribuídos segundo uma Gaussiana, aplicou-se o teste não paramétrico de Friedman para verificação de diferenças entre as médias das FOs. Adicionalmente, o teste *posthoc* de Nemenyi foi empregado para cálculo da magnitude das diferenças. Utilizando um intervalo de confiança de 95% para ambos testes, a distância crítica do teste de Nemenyi foi calculada como 3,725. Isto significa que, caso a diferença entre a média ranqueada dos intervalos referentes a duas amostras seja inferior a 3,725, não se pode afirmar que existe diferença estatística entre estas.

As Figuras 15, 16 e 17, que mostram a comparação da média de cada FO para cada execução da rotina de otimização, atestam a capacidade de convergência do algoritmo. Nota-se que todos os valores médios das FOs apresentam sobreposição considerada a distância crítica (área hachurada), o que indica que não se pode afirmar que existe diferença estatística significativa entre as médias das soluções encontradas. Isto é, o algoritmo apresentou convergência em todas as execuções do método de otimização.

Figura 15 – Magnitude de Diferenças das Médias de Custos de Equipamentos para o Sistema de 34 Barras

Figura 16 – Magnitude de Diferenças das Médias de CENS para o Sistema de 34 Barras

Figura 17 – Magnitude de Diferenças das Médias de DEC para o Sistema de 34 Barras

5.3.2 Avaliação das Fronteiras de Soluções Não Dominadas Considerando Esquemas de Proteção Distintos

A calibração dos hiperparâmetros tamanho da população e limite de gerações adotada neste trabalho é a mesma apresentada em [Conceição \(2018\)](#): 200 indivíduos e 1000 gerações. Os

conjuntos de soluções não dominadas encontrados pela ferramenta de otimização implementada são apresentadas na Figura 18. Os quatro casos apresentados na Figura 18 são descritos na Tabela 11.

Figura 18 – Conjunto de Soluções Não Dominadas para o Sistema de 34 Barras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 11 – Configuração dos Casos de Otimização

	Transf. de Carga e Ilhamento	<i>Fuse-Save</i>	<i>Fuse-Blow</i>	Considera Apenas 95% dos Cenários
Caso 1	X	✓	X	X
Caso 2	✓	✓	X	X
Caso 3	✓	✓	✓	X
Caso 4	✓	✓	X	✓

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme se pode observar na Figura 18, tanto a Energia Não Suprida (ENS) quanto a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) assumem valores elevados para os padrões desejados pelas Empresas Distribuidoras (EDs) e exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No entanto, este alimentador se estende por mais de 90 km o que aumenta substancialmente a quantidade de faltas estimadas para o horizonte de planejamento, uma vez que as taxas de falhas adotadas neste trabalho são dadas em faltas/km/ano. Constata-se ainda que as soluções não dominadas encontradas desconsiderando a transferência de carga e a operação ilhada dos GDs despacháveis são dominadas pelas soluções obtidas quando estas possibilidades são consideradas. A inclusão do esquema de proteção *fuse-blow* causa uma ligeira redução dos custos operacionais associados às soluções com custo de equipamentos entre \$40.000,00 e \$60.000,00. Por fim, desconsiderar parte dos cenários de curto-circuito permite que a rotina de otimização encontre soluções com CENS reduzidos, no entanto a taxa

de crescimento dos custos de investimento em equipamentos é maior que a taxa de redução das outras FOs. Desta forma, a desconsideração de parte dos cenários de curto-circuito não implica a melhoria da relação custo-benefício das soluções.

A magnitude das correntes de curto-circuito observadas nos ramos do SDEE não ultrapassa 1200 A. Para correntes nessa ordem de grandeza, e sabendo que as menores correntes de curto-circuito apresentam magnitude significativamente maiores que as correntes de operação, o relé da subestação é capaz de atuar, em característica instantânea, antes de qualquer fusível alocado no alimentador. Assim, desconsiderar as correntes de curto-circuito mais altas durante a etapa de otimização não faz com que soluções infactíveis se tornem factíveis, visto que a coordenação entre religador e fusível já era possível. Assim, justifica-se o pequeno impacto de desprezar alguns cenários de curto-circuito. De forma similar, adotar o esquema *fuse-blow* é uma estratégia viável quando a coordenação entre religador e fusível não é possível considerando o esquema *fuse-save*, ou quando as interrupções transitórias causadas pelo chaveamento dos religadores são consideradas e devem ser minimizadas. Posto que nenhuma das hipóteses se aplica ao caso da otimização do sistema de 34 barras, o efeito reduzido da consideração desta estratégia de proteção é explicado.

Haja vista a qualidade das soluções obtidas para o Caso 2 em comparação com os outros casos, as três soluções em destaque na Figura 18 foram selecionadas do conjunto não dominado do Caso 2 para discussão das topologias do sistema de proteção e o impacto nas FOs. Detalhes adicionais das soluções A, B e C, destacadas na Figura 18, são apresentados na Tabela 12. Observa-se que as soluções A e B propõem a alocação dos mesmos dispositivos de proteção e manobra, porém com configurações distintas. Como resultado da divergência topológica as soluções apresentam FOs bastante distintas, visto que os CENSs associados à solução A são 60% maiores que os custos associados à solução B. Por outro lado, a solução B apresenta indicador DEC superior a 100 h para o horizonte de planejamento, de forma que, caso a ED precise manter o indicador inferior a 20 h por ano, esta solução é infactível. Neste sentido, caso o problema de otimização aplicado desconsidere o indicador de confiabilidade DEC como FO, a solução B dominaria a solução A, ignorando uma característica importante da solução B que é a preservação da área de maior densidade de consumidores (à montante do ramo 16) mediante a incidência de faltas à jusante do ramo 16.

Tabela 12 – Detalhes das Soluções A, B e C

	Solução A	Solução B	Solução C
Custo de Equipamentos (\$)	33.328,12	33.328,12	56.728,66
CENS (\$)	614.773,29	382.243,39	276.948,61
DEC (h)	90,81	105,35	68,96
Ramos com Religador	1	1	1
Ramos com <i>Fuse-Save</i>	-	-	5, 24
Ramos com Chave de Manobra	12, 16	12, 26	17, 26
Ramos com DII	-	-	10

Fonte: Elaborada pelo autor.

A implementação solução C demanda maior investimento inicial que o necessário para as soluções A e B. Por outro lado, os demais objetivos são consideravelmente reduzidos. A diferença entre o valor investido e o CENS para a solução C ($-\$220.219,95$) é melhor que as apresentadas pelas soluções A e B ($-\$581.445,17$ e $-\$348.915,27$, respectivamente). Já o indicador DEC da solução C é 24% menor que o da solução A e 34% menor que o da solução B.

5.3.3 Verificação da Dinâmica de Operação do Sistema de Proteção

A topologia de proteção apresentada pela solução C, diferente das soluções A e B, outros dispositivos de proteção além do relé da subestação são alocados. Neste sentido, três situações de curto-circuito não simultâneas e em pontos distintos do alimentador são realizadas para ilustrar a operação coordenada e seletiva do sistema de proteção, considerando os parâmetros estabelecidos pela rotina de otimização. A topologia do sistema de proteção, bem como os pontos de falta simulados, são apresentados na Figura 19.

Figura 19 – Topologia do Sistema de Proteção da Solução C

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme descrito no Capítulo 2, caso as faltas incidentes sejam de natureza permanente, o primeiro dispositivo de proteção à montante da falta deve atuar antes do dispositivo de retaguarda. Assim, para os cenários de curto-circuito ilustrados na Figura 19, os fusíveis dos ramos 5 e 24 devem atuar antes do relé da subestação. Ademais, para uma falta no ramo 15, o DII deve se comportar como um religador comum, atuando para eliminar a falta antes do dispositivo de proteção à montante, que, neste caso, é o relé da subestação. Considerando as faltas de natureza temporária, os dispositivos com função de religamento devem atuar antes dos dispositivos *fuse-save*, enquanto a dinâmica de operação entre os dispositivos digitais se mantém a mesma: o dispositivo primário deve atuar primeiro. Cabe ressaltar que, visto que o relé da subestação deve ter a operação instantânea atrasada em relação ao DII, a capacidade dos fusíveis alocados precisa ser aumentada para que o relé da subestação seja capaz de atuar, com característica instantânea, antes dos fusíveis. Os dados da parametrização dos dispositivos de

proteção são apresentados nas Tabelas 13 e 14, enquanto os coordenogramas para as unidades de fase e neutro são mostrados nas Figuras 20 e 21, respectivamente.

Tabela 13 – Parametrização dos Dispositivos de Proteção da Solução C

Dispositivo de Proteção	Unidade	Curva de Atuação	Multiplicador de Tempo	Tempo Máximo de Operação	Tempo Mínimo de Operação	Corrente de <i>Pick-Up</i>
Relé da Subestação	51	Extremamente Inversa	5,0	-	-	65 A
	51N	Extremamente Inversa	7,5	-	-	30 A
	50	-	2,0	0,1 s	0,1 s	46 A
	50N	-	2,0	0,1 s	0,1 s	14 A
DII (Faltas à Montante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	5 A
	51N	Extremamente Inversa	0,5	-	-	5 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	5 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	5 A
DII (Faltas à Jusante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	10 A
	51N	Moderadamente Inversa	0,5	-	-	25 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	10 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	25 A
Fusível do Ramo 5 (40T)	-	-	-	1,44 s	0,17 s	-
Fusível do Ramo 24 (15T)	-	-	-	1,05 s	0,15 s	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 14 – Tempos de Operação dos Dispositivos de Proteção da Solução C

Local da Falta	Dispositivo Primário	Corrente no Dispositivo Primário	Corrente no Dispositivo Retaguada	Corrente no DII	Ação do Dispositivo Primário	Ação do Dispositivo Retaguada	Tempo até Ilhamento
Ramo 5	Fusível 40T	303 A	735 A (fase)	69 A (fase)	1,44 s	1,72 s	0,13 s
			560 A (neutro)	67 A (neutro)		1,64 s	0,13 s
Ramo 24	Fusível 15T	133 A	282 A (fase)	56 A (fase)	1,05 s	8,52 s	0,17 s
			142 A (neutro)	31 A (neutro)		10,79 s	0,43 s
Ramo 15	DII	317 A (fase)	487 A (fase)	-	0,075 s	6,79 s	-
		185 A (neutro)	267 A (neutro)	-	0,32 s	6,62 s	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 20 – Coordenograma das Unidades de Fase do Sistema de Proteção da Solução C

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 21 – Coordenograma das Unidades de Neutro do Sistema de Proteção da Solução C

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Estudo de Caso para o Sistema de 135 Barras

5.4.1 Análise Estatística da Convergência da Ferramenta de Otimização

A mesma metodologia de análise de convergência aplicada no estudo de caso para o sistema de 34 barras foi empregada na verificação de convergência para o sistema de 135 barras. O teste de Shapiro-Wilk não pôde atestar a normalidade do conjunto de dados e a distância crítica de Nemenyi, utilizada para medição das diferenças entre os conjuntos de dados, foi calculada como

3,5689. Adotou-se intervalo de confiança igual a 95% em todos os testes. As Figuras 22, 23 e 24, que mostram a comparação da média de cada FO para cada execução da rotina de otimização, atestam a capacidade de convergência do algoritmo. Nota-se que a maioria dos valores médios das FOs apresentam sobreposição considerando a distância crítica (área hachurada), o que indica que não se pode afirmar que existe diferença estatística significativa entre as médias das soluções encontradas. Existem três exceções para custos de equipamentos, duas para CENS e uma para DEC. Assim, em 87% das execuções o algoritmo atinge convergência para todas as FOs; em 93% dos casos houve convergência para duas FOs; e, em todas as execuções da ferramenta de otimização é possível afirmar que houve convergência para, pelo menos, uma das FOs.

Figura 22 – Magnitude de Diferenças das Médias de Custos de Equipamentos para o Sistema de 135 Barras

Figura 23 – Magnitude de Diferenças das Médias de CENS para o Sistema de 135 Barras

Figura 24 – Magitude de Diferenças das Médias de DEC para o Sistema de 135 Barras

5.4.2 Avaliação das Fronteiras de Soluções Não Dominadas Considerando Esquemas de Proteção Distintos

O sistema de 135 barras é composto por pequenos ramos com baixa impedância, o que faz com que os módulos das correntes de curto-circuito para faltas com baixa resistência de contato atinjam valores elevados. Para este sistema, as correntes máximas de curto-circuito ultrapassam 1800 A mesmo nos ramos laterais mais afastados da SE. Esta característica do sistema dificulta a alocação de fusíveis com esquema de proteção *fuse-save* visto que, para estas correntes elevadas, é impossível que a operação do religador à montante aconteça antes do rompimento do fusível. Quando não é possível obter tal coordenação a solução é considerada infactível, e, uma vez eliminadas as soluções com a alocação dos fusíveis, os indicadores CENS e DEC são afetados negativamente. Para mitigar o efeito desta característica do sistema na qualidade das soluções propostas pela ferramenta desenvolvida, neste trabalho é proposto que se desconsidere os eventos de curto-circuito mais raros, os quais produzem os menores e mais elevados valores de corrente de curto-circuito, durante o processo de otimização. Assim, o tempo até o rompimento dos elos fusíveis para os eventos de curto-circuito restantes é acrescido o suficiente para que o religador à montante atue a tempo.

Uma segunda particularidade do sistema de 135 barras é que, devido ao carregamento da rede, as correntes nominais que passam pelos condutores do alimentador principal apresentam magnitude elevada (entre 200A e 300A, dependendo da injeção de potência dos GDs). Desta forma, a depender da resistência de contato da falta e do cenário pré-falta, a contribuição da SE para uma falta pode ser confundida com a operação nominal do sistema. No ponto da falta, no entanto, a corrente de curto-circuito apresenta magnitude muito superior à corrente de operação. Neste sentido, o dispositivo de proteção da subestação pode se mostrar ineficiente para operar antes que os condutores próximos do ponto de falta sejam danificados. Em outros casos, a falta de sensibilidade da proteção da SE torna infactível a alocação de fusíveis nestes ramos laterais,

uma vez que não haveria coordenação. Para contornar estes problemas, propõe-se que, uma vez alocado um fusível com esquema de proteção *fuse-blow*, não seja necessária a sensibilização do dispositivo protetor à montante para todas as faltas no interior da zona de proteção do dispositivo protegido. Cabe salientar que a alocação de dispositivos *fuse-blow* também facilita a coordenação entre religadores e fusíveis, visto que o tempo de atuação do fusível deve ser inferior ao do religador, mesmo considerando a característica instantânea de operação do dispositivo digital.

O sistema de 135 barras também é utilizado para validação da ferramenta proposta em [Conceição \(2018\)](#), portanto neste trabalho emprega-se a mesma calibração para o *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância) (NSGA-II): 500 indivíduos e 2000 gerações. As fronteiras não dominadas considerando três casos de otimização são apresentadas na Figura 25. Observa-se que as Figuras 25-c e 25-d são características de problemas de otimização com objetivos concorrentes, *i.e.*, para minimizar CENS, ou DEC, necessariamente o investimento em equipamentos deve ser acrescido. Analisando apenas a Figura 25-b não é possível identificar tal característica. Nota-se, porém, que conforme o custo dos equipamentos é reduzido, é possível identificar antagonismo entre as FOs CENS e DEC. Para elucidar esta afirmação são destacadas as soluções D e E, as quais são detalhadas na Tabela 15. Embora o custo de investimento em equipamentos para estas soluções sejam próximos, os valores de CENS e DEC são discrepantes. Assim, é crucial destacar que considerando apenas CENS e custos de equipamentos, a solução E seria dominada pela solução D. No entanto, dependendo do valor limite de DEC imposto à ED, a solução E pode ser mais interessante que a solução D. Desta forma, o problema de otimização modelado com três objetivos em vez de dois fornece soluções que podem se adaptar melhor às necessidades das EDs.

Figura 25 – Conjunto de Soluções Não Dominadas para o Sistema de 135 Barras

Tabela 15 – Detalhes das Soluções D e E

	Solução D	Solução E
Custo de Equipamentos (\$)	125.403,00	125.403,00
CENS (\$)	105.601,66	104.595,89
DEC (h)	4,77	5,18
Ramos com Religador	1, 4, 24	1, 4, 24
Ramos com <i>Fuse-Save</i>	-	-
Ramos com Chave de Manobra	12, 53, 65	12, 65, 106
Ramos com DII	80, 107	80, 107

O antagonismo das FOs DEC e CENS depende da distribuição das cargas e consumidores ao longo do alimentador. Observe que, embora o sistema de proteção proposto pela solução E possua mais fusíveis, a topologia apresentada na solução D insere duas chaves de manobra nos ramos 12 e 53. Essas chaves permitem a restauração de uma área comercial e outra área residencial em situações de contingência. Uma vez que a região residencial é definida como o tipo que apresenta a maior densidade de consumidores por nó, seguida da região comercial, o índice DEC da solução D é substancialmente inferior devido à inserção das chaves de manobra nestes ramos. Por outro lado, a inserção do DII no ramo 121, observada na topologia de proteção da solução E, permite a restauração de uma região industrial devido à operação ilhada do GD₃. Dado que os custos da interrupção do fornecimento de energia a cargas industriais são superiores àqueles associados a outros consumidores, a inserção do DII no ramo 121 causa uma redução significativa nos CENSs. Assim, para um SDEE com densidade de carga e consumidores constante ao longo do alimentador, CENS e DEC não apresentam característica concorrente no processo de otimização, visto que a otimização de um automaticamente impacta positivamente no outro. No entanto, em SDEEs onde existem regiões com baixa concentração de consumidores e alta demanda, ou alta concentração de consumidores e baixa demanda, a concorrência entre as FOs DEC e CENS é esperada para soluções com custo de investimento reduzido. Soluções com alto investimento em equipamentos deixam de apresentar o comportamento conflitante entre estas FOs porque a inserção de muitos dispositivos permite otimizar ambos objetivos, alocando dispositivos de proteção e manobra na maior parte dos ramos estratégicos.

Verifica-se na Figura 25 que, ao admitir a possibilidade de alocação de fusíveis com o esquema de operação *fuse-blow*, a quantidade de soluções de baixo e médio custo (entre \$50.000,00 e \$150.000,00) sofre um aumento expressivo. Esta característica é apresentada em maior intensidade quando 10% dos cenários de curto-circuito mais raros de cada ramo são desconsiderados. Este fenômeno é de extrema importância visto que, em geral, o capital destinado a investimento em equipamentos é limitado. Salienta-se ainda que a Figura 25, especialmente 25-c e 25-d, ilustra que a maior parte das soluções não dominadas obtidas considerando 100% dos cenários de curto-circuito e apenas a operação *fuse-save* são dominadas por soluções obtidas nos outros casos de otimização. O que corrobora com a hipótese de que a adoção de múltiplos esquemas de proteção e a flexibilização dos cenários casos de curto-circuito utilizados para o processo de otimização causa a redução de custos das soluções. As soluções F e G, destacadas na

Figura 25 e detalhadas na Tabela 16, são obtidas através da consideração do esquema *fuse-blow* e da exclusão de eventos raros de curto-circuito associada à adoção do esquema *fuse-blow*, respectivamente, e apresentam relação custo-benefício superior àquelas observadas nas soluções D e E.

Tabela 16 – Detalhes das Soluções F and G

	Solução F	Solução G
Custo de Equipamentos (\$)	116.721,11	116.166,52
CENS (\$)	75.154,70	68.743,83
DEC (h)	3,28	3,02
Ramos com Religador	1, 62	1, 62
Ramos com <i>Fuse-Save</i>	50	25, 41, 50
Ramos com <i>Fuse-Blow</i>	4, 30, 32, 40, 41, 42, 45, 90, 96	4, 40, 90, 96, 101
Ramos com Chave de Manobra	12, 53, 65, 106	12, 53, 65, 106
Ramos com DII	80, 107	80, 107

Embora a solução G apresente CENS e DEC menores que os associados à solução F, é fundamental pontuar que não é razoável a comparação direta entre as FOs destas soluções. Isto porque, enquanto o sistema de proteção da solução F é dimensionado considerando todos os cenários de curto-circuito, a solução G garante a operação correta dos dispositivos de proteção para 90% dos casos de falta. Desta forma faz-se necessário somar às FOs da solução G os custos associados à possibilidade de operação indevida do sistema de proteção, conforme descrito na Seção 4.4. Os valores adicionais de CENS e DEC devido às perdas de coordenação e seletividade na ocorrência de eventos de curto-circuito não considerados pela ferramenta de otimização são mostrados na Tabela 17. Adicionando os custos estimados da operação indevida às FOs da solução G, o CENS e o DEC se tornam \$ 69.978,16 e 3,24 h, respectivamente. Desta forma, mesmo considerando os custos adicionais, a solução G apresenta uma relação custo-benefício melhor que a solução F.

Tabela 17 – Análise da Operação Indevida do Sistema de Proteção da Solução G

Dispositivo Primário	Dispositivo Retaguarda	Perda de Seletividade CENS Adicional (\$)	DEC Adicional (h·10 ⁻²)	Perda de Coordenação CENS Adicional (\$)	DEC Adicional (h·10 ⁻²)
41	1	-	-	302,02	0,64
25	1	-	-	932,31	21,52
Total		-	-	1.234,33	22,15

5.4.3 Verificação da Dinâmica de Operação do Sistema de Proteção

A topologia do sistema de proteção da solução G é ilustrada na Figura 26, na qual também são mostrados pontos de aplicação de curtos-circuitos para validação da dinâmica de operação dos dispositivos de proteção. As Figuras 27 e 28 ilustram a operação coordenada dos dispositivos de proteção primários e de retaguarda mediante a incidência de falta nos ramos 52 e 96, respectivamente.

Figura 26 – Topologia do Sistema de Proteção da Solução G

Figura 27 – Coordenograma para Falta no Ramo 50

Figura 28 – Coordenograma para Falta no Ramo 96

Observe que, para uma falta no ramo 52, o fusível deve atuar apenas caso o defeito seja de natureza permanente, visto que se trata de um fusível com esquema *fuse-save*. Neste sentido, a operação instantânea do religador à montante (relé da SE) deve ser mais rápida que o tempo mínimo de fusão do fusível considerando a máxima corrente de CC que passa pelo fusível. Na eventualidade de uma falta de natureza permanente, o fusível deve se romper antes da atuação do dispositivo de retaguarda. Assim, o tempo de atuação, com característica temporizada, do relé da SE deve ser superior ao tempo até o rompimento do fusível, considerando a mínima corrente de curto-circuito do elemento primário. Por fim, os DIIs devem atuar tão rápido quanto possível independentemente do tipo de falta. Todas essas características podem ser observadas na Figura 27. Destaca-se ainda que o religador alocado no ramo 62 está à jusante do ponto em falta. Portanto, a corrente passa por este dispositivo no sentido reverso do fluxo nominal da corrente, de forma que a unidade direcional bloqueia a atuação do dispositivo.

A dinâmica de operação do sistema de proteção para uma falta no ramo 96 é diferente, visto que os dispositivos digitais são configurados para atuar depois deste fusível independentemente do tipo e falta (*fuse-blow*). Conforme pode ser observado na Figura 28, o tempo máximo

de operação do fusível, considerando a mínima corrente de CC, é inferior a 50 ms. Porém, nenhum religador consegue atuar mais rápido que 50 ms, portanto a restrição de coordenação é satisfeita. Por fim, cabe salientar que a Figura 28 ilustra ainda a coordenação entre o relé da SE e o religador do ramo 62, visto que mesmo para os casos mais críticos de curto-circuito o religador do ramo 62 atua antes do relé da SE, desde que a falta esteja à jusante do religador. Os detalhes dos tempos de atuação e as parametrizações dos dispositivos de proteção envolvidos nas faltas ilustradas na Figura 26 são apresentadas nas Tabelas 18 e 19, respectivamente.

Tabela 18 – Tempos de Operação dos Dispositivos de Proteção da Solução G

Local da Falta	Dispositivo Primário	Corrente no Dispositivo Primário	Corrente no Dispositivo Retaguarda	Corrente no DII (80/107)	Ação do Dispositivo Primário	Ação do Dispositivo Retaguarda	Tempo até Ilhamento
Ramo 52	Fusível Ramo 50	433 A	1564 A (fase)	108/193 A (fase)	4,34 s	4,85 s	2,57/0,76 s
			1091 A (neutro)	113/190 A (neutro)		4,60 s	0,09/0,07 s
Ramo 84	DII Ramo 80	429 A (fase)	1494 A (fase)	-/52 A (fase)	0,09 s	0,69 s	-/23,86 s
		412 A (neutro)	1106 A (neutro)	-/108 A (neutro)	0,07 s	0,27 s	-/0,09 s
Ramo 96	Fusível Ramo 96	368 A	1558 A (fase)	116/208 A (fase)	0,03 s	0,68 s	0,08/0,06 s
			1059 A (neutro)	114/200 A (neutro)		0,28 s	2,27/0,66 s

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 19 – Parametrização dos Dispositivos de Proteção da Solução G

Dispositivo de Proteção	Unidade	Curva de Atuação	Multiplicador de Tempo	Tempo Máximo de Operação	Tempo Mínimo de Operação	Corrente de <i>Pick-Up</i>
Relé da Subestação	51	Muito Inversa	5,5	-	-	219 A
	51N	Muito Inversa	9,0	-	-	35 A
	50	-	3,0	0,15 s	0,15 s	265 A
	50N	-	3,0	0,15 s	0,15 s	105 A
Religador do Ramo 62	51	Extremamente Inversa	5,0	-	-	37 A
	51N	Extremamente Inversa	2,0	-	-	25 A
	50	-	2,0	0,1 s	0,1 s	294 A
	50N	-	2,0	0,1 s	0,1 s	127 A
DII do Ramo 80 (Faltas à Montante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	42 A
	51N	Extremamente Inversa	0,5	-	-	5 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	42 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	5 A
DII do Ramo 80 (Faltas à Jusante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	19 A
	51N	Extremamente Inversa	0,5	-	-	11 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	376 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	156 A
DII do Ramo 107 (Faltas à Montante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	42 A
	51N	Extremamente Inversa	0,5	-	-	5 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	42 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	5 A
DII do Ramo 107 (Faltas à Jusante)	51	Extremamente Inversa	0,5	-	-	10 A
	51N	Extremamente Inversa	0,5	-	-	25 A
	50	-	1,0	0,05 s	0,05 s	383 A
	50N	-	1,0	0,05 s	0,05 s	157 A
Fusível do Ramo 50 (100T)	-	-	-	4,34 s	0,18 s	-
Fusível do Ramo 96 (6T)	-	-	-	0,03 s	0,01 s	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

CONCLUSÕES

Neste trabalho é apresentado um modelo de otimização da alocação, dimensionamento e coordenação de dispositivos de proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) com Geradores Distribuídos (GDs), considerando-se as incertezas da rede e a aleatoriedade dos eventos de Curto-Circuito (CC). O problema de otimização é de natureza complexa visto que os subproblemas de alocação e de coordenação dos dispositivos são resolvidos ao mesmo tempo, e, para solucioná-lo, foi desenvolvida uma ferramenta híbrida que combina *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominação) (NSGA-II) e Programação Linear (PL). São agregadas à ferramenta as possibilidades de ilhamento de regiões e transferências de cargas entre alimentadores, desde que as restrições do modelo de otimização sejam satisfeitas. Os resultados da ferramenta de otimização fornecem ao usuário sistemas de proteção cuja coordenação não depende de comunicação ou aplicação de técnicas inteligentes aos elementos digitais, o que facilita a implementação prática das soluções. As principais contribuições desta abordagem são: a consideração simultânea dos esquemas de proteção *fuse-blow* e *fuse-save*, facilitando a coordenação dos dispositivos de proteção e aumentando os indicadores de continuidade do fornecimento de energia; a expansão da zona de proteção dos religadores, o que contribui com os indicadores de continuidade e reduz os Custos de Energia Não Suprida (CENS); consideração dos limites das correntes de CC de cada tipo de máquina, representando de forma fidedigna os eventos de contingência; e a abordagem probabilística das correntes de curto-circuito, permitindo o gerenciamento de riscos de operação não coordenada/não seletiva em cenários raros, visando soluções mais baratas.

A análise dos resultados obtidos considerando dois sistemas testes com características bastante distintas aponta vantagens da inclusão do indicador da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), uma vez que o conjunto de soluções com custo de investimento reduzido pode apresentar concorrência entre DEC e CENS. Ademais, a qualidade das soluções obtidas é melhorada ao eliminar do processo de otimização correntes de CC raras e de alta magnitude. Destaca-se que a possibilidade de identificar quais são os eventos mais

raros e qual corrente máxima a se adotar para cada ramo visando uma cobertura específica dos eventos de falta se deve à implementação de uma rotina probabilística de fluxo de potência e de cálculo de curto-circuito. Por fim, considerar a possibilidade de fusíveis com dinâmica de operação *fuse-blow* mostra-se uma estratégia eficiente para sistemas com altas correntes de CC ou redes nas quais as correntes nominais dos ramos do alimentador principal se aproximam das correntes de CC com resistência de contato elevada.

Algumas abordagens do tema não exploradas nesta proposta são elencados a seguir como sugestões para trabalhos futuros:

- **Tratamento Probabilístico do Ilhamento:** embora nesta proposta seja considerado o ilhamento apenas GDs despacháveis, é possível considerar o ilhamento de GDs cujas fontes primárias apresentam intermitência desde que os riscos de o modelo matemático para a restauração das cargas englobe o risco da incapacidade dos GDs em suprir as cargas. Através da aplicação do Fluxo de Potência Probabilístico FPP é possível determinar a frequência com que a potência injetada por um GD é suficiente para suprir um conjunto de cargas (que também possuem modelagem estocástica). Desta forma, seria possível estimar a chance de factibilidade da operação ilhada.
- **Consideração dos Aspectos Dinâmicos para Manutenção das Ilhas:** no desenvolvimento deste trabalho foi verificada, através de simulação no *software* ATP-EMTP, a factibilidade da coordenação entre a proteção local de um GD e o Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII). Observou-se também que, ainda que a formação da ilha se dê conforme proposto, a manutenção desta depende da capacidade dos controladores do GD atuarem de forma a manter a magnitude da tensão e a frequência do sinal em níveis adequados, evitando a atuação da proteção local e desconexão do GD. A inclusão de indicadores da capacidade do GD, uma vez isolado do alimentador principal, manter a região ilhada em funcionamento ao modelo de alocação de dispositivos de proteção aproximar o modelo da operação real, uma vez que a alocação de DIIs consideraria aspectos estáticos e dinâmicos do ilhamento.
- **Possibilidade de Alocação de GDs ao Longo do Alimentador:** na literatura é comum que os GDs sejam alocados nas extremidades de ramos laterais. Neste sentido, a proposta de ilhamento através da inserção de um DII é factível. No entanto, considerando a inserção de um pequeno gerador num ponto intermediário de um ramo lateral, é possível que a capacidade de injeção desta unidade geradora seja insuficiente para suprir a totalidade de cargas do ramal lateral. Assim, pode se fazer necessária a inserção de mais de um dispositivo de proteção para garantir o ilhamento de uma região com demanda compatível à capacidade de injeção do GD. A proposição de novas estratégias para ilhamento intencional considerando múltiplos dispositivos de proteção deve garantir a operação coordenada destes.

- **Inserção de Outros Indicadores de Continuidade:** o indicador DEC, adotado como uma das funções objetivo nesta proposta, pode ser reduzido através da inserção de dispositivos com capacidade de religamento automático. No entanto, em sistemas nos quais o dispositivo da subestação é sensibilizado para faltas em qualquer ponto do alimentador e é capaz de agir, com característica instantânea, mais rápido que qualquer fusível à jusante, se torna dispensável a inserção de outro equipamento de proteção com esta característica. Isso porque a alocação de outro dispositivo com religamento automático não beneficiaria o indicador DEC e aumentaria os custos de investimento. Cabe, porém, salientar que a sequência de religamentos pode impactar negativamente outros indicadores de continuidade como o *Momentary Average Interruption Frequency Index* (Índice de Frequência Média de Interrupção Momentânea) (MAIFI). Ao considerar outros indicadores de continuidade, ou a soma ponderada de vários, o cenário de alocação de um único dispositivo religador seria evitado.

REFERÊNCIAS

ABIRI-JAHROMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; PARVANIA, M.; MOSLEH, M. Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–1. ISSN 1932-5517. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 26.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **Procedimentos para distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. [S.l.], 2010. 27 p. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos para distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.], 2018. 88 p. Citado 3 vezes nas páginas 23, 48 e 53.

Alam, A.; Alam, M. N.; Pant, V.; Das, B. Placement of protective devices in distribution system considering uncertainties in loads, temporary and permanent failure rates and repair rates. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 7, p. 1474–1485, 2018. ISSN 1751-8695. Citado 3 vezes nas páginas 20, 26 e 29.

ANDERSON, P. M. Fault protection of radial lines. In: _____. **Power System Protection**. IEEE, 1999. ISBN 9780470545591. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5264160>>. Citado 4 vezes nas páginas 24, 36, 37 e 38.

ASSIS, L. S. de; GONZÁLEZ, J. F. V.; USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; ZUBEN, F. J. V. Switch allocation problems in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 246–253, Jan 2015. ISSN 0885-8950. Citado na página 20.

ASSOCIATION, A. **Aluminum Electrical Conductor Handbook**. [S.l.]: Aluminum Association, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 51.

BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D. Review of power flow studies on distribution network with distributed generation. In: **2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 411–417. ISSN 2164-5264. Citado na página 56.

BANU, I. V.; ISTRATE, M.; MACHIDON, D.; PANTELIMON, R. A study on anti-islanding detection algorithms for grid-tied photovoltaic systems. In: **2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 655–660. ISSN 1842-0133. Citado na página 41.

Benmouyal, G.; Meisinger, M.; Burnworth, J.; Elmore, W. A.; Freirich, K.; Kotos, P. A.; Leblanc, P. R.; Lerley, P. J.; McConnell, J. E.; Mizener, J.; Pinto de Sa, J.; Ramaswami, R.; Sachdev, M. S.; Strang, W. M.; Waldron, J. E.; Watansiroch, S.; Zocholl, S. E. Ieee standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 868–872, July 1999. ISSN 0885-8977. Citado na página 35.

BEZERRA, J. R.; BARROSO, G. C.; LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F. Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 545–552, April 2015. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 29.

BRACALE, A.; CARAMIA, P.; FAZIO, A. R. D.; PROTO, D. Probabilistic short circuit analysis in electric power distribution systems including distributed generation. In: **8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado na página 57.

CARPINELLI, G.; PROTO, D.; PERNA, C. D.; VARILONE, P.; VERDE, P. Probabilistic short-circuit analysis in unbalanced three-phase power systems. In: **2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 807–812. Citado na página 57.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.

CHOWDHURY, A. A.; AGARWAL, S. K.; KOVAL, D. O. Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 39, n. 5, p. 1493–1498, Sept 2003. ISSN 0093-9994. Citado na página 26.

CIGRÈ. **Microgrids 1, Engineering, Economics and Experience**. [S.l.]: CIGRÉ, 2015. ISBN 9782858733385. Citado na página 40.

CONCEIÇÃO, K. P. da. **Uma nova metodologia para o desenvolvimento de projetos de proteção de redes ativas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2018. Citado 20 vezes nas páginas 20, 22, 24, 26, 27, 28, 30, 35, 36, 37, 38, 44, 52, 59, 61, 62, 73, 80, 88 e 105.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. 1. ed. São Carlos: SEL/EESC/USP, 2007. Citado na página 33.

D'ADAMO, C.; JUPE, S.; ABBEY, C. Global survey on planning and operation of active distribution networks - update of cigre c6.11 working group activities. In: **CIGRE 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–4. ISSN 0537-9989. Citado na página 39.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, p. 182–197, April 2002. ISSN 1089-778X. Citado 4 vezes nas páginas 27, 31, 61 e 62.

DEZAKI, H. H.; ABYANEH, H. A.; MAZLUMI, K.; YAGHUBINIA, M. R.; ZANGANEH, M. Protective and switching devices allocation according to total cost minimization by genetic algorithm in distribution systems. In: **2011 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. I-376–I-380. Citado 3 vezes nas páginas 22, 27 e 29.

FERREIRA, G.; BRETAS, A. A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 384 – 392, 2012. ISSN 0142-0615. Citado 3 vezes nas páginas 20, 23 e 26.

FERREIRA, G. D. **Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Porto Alegre, Brasil, 2013. Citado 7 vezes nas páginas 20, 22, 24, 25, 36, 37 e 38.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A.; OLIVEIRA, M. Establishing trade-offs between sustained and momentary reliability indices in electric distribution protection design: A goal programming approach. 01 2011. Citado na página 20.

FILHO, J.; MAMEDE, D. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Grupo Gen - LTC, 2011. ISBN 9788521618843. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=8w3SygAACAAJ>>. Citado na página 36.

FURLAN, R. H.; BEUTER, C. H.; BATAGLIOLI, R. P.; FARIA, I. de M.; OLESKOVICZ, M. Improvement of overcurrent protection considering distribution systems with distributed generation. In: **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. ISSN 2164-0610. Citado na página 21.

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. 1. ed. São Paulo: Sagra, 1988. Citado na página 24.

GUARDA, F. G. K.; JUNIOR, G. C.; MORAIS, A. P. de; BEZERRA, U. H.; VIEIRA, J. P. A. Hybrid method for protective devices placement, sizing and coordination in electric distribution systems. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 2, p. 257–262, Feb 2017. ISSN 1548-0992. Citado 6 vezes nas páginas 20, 25, 27, 29, 38 e 39.

HEIDARI, A.; AGELIDIS, V. G.; KIA, M.; POU, J.; AGHAEI, J.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. S. Reliability optimization of automated distribution networks with probability customer interruption cost model in the presence of dg units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 305–315, Jan 2017. ISSN 1949-3053. Citado 3 vezes nas páginas 21, 22 e 27.

HEIDARI, A.; DONG, Z. Y.; ZHANG, D.; SIANO, P.; AGHAEI, J. Mixed-integer nonlinear programming formulation for distribution networks reliability optimization. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 5, p. 1952–1961, May 2018. ISSN 1551-3203. Citado 3 vezes nas páginas 21, 27 e 29.

HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, July 2017. ISSN 0018-9219. Citado na página 40.

HUCHEL, ; ZEINELDIN, H. H. Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering dg. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1642–1649, May 2016. ISSN 1949-3053. Citado na página 25.

IBM. **CPLEX User's Manual**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.7.1/ilog.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 73.

IEEE Standards Association. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–138, April 2018. Citado na página 22.

Institute of Electrical Electronics Engineers. **IEEE 34-Node Test Feeder**. 2010. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Citado na página 74.

Izadi, M.; Safdarian, A.; Moeini-Aghaie, M.; Lehtonen, M. Optimal placement of protective and controlling devices in electric power distribution systems: A mip model. **IEEE Access**, v. 7, p. 122827–122837, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 20, 26 e 29.

JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Recloser time–current–voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with dg. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 1, p. 272–279, 2017. ISSN 1751-8687. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 33.

Jin-Man Sohn; Soon-Ryul Nam; Jong-Keun Park. Value-based radial distribution system reliability optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 941–947, May 2006. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 26.

KENNEDY, J.; CIUFO, P.; AGALGAONKAR, A. A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1308 – 1317, 2016. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

LAPSEE, L. de Planejamento de Sistemas de E. E. **Sistema Teste - 135 barras**. 2019. Acesso em: 07 jun. 2019. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>. Citado na página 75.

LASSETER, R. H. Smart distribution: Coupled microgrids. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1074–1082, June 2011. ISSN 0018-9219. Citado na página 40.

LWIN, M.; GUO, J.; DIMITROV, N.; SANTOSO, S. Protective device and switch allocation for reliability optimization with distributed generators. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1–1, 2018. ISSN 1949-3029. Citado 3 vezes nas páginas 22, 26 e 29.

MARTINS, D. B.; ARDUINI, F. R.; PEREIRA, B. R. Impact of distributed generation on short-circuit levels considering different types of distributed generators. In: **XIII Conferencia Brasileira sobre Qualidade da Energia Eletrica (CBQEE)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 106.

MARTINS, D. B.; VIEIRA, J. C. M.; PEREIRA, B. R. Investigation of the impacts of a multiple-dg microgrid on the short-circuit levels of a distribution system. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 106.

MENESES, C. A. P. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 21, 23, 27 e 74.

MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 3, p. 1360–1367, July 2004. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.

MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 108, p. 135 – 144, 2019. ISSN 0142-0615. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 33.

NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A. Y.; ELSHARKAWY, M. A. A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 176–185, Jan 2012. ISSN 0885-8977. Citado na página 25.

NASSAR, M. E.; SALAMA, M. M. A. A novel probabilistic load model and probabilistic power flow. In: **2015 IEEE 28th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 881–886. ISSN 0840-7789. Citado na página 57.

_____. Probabilistic power flow using novel wind and solar probabilistic models. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. ISSN 1944-9933. Citado na página 57.

NOVA, A. C. B. **Níveis de consumo energético e índices de desenvolvimento humano**. 1999. Citado na página 19.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2009. Citado na página 57.

PEÑUELA, C.; MANTOVANI, J. R. S. Improving the grid operation and reliability cost of distribution systems with dispersed generation. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, p. 2485–2496, 08 2013. Citado 4 vezes nas páginas 21, 23, 24 e 29.

PEREIRA, K.; JUNIOR, B. R. P.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. A multi-objective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1–1, 2018. ISSN 0885-8950. Citado 9 vezes nas páginas 20, 23, 25, 27, 28, 29, 38, 40 e 59.

PEREIRA, K.; MANTOVANI, J. R. S.; PEREIRA, B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J. Control and protection of active distribution systems using a new multiobjective mathematical model. In: **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 21, 24, 27 e 28.

PEREIRA, K.; PEREIRA, B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação e coordenação de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição ativas através da meta-heurística nsga-ii. In: **XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. [S.l.: s.n.], 2017. Citado 5 vezes nas páginas 21, 24, 28, 39 e 59.

PILO, F.; SOMA, G. G.; RUGGERI, S.; CELLI, G. Optimal protection devices allocation and coordination in mv distribution networks. In: **11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 25, 27 e 39.

PIZZALI, L. F. O. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2006. Citado na página 62.

POMBO, A. V.; PIRES, V. F.; MURTA-PINA, J. Multiobjective switching devices placement considering environmental constraints in distribution networks with distributed energy resources. In: **2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 2789–2793. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 27.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988. ISSN 0885-8950. Citado na página 56.

SILVA, L. G. W. d.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. A. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática**, scielo, v. 21, p. 294 – 307, 06 2010. ISSN 0103-1759. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 27.

SILVA, L. G. W. da. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistema de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, May. 2002. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

SILVA, L. G. W. da. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2005. Citado na página 76.

SILVA, L. G. W. da; PEREIRA, R. A. F.; ABBAD, J. R.; MANTOVANI, J. R. S. Optimised placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 3, p. 372 – 381, 2008. ISSN 0378-7796. Citado 5 vezes nas páginas 19, 20, 22, 27 e 74.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, p. 218–224, Jan 1998. ISSN 0885-8977. Citado na página 20.

TAO, J.; HAN, H.; WANG, Z.; SHU, Y.; FANG, W.; LI, Y. An advanced islanding detection strategy coordinating the newly proposed v detection and the rocof detection. In: **2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1204–1208. Citado na página 41.

TENG, J.-H.; LIU, Y.-H. A novel acs-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 113–120, Feb 2003. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.

ZHANG, X.; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, Nov 1995. ISSN 0885-8950. Citado 4 vezes nas páginas 57, 105, 106 e 107.

ADAPTAÇÕES À ROTINA DE COMPENSAÇÃO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

O método proposto em [Zhang *et al.* \(1995\)](#) permite o cálculo dos módulos das correntes de curto-circuito em SDEEs desequilibrados, fracamente malhados, com ou sem GDs. Todos os tipos de falta podem ser simulados e as impedâncias de falta são facilmente manipuláveis, conforme apresentado em [Conceição \(2018\)](#). Uma vez conhecidos os valores pré-falta de tensão e os dados de impedância dos trechos do SDEE as correntes nos pontos de falta e fontes de potência são determinadas a partir da resolução do sistema matricial descrito na Equação A.1.

$$[Z_t] \cdot [I_t] = [V_t] \quad (\text{A.1})$$

sendo $[Z_t]$ uma matriz complexa de impedâncias formada pela junção das matrizes complexas de impedância dos pontos de quebra $[Z_b]$, pontos de falta $[Z_f]$ e pontos de injeção de corrente $[Z_g]$. $[I_t]$ é uma matriz complexa das correntes nos pontos de quebra $[I_b]$, pontos de falta $[I_f]$ e pontos de injeção de corrente $[I_g]$. $[V_t]$ é a matriz complexa das tensões nos pontos de quebra $[V_b]$, pontos de falta $[V_f]$ e pontos de injeção de corrente $[V_g]$.

$$Z_t = \begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

$$I_t = \begin{bmatrix} I_b \\ I_g \\ I_f \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

$$V_t = \begin{bmatrix} V_b \\ V_g \\ V_f \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

onde Z_b é a matriz complexa das impedâncias das malhas de dimensão $3N_b \times 3N_b$ (N_b é a quantidade de malhas no sistema). Z_g é a matriz complexa das impedâncias de conexão e interna dos GDs de dimensão $3N_g \times 3N_g$ (N_g é a quantidade de GDs do sistema). Z_f é a matriz complexa das impedâncias de falta cuja dimensão é dada pelo número de faltas no sistema multiplicado pela quantidade de fases envolvidas nas faltas. Z_{bg} , Z_{bf} e Z_{gf} são matrizes complexas compostas pela soma da impedância dos trechos comuns entre malhas e geradores, malhas e os pontos em falta, geradores e os pontos em falta, respectivamente.

Substituindo as Equações A.2, A.3 e A.4 na Equação A.1 se obtém a Equação A.5.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_b \\ I_g \\ I_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_b \\ V_g \\ V_f \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Uma vez solucionada a Equação A.5, a aplicação de uma iteração do método de fluxo de potência *backward-forward sweep* propaga as correntes de curto-circuito ao longo do alimentador, fornecendo as correntes de falta em todos os ramos do sistema. Cabe destacar, no entanto, que na proposta de [Zhang et al. \(1995\)](#) os GDs são modelados como fontes de tensão que contribuem para faltas com correntes limitadas pela impedância interna do GD e do trecho entre o GD e a falta. Este modelo representa de forma adequada o comportamento das máquinas síncronas em situação de curto-circuito, ou *Doubly-Fed Induction Generators* (Geradores de Indução Duplamente Alimentados) (DFIGs) durante os primeiros instantes de falta. Entretanto, GDs conectados ao SDEE através de inversores possuem injeção de corrente limitada pelos seus controladores. Neste sentido, painéis solares fotovoltaicos ou DFIGs, após o período subtransitário da falta, injetam correntes não superiores a 2 p.u. ([MARTINS; ARDUINI; PEREIRA, 2019](#); [MARTINS; VIEIRA; PEREIRA, 2019](#)).

Neste trabalho foi desenvolvida uma versão modificada do método de cálculo das correntes de CC para inclusão da limitação da injeção de corrente dos GDs. Originalmente, o método proposto em [Zhang et al. \(1995\)](#) retorna os valores das correntes de curto-circuito a partir de uma

única operação matricial. Nesta proposta, busca-se a solução da mesma equação matricial, no entanto o método se torna iterativo, verificando-se, a cada nova iteração, se houve violação dos limites de injeção de corrente dos GDs. Em havendo, a contribuição do GD em questão é adotada como a máxima possível e não pode mais ser alterada pelo processo iterativo, a contribuição das outras fontes é revisada. Desta forma, ao fim do processo iterativo nenhum GD apresenta violação de injeção de corrente, o sistema matricial é resolvido como proposto em [Zhang et al. \(1995\)](#) e os resultados estimados das correntes de curto-circuito se aproximam mais dos valores reais do sistema. A Figura 29 ilustra o funcionamento da rotina de cálculo de curto-circuito desenvolvida para acomodação da característica de limite de injeção de corrente dos GDs.

Figura 29 – Fluxograma da Rotina de Cálculo de Curto-Circuito com Limitação da Injeção de Corrente dos Geradores

Fonte: Elaborada pelo autor.

ANÁLISE DA ROTINA DE CÁLCULOS DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A comparação entre as correntes de curto-circuito obtidas através da rotina de cálculo implementada e da simulação no ATP são apresentadas nas Figuras 30, 31, 32, 33, 34 e 35. Nas Figuras 30 e 31 são mostradas as correntes de contribuição da subestação para faltas monofásicas e trifásicas, respectivamente, ao longo do alimentador sem a inserção do GD. Já as Figuras 32 e 33 ilustram as correntes da subestação para faltas monofásicas e trifásicas, respectivamente, considerando a inserção do GD. Por fim, as Figuras 34 e 35 mostram a contribuição do GD para faltas monofásicas e trifásicas, respectivamente, no alimentador. Cabe destacar que também foram conduzidos testes para os demais tipos de falta considerando variação da impedância de contato e a rotina de cálculos manteve a coerência das respostas.

Figura 30 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Falta Monofásica sem a Presença do Gerador Distribuído

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 31 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Falta Trifásica sem a Presença do Gerador Distribuído

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 32 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Falta Monofásicas Considerando o Gerador Distribuído

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 33 – Correntes de Curto-Circuito da Subestação para Falta Trifásicas Considerando o Gerador Distribuído

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 34 – Correntes de Curto-Circuito do Gerador Distribuído para Falta Monofásicas

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 35 – Correntes de Curto-Circuito do Gerador Distribuído para Falta Trifásicas

Fonte: Elaborada pelo autor.