

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Miguel Monteiro Costa

**ALOCAÇÃO MULTIOBJETIVO E MULTICRITÉRIO DE CHAVES E
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SOB CONDIÇÕES
DE INCERTEZA**

Belo Horizonte
2024

Miguel Monteiro Costa

**ALOCAÇÃO MULTIOBJETIVO E MULTICRITÉRIO DE CHAVES E
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SOB CONDIÇÕES
DE INCERTEZA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas de Souza Batista

Coorientador: Prof. Dr. Michel Bessani

Belo Horizonte

2024

C837a

Costa, Miguel Monteiro.

Alocação multiobjetivo e multicritério de chaves e dispositivos de proteção em redes de distribuição sob condições de incerteza. [recurso eletrônico] / Miguel Monteiro Costa. - 2024.

1 recurso online (100 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Lucas de Souza Batista.

Coorientador: Michel Bessani.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices e anexos: f. 79-100.

Bibliografia: f. 73-78.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Confiabilidade (Engenharia) - Teses. 3. Otimização multiobjetivo - Teses. 4. Geração distribuída de energia elétrica - Teses. 5. Processo decisório - Teses. I. Batista, Lucas de Souza. II. Bessani, Miguel. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
COLEGIADO DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

"Alocação Multiobjetivo e Multicritério de Chaves e Dispositivos de Proteção em Redes de Distribuição Sob Condições de Incerteza"

Miguel Monteiro Costa

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 21 de novembro de 2024.

Por:

Prof. Dr. Lucas de Souza Batista
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Michel Bessani
DEE (UFMG) - Coorientador

Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha
DEE (UFMG)

Prof. Dr. João Ricardo da Mata Soares de Souza
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior
DEE (USP-SC)

Prof. Dr. Adriano Chaves Lisboa
Diretor de Pesquisa (GAIA)

Belo Horizonte, 21 de novembro de 2024.



Documento assinado eletronicamente por **Lucas de Souza Batista, Professor do Magistério Superior**, em 21/11/2024, às 12:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **João Ricardo da Mata Soares de Souza, Professor do Magistério Superior**, em 21/11/2024, às 14:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodney Rezende Saldanha, Membro de comissão**, em 21/11/2024, às 14:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Michel Bessani, Professor do Magistério Superior**, em 21/11/2024, às 15:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Benvindo Rodrigues Pereira Junior, Usuário Externo**, em 22/11/2024, às 14:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Adriano Chaves Lisboa, Usuário Externo**, em 26/11/2024, às 16:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3742166** e o código CRC **DFA2ECF3**.

*Dedicado à minha maior motivação e que dá
sentido à minha existência, meu filho Bernardo.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pela vida, pela saúde, pelas oportunidades, por tudo.

À minha noiva, meu filho e minha mãe pelo apoio incondicional e por tudo que representam pra mim.

Aos meus orientadores, Lucas e Michel, pelos enriquecedores ensinamentos durante esta pesquisa.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG pelo trabalho de excelência que realizam.

À agência de fomento CAPES pelo apoio financeiro na realização desta pesquisa.

“O ponto de partida de qualquer conquista é o desejo.”

Napoleon Hill

RESUMO

A minimização do impacto de faltas é um problema recorrente no setor de distribuição de energia elétrica. Para lidar com isso, as companhias de energia frequentemente recorrem à alocação de chaves e dispositivos de proteção, que atuam de maneira a extinguir a falta, isolar a menor parte possível da rede em falta e restaurar cargas. Nesse contexto, esta tese apresenta uma abordagem multiobjetivo para o problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção, tendo como funções objetivo o custo de investimento e uma estimativa da confiabilidade da rede. O problema engloba também a geração distribuída e a operação em ilha, além da avaliação de coordenação entre os dispositivos. São analisadas as incertezas associadas à geração distribuída e à estimação das correntes de falta. Propõe-se também uma abordagem de tomada de decisão multicritério para auxílio na escolha da solução final. Esta estratégia baseia-se na definição de critérios adicionais de desempenho das alternativas, bem como do emprego de métodos de auxílio à tomada de decisão, permitindo a incorporação das preferências da unidade de decisão, levando a uma definição de ação final mais adequada às necessidades do tomador de decisão. Os resultados destacam as vantagens de uma abordagem multiobjetivo para alocação de dispositivos e a relevância de uma estratégia multicritério para auxiliar a uma tomada de decisão assertiva em diferentes cenários.

Palavras-Chaves: confiabilidade de sistemas de distribuição; dispositivos de proteção; geração distribuída; otimização multiobjetivo; tomada de decisão.

ABSTRACT

Minimizing the impact of faults is a recurring problem in the power distribution sector. To deal with this, distribution companies often resort to the allocation of switches and protection devices, which act in a way that tries to clear the fault, isolate the smallest possible part of the affected network, and restore consumers. In this context, this Thesis proposes a multi-objective approach to the problem of allocating protection and switching devices, having as objective functions the investment cost and an estimate of the network's reliability. This problem also encompasses distributed generation, island operation, and coordination between devices. The uncertainties associated with distributed generation and the estimation of fault currents are analyzed. A multi-criteria decision-making approach is also proposed to assist in choosing the final solution. This strategy is based on the definition of additional criteria to evaluate the performance of the alternatives, as well as the use of methods to aid decision-making, allowing the incorporation of the decision unit's preferences, leading to a definition of final action that is adequate to the needs of the decision maker. The results highlight the advantages of a multi-objective approach to device allocation and the relevance of a multi-criteria strategy to assist in assertive decision-making for different scenarios.

Keywords: distribution systems reliability; protection devices; distributed generation; multi-objective optimization; decision-making.

Lista de Figuras

3.1	Principais etapas da abordagem proposta.	31
3.2	Vetor solução \mathbf{u} empregado na codificação das soluções. Nesse vetor, as primeiras N_{ssr} posições podem assumir valores inteiros (pertencentes ao conjunto $\{0, 1, 2\}$), referentes à codificação dos N_{ssr} locais para alocação de chaves ou religadores. As demais $N_{ss} + N_{sf} + N_{si}$ entradas deste vetor podem assumir os valores $\{0, 1\}$, referentes aos locais para alocação de chaves, fusíveis e IIDs, respectivamente.	44
3.3	Funções densidade de probabilidade e de probabilidade acumulada para as gerações eólica (em função da velocidade do vento) e solar (em função da proporção da intensidade luminosa máxima, $500W/m^2$).	48
4.1	Alimentador de 135 barras.	52
4.2	Correntes de curto-circuito estimadas: (a) que passam pela seção 1 e (b) que passam pela seção 97.	54
5.1	Comparação entre a heurística construtiva e o método NSGA-II com inicialização aleatória.	57
5.2	Evolução do Hipervolume para cinco execuções da ferramenta de otimização.	58
5.3	Fronteiras Pareto estimadas para cinco execuções da ferramenta de otimização.	58
5.4	Fronteira de soluções não dominadas estimada considerando-se 50 (em preto) e 1000 (em azul) simulações de Monte Carlo.	59
5.5	Quantidade total e tipos de equipamentos alocados em cada solução e o respectivo indicador <i>SAIDI</i>	60
5.6	Dispositivos alocados na Solução 90.	61
5.7	Avaliação de coordenação para a Solução 90.	63
5.8	Soluções não dominadas selecionadas para análise de decisão.	65
5.9	Soluções selecionadas na tomada de decisão.	68
A.1	Curvas características de tempo inverso de um fusível. Fonte: Adaptado de (Ciufó & Cooperberg, 2022).	80
A.2	Curvas típicas de operação de um religador. Fonte: Adaptado de (Ciufó & Cooperberg, 2022).	81

A.3	Alguns tipos de curvas características de ação temporizada. Fonte: Adaptado de (Ciufu & Cooperberg, 2022).	83
B.1	Etapas do método NSGA-II.	89
B.2	Ilustração da <i>crowding distance</i> . Fonte: Adaptado de (Deb et al., 2002).	91
B.3	Estimação da métrica Hipervolume	92
B.4	Estrutura hierárquica genérica adotada no AHP.	93

Lista de Tabelas

2.1	Características de abordagens presentes na literatura.	29
4.1	Custos dos dispositivos. Fonte (Faria et al., 2022).	53
4.2	Custo de interrupção de consumidores, em [$\$/kW$]. Fonte: (Heidari et al., 2013)	54
5.1	Seções onde dispositivos foram alocados e valores das funções objetivo.	61
5.2	Parametrização dos dispositivos de proteção na Solução 90.	62
5.3	Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta trifásica na barra 102.	62
5.4	Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta bifásica na barra 76.	64
5.5	Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta monofásica na barra 7.	64
5.6	Valores esperados de desempenho das soluções não dominadas para análise de decisão.	66
5.7	Julgamento entre os critérios no método AHP.	67
5.8	Seções onde dispositivos são alocados nas soluções selecionadas.	69
A.1	Constantes de tempo do padrão IEC.	83
B.1	Escala Fundamental de Comparações.	93
B.2	Valores de RI em função da ordem da matriz.	94
I.1	Taxa de falhas para as seções do alimentador de 135 barras. Fonte: (Faria et al., 2022).	98
I.2	Dados de cargas e de consumidores do alimentador de 135 barras - Parte 1. Fonte: (Faria et al., 2022).	99
I.3	Dados de cargas e de consumidores do alimentador de 135 barras - Parte 2. Fonte: (Faria et al., 2022).	100

Lista de Algoritmos

1	Heurística para parametrização e avaliação da coordenação	39
2	Definição dos fusíveis	40
3	Parametrização de ação instantânea de religadores e disjuntor	41
4	Parametrização das curvas de atuação temporizada de religadores e disjuntor	42
5	Parametrização dos IIDs	43
6	Heurística construtiva para o conjunto inicial de soluções	47
7	Pseudo-código do NSGA-II	90

Lista de Siglas e Símbolos

Siglas

AHP	Analytic Hierarchy Process
CDF	Customer Damage Function
CI	Custo de Investimento
ENS	Energy Not Supplied
ECOST	Expected Customer Interruption Cost
FB	Fuse-blow
FO	Função objetivo
FS	Fuse-save
GD	Geração distribuída
IID	Island Interconnection Device
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
MAIFI _e	Momentary Average Interruption Event Frequency Index
NSGA-II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm - II
RTC	Relação de transformação do transformador de corrente
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TDMC	Tomada de Decisão Multicritério
TMS	Múltiplo de ajuste de tempo
TOPSIS	Técnica de Ordem de Preferência por Semelhança a uma Solução Ideal

Símbolos

b	Vetor binário que representa a alocação ou não do dispositivo
<i>ns</i>	Número de seções da rede
<i>na</i>	Número de pontos de carga afetados
<i>np</i>	Número de pontos de carga da rede
λ_s	Taxa anual de falha da <i>s</i> -ésima seção
<i>r_{sa}</i>	Duração da interrupção do <i>a</i> -ésimo ponto de carga devido à falta na <i>s</i> -ésima seção

P_a	Número de consumidores no a -ésimo ponto de carga
$CA_\theta, CC_\theta, CM_\theta$	Custos de aquisição, instalação e manutenção do θ -ésimo dispositivo
I_{pickup}	Parâmetro de ajuste I_{pickup} do relé
T	Tempo de vida útil dos equipamentos
R	Taxa de desvalorização dos equipamentos
L_{am}	Carga do consumidor do tipo m localizado no a -ésimo ponto de carga
α, β, δ	Constantes de parametrização do relé
K_{rf}^{50}	Fator de coordenação de ação instantânea entre religador e fusível
K_{rr}^{50}	Intervalo de coordenação de ação instantânea entre religadores
K_{rf}^{51}	Intervalo de coordenação temporizada entre religador e fusível
K_{rr}^{51}	Intervalo de coordenação temporizada entre religadores
t_r^{50}	Tempo de atuação instantânea do religador
t_{r-ret}^{50}	Tempo de atuação instantânea do religador de retaguarda
t_{r-pri}^{50}	Tempo de atuação instantânea do religador primário
t_f^{mm}	Tempo de mínima fusão do fusível
t_{f-pri}^{tc}	Tempo de máxima fusão do fusível primário
t_{f-ret}^{mm}	Tempo de mínima fusão do fusível de retaguarda
t_r^{51}	Tempo de atuação inversa do religador
t_f^{tc}	Tempo de máxima fusão do fusível
t_{r-ret}^{51}	Tempo de atuação inversa do religador de retaguarda
t_{r-pri}^{51}	Tempo de atuação inversa do religador primário
u	Vetor solução empregado na codificação das soluções
Ssr	Conjunto de possíveis locais para alocação de chaves ou religadores
$Nssr$	Cardinalidade de Ssr
Ss	Conjunto de locais onde apenas chaves podem ser alocadas
Nss	Cardinalidade de Ss
Sf	Conjunto de possíveis locais para alocação de fusíveis
Nsf	Cardinalidade de Sf
Si	Conjunto de possíveis locais para alocação de IIDs
Nsi	Cardinalidade de Si
I^{cc}	Correntes de falta para cada seção
LD	Locais onde os diferentes dispositivos estão alocados
Ω	Conjunto de parâmetros dos relés que equipam disjuntor, religadores e IIDs
SF	Conjunto dos tipos e capacidades de fusíveis
SK	Conjunto de fatores e intervalos de coordenação
Nf	Quantidade de fusíveis alocados
Nr	Quantidade de religadores alocados
Ni	Quantidade de IIDs alocados
$Npop$	Quantidade de soluções

Sumário

1	Introdução	18
1.1	Motivação e Justificativa	19
1.2	Objetivos	20
1.3	Contribuições	20
1.4	Estrutura do Trabalho	21
2	Revisão da Literatura	23
2.1	Abordagens Mono-objetivo	24
2.2	Abordagens Multiobjetivo	27
2.3	Caracterização da Literatura Relacionada	28
3	Metodologia	30
3.1	O Problema de Alocação de Chaves e Dispositivos de Proteção	30
3.2	Heurística para Avaliação de Coordenação	35
3.3	Ferramenta de Otimização	44
3.3.1	Heurística Construtiva	45
3.4	Modelagem das Incertezas	48
3.5	Tomada de Decisão Multicritério	50
3.6	Considerações Finais	50
4	Planejamento Experimental	51
4.1	Rede de Distribuição e Dispositivos de Proteção e Manobra	51
4.2	Parametrização da Ferramenta de Otimização	55
5	Resultados	56
5.1	Otimização	56
5.1.1	Verificação de Coordenação	61
5.2	Tomada de Decisão	64
5.2.1	Seleção de um Conjunto Reduzido de Soluções Potenciais	64

5.2.2	Tomada de Decisão sob Diferentes Cenários de Preferência	66
6	Conclusão	70
6.1	Análise Crítica e Propostas de Continuidade	71
	Referências Bibliográficas	73
A	Fundamentos de Proteção de Sistemas de Distribuição	79
A.1	Dispositivos de proteção e manobra	79
A.2	Geração Distribuída e Operação em Ilha	84
A.3	Indicadores de Confiabilidade	85
B	Fundamentos de Otimização Multiobjetivo e Tomada de Decisão	87
B.1	Problema de Otimização Multiobjetivo	87
B.2	Método de Penalidade	88
B.3	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II)	88
B.4	Hipervolume	91
B.5	Tomada de Decisão Multicritério	91
I	Dados do Alimentador de 135 Barras	97

Capítulo 1

Introdução

A minimização do impacto de faltas é um problema recorrente no setor de distribuição de energia elétrica. Essa necessidade resume-se na constante busca pelo aumento da confiabilidade de sistemas de energia. Além da insatisfação dos clientes e de prejuízos causados aos consumidores, interrupções no fornecimento podem levar a penalidades impostas às empresas de distribuição de energia por agências reguladoras. Dessa forma, a confiabilidade de sistemas de distribuição é tema central deste trabalho.

Redes de distribuição de energia elétrica estão constantemente sujeitas a faltas permanentes ou temporárias. Frente a isto, a frequência de ocorrência e duração das faltas nesses sistemas podem ser avaliadas com base em indicadores de confiabilidade como SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) (Cepin, 2011), que, no cenário brasileiro, são similares ao DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (Prodist, 2017). O cômputo da energia não suprida aos consumidores (ENS) também é usualmente empregado como indicador (Yaghoubi-Nia et al., 2021).

A presença ou a inserção de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição, como disjuntores, religadores e fusíveis, bem como de chaves seccionadoras, tem papel fundamental na confiabilidade da rede. Esses dispositivos permitem a isolamento de uma falta e a reconfiguração do sistema de maneira mais rápida, possibilitando a restauração de cargas sadias, afetadas pela falta, através de alimentadores alternativos ou, ainda, a partir de recursos distribuídos (Lwin et al., 2019). Isso reduz a quantidade de consumidores afetados e os tempos de indisponibilidade de energia. No entanto, um fator importante está relacionado aos custos desses dispositivos, onde uma análise consistente da relação entre investimento em equipamentos e ganho em confiabilidade se faz necessária.

A confiabilidade de redes de distribuição é certamente dependente da eficiência de seu sistema de proteção. Essa proteção deve também lidar com os impactos dos recursos distribuídos cada vez mais presentes. A integração da geração distribuída (GD) tem trazido benefícios ao desempenho de redes de distribuição, como a redução das perdas, melhoria da qualidade de energia e perfil de tensão, além de possíveis vantagens ambientais. Em relação

à confiabilidade da rede, apesar da possibilidade de elevar correntes de falta e trazer maior complexidade para a coordenação da proteção (Meskin et al., 2020), as GDs podem melhorar a confiabilidade reduzindo a duração de interrupções e tornando mais rápida a restauração de cargas à jusante de faltas, desempenhando uma operação em ilha (Alam et al., 2020).

Ilhas são definidas a partir de religadores ou chaves controlados remotamente (Popovic et al., 2020). Trabalhos mais recentes trazem a definição de um religador com capacidade de operação em ambos os sentidos da corrente, empregado para a delimitação de ilhas, o *Island Interconnection Device* (IID) (Faria et al., 2022). Para a formação de uma ilha, a capacidade da(s) GD(s) deve ser suficiente para evitar o corte ou a priorização de cargas (Heidari et al., 2015).

O problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção pode ser tratado como um problema de otimização que envolve os custos associados a esses dispositivos (tipicamente custos de aquisição, instalação e manutenção) e uma estimativa da confiabilidade da rede (Georgilakis et al., 2021). Normalmente, o intuito principal é simultaneamente maximizar os benefícios em confiabilidade e minimizar os custos, definindo-se os locais, quantidades e tipos dos dispositivos. Esse problema se torna mais amplo quando inclui GDs conectadas à rede, que contribuem para a confiabilidade e desempenho da rede, mas também trazem maiores complexidades para a definição e coordenação da proteção (Meskin et al., 2020).

1.1 Motivação e Justificativa

Produzir energia cada vez mais limpa é tarefa global. Diante do cenário atual de aquecimento global e variações climáticas, diversas nações assumiram o compromisso de reduzir a emissão de poluentes e alcançar um desenvolvimento cada vez mais sustentável (ONU, 2024). Nesse contexto, um dos objetivos assumidos pelo Brasil é o de alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição de sua produção de energia até 2030. Esses fatores certamente impulsionam a inserção cada vez maior da geração de energia a partir de fontes renováveis na matriz energética de diversos países. A tendência é que a matriz energética se torne cada vez mais diversificada. Consumidores também se tornam geradores e a rede é suprida não mais apenas pela subestação. Embora com todo esse dinamismo, o sistema ainda precisa se manter eficiente e confiável.

Definir a proteção dessas redes, coordenar os dispositivos e lidar com as GDs presentes são fatores que definem um grande desafio para as concessionárias de energia, que desejam aumentar a confiabilidade dessas redes. GDs renováveis, por exemplo, estão sujeitas a intermitências, dificultando a garantia de atendimento à demanda (Alam et al., 2020; Bakr et al., 2020).

A proteção das redes atuais está atrelada a inúmeros fatores, tais como alta exigência por confiabilidade, desafios técnicos como localização, quantidade e coordenação dos dispositivos de proteção, interrupções momentâneas e sustentadas, presença de GDs (tipos, capacida-

des, localização, intermitências, correntes de curto-circuito) e investimentos necessários (Faria et al., 2022). Dados esses vários fatores de relevância prática, o problema alvo é analisado neste trabalho por meio de uma abordagem multiobjetivo e multicritério que também considera as incertezas presentes. Além da definição de duas funções objetivo (que refletem custo e confiabilidade da rede), fatores adicionais não presentes nestas funções, bem como preferências da unidade de decisão, são incorporados no processo de tomada de decisão, direcionando a definição da alternativa mais adequada às condições do problema.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta pesquisa é desenvolver uma metodologia para a alocação de chaves e dispositivos de proteção em redes de distribuição, visando otimizar simultaneamente os custos relacionados ao processo e a confiabilidade da rede; deverá permitir também uma análise de diversas soluções potenciais para o problema e a consideração de atributos adicionais de interesse prático para uma tomada de decisão que reflita as preferências ou necessidades da concessionária. Para alcançar esse objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar o problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção;
- Propor um método heurístico para uma avaliação de coordenação entre os dispositivos alocados;
- Avaliar o impacto da presença de recursos distribuídos na alocação de dispositivos e na confiabilidade da rede;
- Considerar incertezas associadas ao problema proposto;
- Desenvolver uma ferramenta de otimização multiobjetivo dedicada à solução do problema modelado;
- Estabelecer atributos adicionais de desempenho que, juntamente com métodos de auxílio à tomada de decisão multicritério, permitam o desenvolvimento de uma ferramenta para sustentar o processo de tomada de decisão;
- Aplicar a metodologia em um estudo de caso que permita avaliar a abordagem e as ferramentas propostas nessa pesquisa.

1.3 Contribuições

As contribuições desta pesquisa são indicadas a seguir.

- Proposição de uma modelagem multiobjetivo que considera, em um único problema, a alocação de diversos tipos de dispositivos de proteção, chaves seccionadoras, impactos e benefícios da geração distribuída, bem como a avaliação da coordenação entre os dispositivos de proteção, onde restrições de coordenação são modeladas como penalizações nas

funções objetivo;

- Incorporação de incertezas relacionadas às GDs e às correntes de falta durante o processo de otimização, avaliando-se diversas situações de correntes de falta;
- Desenvolvimento de uma heurística para avaliação da coordenação entre os dispositivos de proteção por meio de uma parametrização que suporte a estocasticidade das correntes de falta;
- Desenvolvimento de uma heurística para a construção do conjunto inicial de soluções considerando-se as diversas restrições do problema, de maneira a inicializar a ferramenta de otimização com um conjunto de soluções de melhor desempenho;
- Proposição de uma metodologia para tomada de decisão multicritério que envolva a definição de atributos adicionais de interesse da companhia, a incorporação das preferências da unidade de decisão, e uma tomada de decisão assertiva, que reflita adequadamente as preferências estabelecidas pela concessionária.

O desenvolvimento deste trabalho permitiu, até o presente momento, entregar à literatura parte dessas contribuições com a seguinte publicação:

M. M. Costa, M. Bessani and L. S. Batista, “A Multiobjective and Multicriteria Approach for Optimal Placement of Protective Devices and Switches in Distribution Networks”, in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 37, no. 4, pp. 2978-2985, Aug. 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3120968.

1.4 Estrutura do Trabalho

O restante desta Tese está organizado conforme mostrado a seguir:

- O Capítulo 2 é dedicado à revisão da literatura. Investiga-se desde os primeiros trabalhos que formulam um problema de otimização para a alocação de dispositivos de proteção e manobra até as pesquisas mais recentes.
- O Capítulo 3 apresenta a abordagem proposta nesta pesquisa. Tem-se a definição de um problema multiobjetivo para a alocação de dispositivos que também leva em consideração a coordenação entre esses dispositivos e a presença de GDs. Também são apresentados os métodos heurísticos dedicados à avaliação da coordenação e para a construção de um conjunto inicial de soluções, a modelagem das incertezas associadas às GDs e às correntes de falta, além da estratégia proposta para o processo de tomada de decisão.
- No Capítulo 4 apresenta-se o estudo de caso escolhido. São descritos o sistema de distribuição, os diversos parâmetros e ajustes para os dispositivos de proteção, parâmetros para o algoritmo de otimização, além da estimação das correntes de falta.
- No Capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados da aplicação da abordagem proposta no estudo de caso definido.

- Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões obtidas, bem como as propostas de continuidade desta pesquisa.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Os primeiros trabalhos que propõem o emprego de métodos de otimização para a inserção de dispositivos, visando o aumento da confiabilidade de redes de distribuição, são da década de 1990. Em Billinton & Jonnavithula (1996) é formulado um problema de otimização combinatoria não linear para a alocação de chaves seccionadoras em redes de distribuição, visando minimizar uma função de custo que envolve custos de instalação e manutenção das chaves e o custo esperado de indisponibilidade de fornecimento aos consumidores, empregando uma meta-heurística *Simulated Annealing*. Em Soudi & Tomsovic (1998) emprega-se programação binária, juntamente com regras heurísticas, para alocar uma quantidade definida de religadores e chaves seccionadoras, visando minimizar o indicador SAIFI. Em Celli & Pilo (1999), os autores empregam um método exato de otimização para determinar a quantidade e localização de chaves seccionadoras em redes radiais e malhadas. Avalia-se o custo relacionado às interrupções de fornecimento, estimado com base na energia não suprida aos consumidores.

A alocação de chaves também é objeto de estudo em Teng & Lu (2002), Carvalho et al. (2005) e Chen et al. (2006). No primeiro propõe-se regras heurísticas para a realocação de chaves já presentes na rede, visando melhorar a confiabilidade do serviço e reduzir as interrupções de clientes. Já o segundo propõe o emprego de um algoritmo de particionamento, de tempo polinomial, para dividir o espaço de soluções em subconjuntos independentes, permitindo, dessa forma, o estudo de subproblemas convexos independentes, visando a minimização do investimento em chaves. Em Chen et al. (2006) é proposta uma meta-heurística para a alocação de chaves automáticas e manuais em redes de distribuição. São relacionados os custos associados às interrupções de fornecimento e o custo de investimento em chaves.

Ainda nos anos 2000, alguns trabalhos passam a investigar não somente a alocação de chaves seccionadoras, mas também de dispositivos de proteção, visando melhorias na confiabilidade. São identificados também trabalhos que trazem uma abordagem multiobjetivo para o problema de alocação de dispositivos de proteção e manobra, conforme discutido a seguir.

2.1 Abordagens Mono-objetivo

Um problema de programação linear binária para a alocação de chaves, religadores e fusíveis é proposto em Sohn et al. (2006). A abordagem baseia-se na análise de contingência das chaves e dos dispositivos de proteção, além de faltas nas seções da rede, visando a minimização de uma função que envolve custos de interrupção de fornecimento e de operação, manutenção e investimento dos dispositivos. Esses custos também são considerados em Moradi & Fotuhi-Firuzabad (2008), mas em uma formulação não linear para a alocação de chaves e disjuntores, onde emprega-se uma variação da meta-heurística *Particle Swarm Optimization* (PSO).

Um modelo de programação binária não linear é empregado em Zambon et al. (2009), o qual aborda a alocação de religadores e fusíveis minimizando uma função derivada do indicador SAIFI, onde emprega-se um *solver* baseado no método de enumeração implícita *Branch and Cut*. Os autores tratam estes dispositivos de maneira genérica, de modo que religadores referem-se a dispositivos seccionais automáticos, como religadores, disjuntores e chaves, e fusíveis referem-se a dispositivos seccionadores de baixo custo que não possuem capacidade de religamento.

A alocação de religadores e geradores distribuídos é investigada em Pregelj et al. (2006), onde avalia-se a formação de ilhas alimentadas por GDs de maneira a reduzir interrupções de fornecimento de energia. Visando-se incluir os impactos de faltas permanentes e temporárias, é proposta uma função objetivo formada pela soma ponderada dos indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFIe (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*), e um algoritmo genético é proposto para o problema não linear analisado. Embora não se avalie intermitências nos geradores, os experimentos analisam diferentes capacidades de geração destas unidades.

A presença de GDs e a operação em ilha também são analisadas em Falaghi et al. (2009), onde investiga-se a alocação e realocação de chaves seccionadoras. A abordagem define duas funções objetivo, sendo elas o custo relacionado às chaves (investimento em novas e custo de realocação das já presentes na rede) e uma função que estima a energia não entregue aos consumidores. Essas duas funções são levadas para o domínio *fuzzy*, e o problema se torna mono objetivo a partir da soma ponderada destas funções, onde emprega-se uma meta-heurística *Ant Colony Optimization* (ACO), e avalia-se diferentes capacidades para GDs despacháveis. Uma abordagem *fuzzy* similar é apresentada em Sardou et al. (2012), para o problema de alocação de chaves automáticas e manuais. São definidas duas funções: os custos de aquisição e manutenção das chaves, e o custo de interrupção dos consumidores. Essas funções são levadas para o domínio *fuzzy* e agregadas a partir de uma soma ponderada, resultando na função objetivo do problema. Os autores ainda avaliam o desempenho de duas meta-heurísticas frente ao problema proposto.

Um problema de programação linear inteira mista (PLIM) é proposto em Abiri-Jahromi et al. (2012) para a alocação ótima de chaves automáticas controladas remotamente, considerando os custos de interrupção e os relacionados às chaves automáticas (investimento, instalação

e manutenção). Um problema de PLIM também é proposto em Izadi et al. (2019) para a minimização dos custos relacionados aos dispositivos (religadores fusíveis e chaves manuais e controladas remotamente) e os custos estimados de interrupções. O trabalho assume dois esquemas de coordenação entre religador e fusível, o *fuse-blow*, em que para um fusível a montante de uma falta atuará independentemente de falta permanente ou temporária, e o *fuse-save*, esquema no qual caso haja um religador a montante do fusível, o mesmo atuará para faltas temporárias, evitando a atuação (consequentemente, a substituição) do fusível, que passa a atuar apenas para faltas permanentes.

Os esquemas *fuse-blow* e *fuse-save* também são considerados em Lwin et al. (2019), onde além de religadores e fusíveis, investiga-se também a alocação de seccionadores e chaves de isolamento, visando a minimização do custo esperado de faltas (temporárias e permanentes) e de aquisição e manutenção dos dispositivos, em uma formulação linear inteira mista. A abordagem também considera a presença de GDs (despacháveis) e a operação em ilha, variando-se o posicionamento e a capacidade destas unidades.

Uma abordagem linear também é empregada em Popovic et al. (2017), para determinar a quantidade, tipo e localização de disjuntores, religadores, chaves e indicadores de passagem de falta supervisionados remotamente em redes de distribuição. A função objetivo envolve os custos de investimento e instalação de novos dispositivos, custo de realocação de dispositivos já presentes na rede, custo de interrupções de fornecimento (momentâneas, de média duração e de longa duração) e o custo de equipes de manutenção. Dentre as restrições, estão presentes valores alvo para indicadores de confiabilidade. A abordagem também considera a presença da geração distribuída, sem intermitências e sem avaliar a operação em ilha; essas unidades operam juntamente com a subestação, alimentando a rede, e o custo de interrupção destas unidades devido à faltas na rede é inserido na função objetivo.

Um método híbrido, baseado na meta-heurística PSO e em simulações de Monte Carlo, é proposto em Abdi et al. (2014) para a alocação de religadores e chaves automatizadas. A metodologia visa a minimização de uma função de custo, definida em função da energia não suprida aos consumidores (estimada a partir de simulações de Monte Carlo) e dos custos dos dispositivos, além de considerar diferentes tipos de consumidores e níveis de demanda.

Em Alam et al. (2016) é proposta uma formulação não linear para a alocação ótima de chaves e religadores. Os autores utilizam um método de estimativa pontual para incorporar incertezas nos dados de demanda, nas taxas de falha e nos tempos de reparo, visando a minimização de uma função de custo que envolve os custos de interrupção e da energia não fornecida, além dos custos de investimento, operação e manutenção de chaves e religadores. Frente ao problema são empregados um método de programação não linear inteira mista juntamente com um algoritmo *Differential Evolution*.

O problema não linear analisado em Heidari et al. (2018) avalia a alocação de chaves seccionadoras e fusíveis, visando a minimização dos custos de investimento, instalação e manutenção dos dispositivos e do custo esperado devido a faltas permanentes. Também analisa

um cenário onde já há chaves alocadas na rede, inserindo um custo de realocação na formulação do problema, onde emprega um *solver* baseado no método *branch-and-reduce*. Já a abordagem não linear presente em Heidari et al. (2017) investiga a alocação de chaves seccionadoras, fusíveis e disjuntores, considerando a presença de geração distribuída. A função objetivo é composta pelos custos associados aos dispositivos e pelo custo de interrupções momentâneas e sustentadas, onde também é empregada a ferramenta baseada no método *branch-and-reduce*. A abordagem considera a operação em ilha alimentada por GDs, empregando tanto unidades despacháveis (geradores a diesel) e não despacháveis (turbinas eólicas). As intermitências das usinas eólicas são modeladas por função densidade de probabilidade, modelando-se uma probabilidade de disponibilidade da GD para atender à ilha.

Em Amohadi & Fotuhi-Firuzabad (2019) é investigada a alocação de disjuntores, fusíveis, religadores e chaves automáticas visando a minimização de uma função de custo, que compreende os custos relacionados aos dispositivos e à energia não fornecida. É realizada a coordenação entre os dispositivos alocados no ramo principal, e destes com os fusíveis alocados nos ramos secundários. Caso não seja possível a coordenação, o processo de otimização é novamente realizado, redimensionando e reposicionando os dispositivos. Nesse trabalho são empregadas as meta-heurísticas *Particle Swarm Optimization* e *Ant Colony Optimization*.

Em Alam et al. (2020), um Algoritmo Genético (AG) é empregado em uma abordagem não linear para a alocação de religadores, chaves e fusíveis (ambos *fuse-blow* e *fuse-save*) visando a minimização de uma função composta pelo custo de interrupções (momentâneas e sustentadas) e pelo custo de instalação dos dispositivos. A abordagem divide a rede em zonas delimitadas por religadores, formando ilhas alimentadas por GDs dos tipos geradores a diesel e usinas eólicas, onde avalia-se incertezas nessas fontes. Para uma rede com diversos alimentadores, observou-se que os benefícios em confiabilidade foram ligeiramente melhores com as GDs nas barras finais.

Um AG também é empregado em Bakr et al. (2020) em uma abordagem onde são alocados dispositivos de proteção (relés, disjuntores e fusíveis) juntamente com GDs. Considera-se a alocação de geradores síncronos e unidades eólicas, definindo-se para as unidades renováveis um modelo de geração multiestágio em que cada nível apresenta uma probabilidade de ocorrência, de maneira a modelar as intermitências destes recursos. A função objetivo consiste em minimizar uma função custo, que abrange os custos de investimento, operação e manutenção e o custo relacionado a compra ou venda de energia.

Uma alocação simultânea de GDs e dispositivos de proteção também é analisada em Yaghoubi-Nia et al. (2021), onde são consideradas incertezas na geração a partir de recursos renováveis. O objetivo empregado é a minimização da energia não suprida aos consumidores. Os autores consideram funções densidade de probabilidade (distribuições de *Weibull* e *Beta*) para representar as incertezas das gerações renováveis (eólica e solar, respectivamente) e empregam o algoritmo *k-means* para agrupar e reduzir os cenários de geração.

2.2 Abordagens Multiobjetivo

Uma abordagem com três objetivos é proposta em Tippachon & Rerkpreedapong (2009) para a alocação de chaves, religadores e fusíveis, sendo eles a minimização do custo total dos dispositivos e dos indicadores SAIDI e SAIFI. O problema de otimização combinatória não linear é tratado por meio de uma meta-heurística *Ant Colony Optimization*. Após alcançar um conjunto de soluções Pareto ótimas estimadas (Miettinen, 1999), uma solução final é escolhida empregando-se uma estratégia de decisão *min-max* (Ramirez-Rosado & Dominguez-Navarro, 2004). A estratégia de decisão aplicada considera como atributos apenas as funções objetivo do problema, i.e., nenhum critério adicional de interesse prático é abordado. Além disso, os atributos não são ponderados quanto a sua importância para a tomada de decisão, o que resulta na indicação de uma mesma solução final, independente das preferências particulares do tomador de decisão. Esse fato torna esta estratégia de tomada de decisão pouco atrativa para aplicação em um contexto real.

Em Bezerra et al. (2015) é proposto um algoritmo de otimização multiobjetivo baseado na meta-heurística PSO, para o problema de alocação de chaves em redes de distribuição. Os dois objetivos do problema são definidos em função da quantidade de consumidores não atendidos e do número de chaves inseridas. Em Pombo et al. (2015) é abordada a alocação de chaves e religadores considerando a minimização simultânea de três objetivos: custos associados aos dispositivos e os indicadores SAIDI e SAIFI. Os autores aplicam o algoritmo NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*), juntamente com um algoritmo de busca local.

A abordagem de Pombo et al. (2016) propõe uma otimização multiobjetivo para o problema de alocação de chaves em redes na presença de GDs, mas não assumem a operação em ilha. Como funções objetivo são definidos os indicadores de confiabilidade SAIDI e SAIFI, o custo de investimento e instalação de chaves e religadores, e uma função que avalia a indisponibilidade dos geradores distribuídos, i.e., embora não se avalie intermitências na geração distribuída, é considerada a indisponibilidade dessas unidades em decorrência de faltas nas seções da rede. A abordagem emprega o algoritmo NSGA-II, e uma solução final é apontada pelo emprego de uma abordagem *min-max*, porém com as mesmas limitações discutidas anteriormente.

Uma abordagem multiobjetivo e multicritério é proposta pelo autor deste trabalho em Costa et al. (2022). As funções objetivo incluem o indicador SAIDI e uma função de custo, que abrange custos relacionados à interrupção de diferentes tipos de consumidores e aos dispositivos (disjuntores, religadores, fusíveis e chaves seccionadoras), onde emprega-se o método NSGA-II. Esse trabalho propõe uma metodologia para tomada de decisão baseada na definição de atributos adicionais de interesse prático, para avaliação das soluções de projeto, e no emprego de métodos de auxílio à tomada de decisão multicritério. Permite ainda a inserção das preferências dos projetistas para uma tomada de decisão assertiva, refletindo assim os interesses da concessionária.

Os trabalhos presentes em Pereira et al. (2018) e Faria et al. (2020) consideram simul-

taneamente a alocação e a coordenação dos dispositivos na formulação do problema, tratando a coordenação a partir de restrições. Em Faria et al. (2022) é desenvolvido um processo similar, mas definindo um subproblema de PLIM para obter a coordenação da proteção. Essas três pesquisas apresentam uma formulação multiobjetivo, para a qual empregam um NSGA-II. Os autores analisam a formação de ilhas alimentadas por GDs definidas a partir do dispositivo IID. Nos dois últimos, além de GDs despacháveis, são considerados geradores eólicos e solares bem como suas intermitências, analisadas a partir do emprego de funções de densidade de probabilidade.

Os IIDs também são empregados na formação de ilhas no estudo presente em Reiz et al. (2024), onde as incertezas associadas à geração distribuída são agrupadas pelo método *k-means*. É definido um subproblema para a coordenação entre os dispositivos alocados, minimizando o tempo de atuação empregando um Algoritmo Genético. O problema multiobjetivo para a alocação de dispositivos consiste em minimizar o custo da ENS e os custos de investimento, onde também se emprega o NSGA-II. A melhor solução de compromisso é identificada por uma técnica chamada *Compromise Programming*, mas considerando apenas as funções objetivo do problema.

2.3 Caracterização da Literatura Relacionada

Na Tabela 2.1 são sintetizadas as principais características da literatura relacionada ao tema investigado, assim também como as características da abordagem proposta nesta pesquisa. Estas funcionalidades são enumeradas a seguir (F1 a F10):

- F1. Se a abordagem realiza a alocação de dispositivos de proteção ou chaves seccionadoras;
- F2. Se a abordagem considera os esquemas *fuse-blow* e *fuse-save*;
- F3. Se consideram a presença de geração distribuída;
- F4. Se consideram as intermitências de GDs renováveis ou incertezas na geração a partir de GDs;
- F5. Se avaliam a coordenação entre os dispositivos;
- F6. Se o problema foi modelado como multiobjetivo;
- F7. Se propõem algum método heurístico dedicado ao problema proposto para realizar ou auxiliar na procura por soluções;
- F8. Se realizam estudos para o processo de tomada de decisão, no caso de abordagens multi-objetivo;
- F9. Se propõem atributos adicionais para avaliar as soluções potenciais de projeto;
- F10. Se incorporam as preferências da unidade de decisão no processo de tomada de decisão.

De maneira geral, esta pesquisa tem o intuito de considerar simultaneamente todas as funcionalidades indicadas na Tabela 2.1. Essas características são importantes no contexto real de uma concessionária de energia e uma ferramenta que englobe simultaneamente todas elas preenche uma importante lacuna existente na literatura atualmente.

Capítulo 3

Metodologia

Este capítulo traz a metodologia proposta para o problema de alocação de dispositivos de proteção e manobra analisado neste trabalho. A abordagem, ilustrada na Figura 3.1, parte da necessidade de alocação de dispositivos de proteção e manobra visando a melhoria da confiabilidade de redes de distribuição. Nesse contexto, é importante a consideração da presença da geração distribuída e a análise da coordenação entre os dispositivos.

Define-se, então, um problema multiobjetivo visando a minimização dos investimentos necessários e a melhoria da confiabilidade (otimização de indicadores) da rede. Como ferramenta de otimização é proposto o emprego de dois métodos que trabalham de maneira complementar: uma heurística construtiva baseada em características próprias do problema é proposta para a definição de um conjunto inicial de soluções de bom desempenho; esse conjunto caracteriza a população inicial do método NSGA-II, o qual realiza uma otimização multiobjetivo. Em ambos os métodos, cada solução gerada é submetida ao processo de avaliação da coordenação entre os dispositivos a partir de uma heurística proposta nesta pesquisa para essa finalidade.

Uma vez que o modelo retorna um conjunto de soluções, também é proposta uma estratégia para o processo de tomada de decisão. Essa estratégia considera as funções objetivo do problema de otimização e critérios/atributos adicionais de desempenho das alternativas (soluções). Além disso, emprega-se métodos de auxílio à tomada de decisão multicritério, tais como AHP (*Analytic Hierarchy Process*) e TOPSIS (*Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*) (Tzeng & Huang, 1981), permitindo incorporar as preferências da unidade de decisão e assim refletir uma decisão (solução) mais assertiva. Os principais módulos que compõem a metodologia proposta são discutidos a seguir.

3.1 O Problema de Alocação de Chaves e Dispositivos de Proteção

Redes de distribuição estão sujeitas a faltas temporárias e permanentes, que podem causar interrupções momentâneas e/ou sustentadas. Faltas temporárias devem levar à atuação de

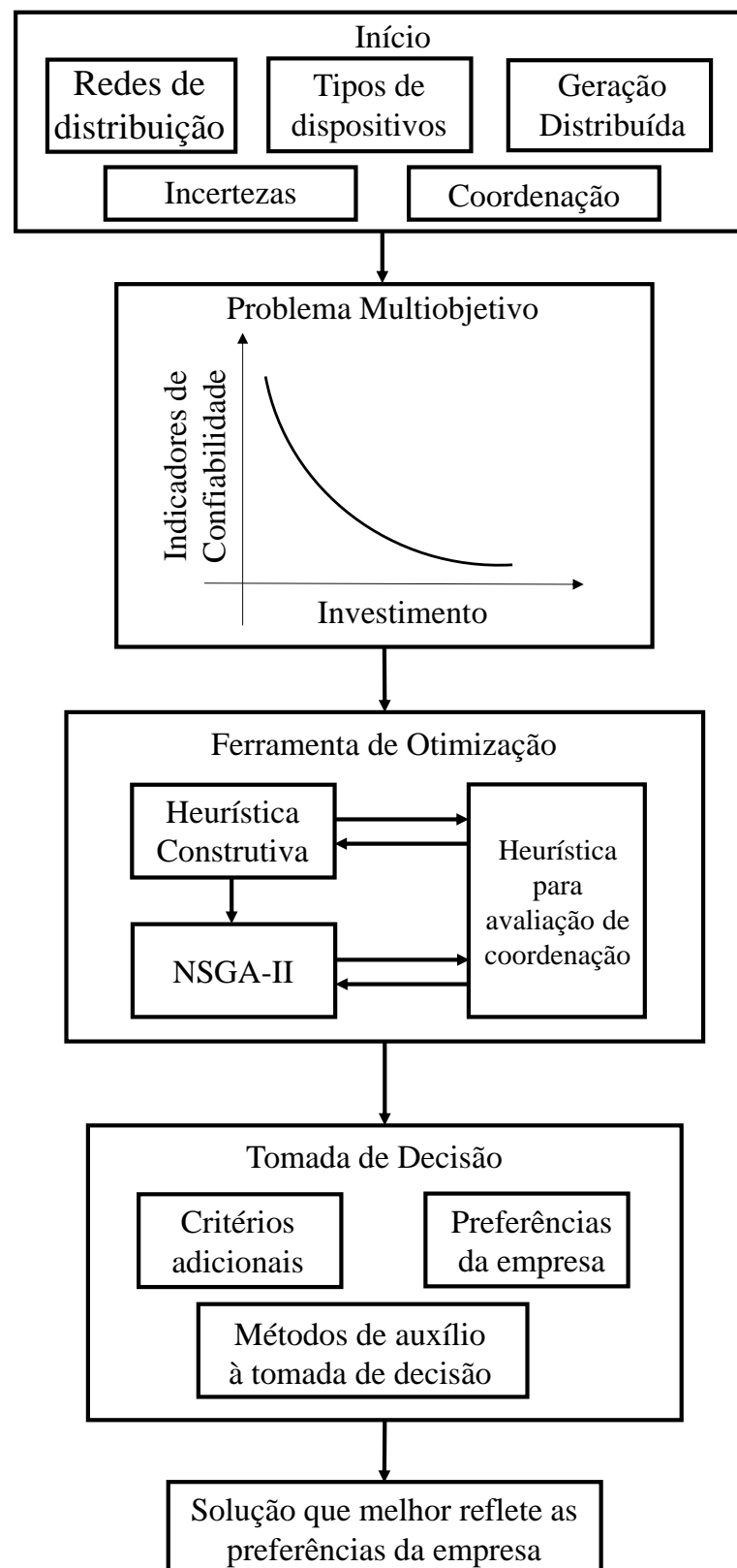


Figura 3.1: Principais etapas da abordagem proposta.

dispositivos com capacidade de religamento automático, como disjuntores e religadores. Normalmente, disjuntores são alocados no início do alimentador, executando operações de religa-

mento para faltas temporárias ou abrindo em definitivo para faltas permanentes.

A coordenação entre religadores e fusíveis pode assumir dois esquemas: *fuse-blow* (FB) ou *fuse-save* (FS) Izadi et al. (2019). Ambos os esquemas partem da presença de um religador a montante de um fusível. No esquema FB, o fusível sempre atuará antes do religador, tanto para faltas permanentes quanto temporárias. Já no esquema FS, o religador realiza operações de religamento antes da atuação do fusível, de modo a evitar a atuação do fusível frente a faltas temporárias, atuando apenas para faltas permanentes. Cabe destacar aqui as duas curvas características de um fusível: a curva *minimum melting*, que define a menor corrente capaz de causar a fusão do elo fusível, nomeada neste trabalho de curva de mínima fusão, e a curva *total clearing*, que caracteriza o tempo de efetiva interrupção da falta, nomeada nesta pesquisa por curva de máxima fusão.

Outro dispositivo considerado é a chave seccionadora, que pode ser empregada para isolar a seção afetada. Chaves seccionadoras também permitem a restauração de cargas, seja uma restauração a jusante, a partir de alimentadores alternativos ou recursos distribuídos, ou desempenhando uma restauração a montante, para o caso onde há uma chave entre um disjuntor ou religador e uma seção em falta, de modo que a abertura dessa chave permite o fechamento do dispositivo de proteção e a restauração de algumas cargas saudáveis.

Conforme discutido na revisão de literatura, trabalhos mais recentes têm empregado também o dispositivo *Island Interconnection Device* (IID). Ele é definido em Bilakanti et al. (2019) como uma chave inteligente e/ou um conversor eletrônico de potência que controla/gerencia todos os problemas de interconexão, fluxo de energia, Volt/VAR, proteção, transientes e correntes de falta entre a rede e a GD. Além disso, pode também atuar na mitigação de harmônicas, compensação de desequilíbrio, amortecimento de oscilação do sistema de energia da área, etc. Nesta pesquisa, o IID é modelado conforme Faria et al. (2020, 2022), onde esse dispositivo é definido como um religador que pode operar tanto para faltas dentro quanto fora da ilha por utilizarem funções direcionais. Além disso, as correntes de *pick-up* desses dispositivos podem ser ajustadas em valores diferentes para faltas a jusante e a montante. Características adicionais dos dispositivos analisados são descritas no Apêndice A.1.

A abordagem proposta nesta pesquisa para o problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção visa a melhoria da confiabilidade da rede e, ao mesmo tempo, a minimização do custo de investimento necessário. A modelagem parte da definição dos seguintes vetores de variáveis binárias:

$$v_k = \begin{cases} 1 & , \text{ se há uma chave no } k\text{-ésimo local} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$w_k = \begin{cases} 1 & , \text{ se há um religador no } k\text{-ésimo local} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.2)$$

em que $k \in Ssr$, Ssr é o conjunto de possíveis locais para alocação de chaves ou religadores, e $Nssr$ é a cardinalidade de Ssr ;

Nesta pesquisa, considera-se que chaves seccionadoras podem ser alocadas tanto no início quanto no final das seções (trecho entre duas barras, linha) (Heidari et al., 2018). Desta forma, o conjunto Ss apresentado na Equação (3.3) se refere aos finais das seções, onde apenas chaves podem ser alocadas.

$$x_k = \begin{cases} 1 & , \text{ se há uma chave no } k\text{-ésimo local} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.3)$$

em que $k \in Ss$, Ss é o conjunto de locais onde apenas chaves podem ser alocadas, e Nss é a cardinalidade de Ss .

$$y_k = \begin{cases} 1 & , \text{ se há um fusível no } k\text{-ésimo local} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.4)$$

em que $k \in Sf$, Sf é o conjunto de possíveis locais para alocação de fusíveis, e Nsf é a cardinalidade de Sf ;

$$z_k = \begin{cases} 1 & , \text{ se há um IID no } k\text{-ésimo local} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.5)$$

em que $k \in Si$, Si é o conjunto de possíveis locais para alocação de IIDs, e Nsi é a cardinalidade de Si .

Os vetores \mathbf{v} , \mathbf{w} , \mathbf{x} , \mathbf{y} e \mathbf{z} compõem um vetor único denominado \mathbf{b} , que contempla todas as alocações de dispositivos realizadas. Propõe-se então uma abordagem multiobjetivo que visa simultaneamente a melhoria da confiabilidade, a partir da minimização do indicador *SAIDI* (Cepin, 2011) e a minimização do Custo de Investimento em dispositivos, *CI*:

$$\min \{SAIDI(\mathbf{b}), CI(\mathbf{b})\} \quad (3.6)$$

O indicador *SAIDI* indica a duração total de interrupção para um consumidor médio em um período de tempo predefinido, normalmente expresso em horas por ano:

$$SAIDI(\mathbf{b}) = \frac{\sum_{s=1}^{ns} \sum_{a=1}^{na(\mathbf{b})} \lambda_s \times r_{sa}(\mathbf{b}) \times P_a}{\sum_{p=1}^{np} P_p} \quad (3.7)$$

em que ns é o número de seções da rede, $na(\mathbf{b})$ é o número de pontos de carga afetados pela falta na s -ésima seção, np é o total de pontos de carga da rede, λ_s é a taxa anual de falha da s -ésima seção, $r_{sa}(\mathbf{b})$ é a duração da interrupção do a -ésimo ponto de carga devido à falta na s -ésima seção, P_a é o número de consumidores no a -ésimo ponto de carga e P_p é o número de consumidores no p -ésimo ponto de carga.

Conforme a Equação (3.7), a estimação do indicador SAIDI depende de uma análise da rede de distribuição, avaliando-se as posições dos diferentes dispositivos alocados, que definem quantos consumidores serão afetados e a duração das interrupções. Nesta equação, assim como nas demais definidas nesta pesquisa, as variáveis de decisão consistem nos locais e quantidades dos diferentes tipos de dispositivos a serem alocados, modelados a partir do vetor \mathbf{b} . Alguns dos demais termos também são definidos em função da presença desses dispositivos (em função de \mathbf{b}), como a quantidade de pontos de carga afetados e o tempo necessário para reparar a falta.

Ainda na função SAIDI, cabe destacar também que faltas temporárias também podem ocasionar interrupções sustentadas (quando acionam um fusível, por exemplo), o que também deve ser contabilizado na estimação deste indicador. Já a função objetivo CI é definida da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
CI(\mathbf{b}) = & \sum_{k=1}^{N_{ssr}} (CAr + CCr)w_k + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{ssr}} \frac{CMr}{(1+R)^t} w_k + \\
& \sum_{k=1}^{N_{ssr}} (CA_s + CC_s)v_k + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{ssr}} \frac{CM_s}{(1+R)^t} v_k + \\
& \sum_{k=1}^{N_{ss}} (CA_s + CC_s)x_k + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{ss}} \frac{CM_s}{(1+R)^t} x_k + \\
& \sum_{k=1}^{N_{sf}} (CA_f + CC_f)y_k + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{sf}} \frac{CM_f}{(1+R)^t} y_k + \\
& \sum_{k=1}^{N_{si}} (CA_i + CC_i)z_k + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{si}} \frac{CM_i}{(1+R)^t} z_k
\end{aligned} \tag{3.8}$$

em que CA_θ , CC_θ e CM_θ são, respectivamente, os custos de aquisição, instalação e manutenção do θ -ésimo dispositivo, sendo $\theta \in \{r \text{ (religador)}, s \text{ (chave)}, f \text{ (fusível)}, i \text{ (IID)}\}$, T é o tempo de vida útil dos equipamentos e R é a taxa de desvalorização dos equipamentos.

Assim como verificado em alguns trabalhos na literatura (Faria et al., 2020, 2022; Pereira et al., 2018), o custo de investimento em dispositivos e o custo relacionado às interrupções de fornecimento de energia são tratados neste trabalho de maneira separada, até mesmo pela distinta natureza dos mesmos. Uma estimativa do custo das interrupções pode ser obtida pelo indicador *ECOST* (*Expected Customer Interruption Cost*) (Heidari et al., 2018), que mensura o custo de interrupção para diferentes tipos de consumidores em um intervalo de tempo predefinido, sendo expresso em unidades monetárias por ano. Esse indicador será avaliado para cada uma das soluções não dominadas obtidas, bem como fará parte do processo de tomada de decisão:

$$ECOST(\mathbf{b}) = \sum_{s=1}^{ns} \sum_{a=1}^{na(\mathbf{b})} \sum_{m=1}^{nm} \lambda_s \times CDF_m(r_{sa}(\mathbf{b})) \times L_{am} \tag{3.9}$$

em que nm é o número de tipos de consumidores, CDF_m é uma função que define o custo

de interrupção do m -ésimo tipo de consumidor e dependente de $r_{sa}(\mathbf{b})$, e L_{am} é a carga do consumidor do tipo m localizado no a -ésimo ponto de carga.

Os locais para inserção de diferentes tipos de dispositivos seguem algumas premissas e restrições, como as destacadas por Heidari et al. (2018):

- Dispositivos de proteção devem ser alocados no início das seções;
- Fusíveis não são permitidos no alimentador principal, apenas em ramos laterais;
- Chaves podem ser alocadas tanto no início como no final das seções.

Outras importantes restrições são apresentadas por Faria et al. (2020):

- Deve haver um disjuntor no início do alimentador controlado por um relé de sobrecorrente que também realiza operações de religamento automático;
- Fusíveis não podem ser alocados no caminho entre um IID e a subestação;
- Fusíveis não devem ser alocados a montante de religadores ou IIDs;
- A capacidade da geração distribuída deve ser igual ou superior à demanda da ilha, quando da formação desta;
- Os valores de tensão em cada barra devem estar dentro do limite 0.90 – 1.05 p.u. durante a operação em ilha;
- As correntes nas seções devem respeitar os limites de capacidade dos condutores durante a operação em ilha.

Outra restrição importante é que todos os pontos de carga da rede devem estar protegidos, i. e., deve haver no mínimo um dispositivo de proteção para quaisquer pontos de carga da rede. Além disso, esse dispositivo deve ser selecionado e/ou parametrizado de maneira a ser capaz de perceber a falta (sensibilidade) e, então, atuar.

Além das premissas e restrições apresentadas, a alocação de dispositivos também deve atender restrições de coordenação. Quando uma solução candidata viola alguma restrição de coordenação, essa violação é quantificada, conforme detalhado na Seção 3.2, e é adicionada uma função de penalidade em cada função objetivo do problema. O Método de Penalidade é descrito no Apêndice B.2.

3.2 Heurística para Avaliação de Coordenação

Segundo Caminha (1977), a seletividade da proteção consiste na capacidade do dispositivo em atuar somente para a zona de proteção para a qual foi instalado. Em relação à coordenação, dois dispositivos estarão coordenados se o dispositivo mais distante do ponto de falta (dispositivo secundário ou de retaguarda) for capaz de eliminar a condição indesejada se o dispositivo mais próximo da falta (dispositivo primário) falhar (Anderson, 1999). Os dispositivos de proteção devem respeitar determinadas sequências e condições de operação de modo a garantir seletividade e coordenação da proteção. Diversas dessas condições observadas na literatura (Faria et al., 2020, 2022) são analisadas no estudo de coordenação proposto nesta pesquisa.

Assume-se que disjuntores, religadores e IIDs são equipados com relé de sobrecorrente. O tempo de atuação é dado em função da corrente percebida pelo dispositivo, relação essa expressa por diferentes curvas de tempo \times corrente. De maneira geral, a parametrização desses dispositivos pode ser obtida a partir da definição do tipo de curva e de dois parâmetros: múltiplo de ajuste de tempo, TMS , e corrente de *pickup*, I^{pickup} , detalhados na Seção A.1 e também apresentados na Equação (3.10):

$$t = TMS \left[\alpha + \frac{\beta}{\left(\frac{I^{cc}}{RTC \times I^{pickup}} \right)^\delta - 1} \right] \quad (3.10)$$

em que t consiste no tempo de atuação do dispositivo, TMS é um múltiplo de ajuste de tempo, α , β e δ são constantes definidas por norma, I^{cc} é a corrente vista pelo dispositivo, RTC é a relação de transformação do transformador de corrente e I^{pickup} é a corrente de *pickup* do dispositivo. A corrente de *pickup* é o menor valor de corrente capaz de provocar a atuação do relé. Esses dispositivos também possuem um ajuste de tempo instantâneo, para operação frente a faltas temporárias.

Os fusíveis também são caracterizados por curvas de relação tempo \times corrente (ver Apêndice A.1), mas definidas por fabricante, ou seja, não são ajustáveis; a escolha de um determinado comportamento de atuação requer a especificação do tipo e capacidade do fusível.

Uma ferramenta heurística é desenvolvida neste trabalho para a análise de coordenação entre os dispositivos alocados. Essa heurística realiza uma parametrização dos dispositivos de maneira que as separações das curvas de atuação de dispositivos em série fiquem o mais amplas possível, possibilitando lidar com a característica estocástica das correntes de falta. A ferramenta desenvolvida avalia as seguintes restrições:

Para a atuação instantânea:

1. Coordenação instantânea entre religador e fusível.

Nessa situação há um fusível a jusante de um religador; quando da ocorrência de uma falta a jusante do fusível, o religador deve atuar realizando operações de religamento automático de maneira a extinguir uma falta temporária antes da atuação do fusível. Essa situação, comumente nomeada de esquema *fuse save*, leva a seguinte restrição:

$$K_{rf}^{50} \times t_r^{50}(\mathbf{b}, I_r^{cc}) \leq t_f^{mm}(\mathbf{b}, I_f^{cc}) \quad (3.11)$$

em que t_r^{50} é o tempo de atuação instantânea do religador em função da corrente de falta (I_r^{cc}) lida pelo dispositivo, K_{rf}^{50} é o fator de coordenação de ação instantânea entre religador e fusível e t_f^{mm} é o tempo de fusão mínima do fusível em função da corrente de falta, (I_f^{cc}), lida pelo mesmo.

O termo 50 empregado nas definições presentes na Equação (3.11) refere-se à função de proteção de sobrecorrente instantânea. Assim como na definição das funções objetivo, as

restrições impostas são também dependentes das variáveis de decisão. Embora o efeito do vetor \mathbf{b} não esteja explícito nessas funções, essas restrições são também dependentes da presença e posição dos diferentes tipos de dispositivos empregados.

A restrição imposta na Equação (3.11) também deve ser atendida na relação entre IID-fusível. Já para o disjuntor de subestação, o mesmo não realiza, necessariamente, o esquema *fuse-save* com os fusíveis a sua jusante; nesse caso tem-se o esquema de coordenação *fuse-blow*, onde assume-se que o fusível sempre atuará antes do disjuntor de subestação, mesmo que para faltas temporárias.

2. Coordenação instantânea entre religadores.

Quando da ocorrência de dois ou mais religadores em série, ou seja, religador a jusante de religador, o ajuste de tempo instantâneo destes dispositivos deve obedecer à seguinte restrição:

$$t_{r-ret}^{50}(\mathbf{b}, I_{r-ret}^{cc}) \geq K_{rr}^{50} + t_{r-pri}^{50}(\mathbf{b}, I_{r-pri}^{cc}) \quad (3.12)$$

em que t_{r-ret}^{50} é o tempo de atuação instantânea do religador de retaguarda, t_{r-pri}^{50} é o tempo de atuação instantânea do religador primário e K_{rr}^{50} é o intervalo de coordenação de ação instantânea entre religadores. Essa restrição também deve ser atendida na relação entre disjuntor e religador.

Para a atuação temporizada:

As restrições seguintes estão relacionadas ao comportamento inverso entre tempo de atuação e corrente de falta (quanto maior a corrente, menor o tempo e vice-versa) que caracteriza o modo de operação de dispositivos de proteção.

3. A presença de dois fusíveis em série deve atender à seguinte restrição:

$$t_{f-pri}^{tc}(\mathbf{b}, I_{f-pri}^{cc}) \leq 0,75 \times t_{f-ret}^{mm}(\mathbf{b}, I_{f-ret}^{cc}) \quad (3.13)$$

em que t_{f-pri}^{tc} é o tempo de máxima fusão do fusível primário e t_{f-ret}^{mm} é o tempo de mínima fusão do fusível de retaguarda.

4. Coordenação temporizada entre religador e fusível.

Para o caso de um fusível a jusante de um religador, a atuação temporizada do religador deve respeitar um intervalo de coordenação em relação ao tempo de atuação do fusível conforme:

$$t_r^{51}(\mathbf{b}, I_r^{cc}) \geq K_{rf}^{51} + t_f^{tc}(\mathbf{b}, I_f^{cc}) \quad (3.14)$$

em que t_r^{51} é o tempo de atuação temporizada do religador, t_f^{tc} é o tempo de máxima fusão do fusível e K_{rf}^{51} é o intervalo de coordenação temporizada entre religador e fusível. Essa restrição também deve ser atendida na relação entre IID e fusível. O termo 51 empregado nessas definições refere-se à função de proteção de sobrecorrente temporizada.

5. Coordenação temporizada entre religadores.

Estando dois ou mais religadores em série, a atuação temporizada desses dispositivos

deve atender à seguinte restrição:

$$t_{r-ret}^{51}(\mathbf{b}, I_{r-ret}^{cc}) \geq K_{rr}^{51} + t_{r-pri}^{51}(\mathbf{b}, I_{r-pri}^{cc}) \quad (3.15)$$

em que t_{r-ret}^{51} é o tempo de atuação temporizada do religador de retaguarda, t_{r-pri}^{51} é o tempo de atuação temporizada do religador primário e K_{rr}^{51} é o intervalo de coordenação temporizada entre religadores. Essa restrição também deve ser atendida na relação entre disjuntor e religador.

6. Coordenação entre religador e IID.

Conforme adotado em Faria et al. (2020), não são implementadas restrições de coordenação entre religadores e IIDs; entende-se que ambos os dispositivos devem atuar o mais rápido possível para eliminar as contribuições da subestação e da GD na corrente de falta. Além disso, como cada IID define uma ilha, também não é necessária a coordenação entre eles.

7. Proteção local das GDs.

O IID deve sempre atuar antes da proteção local da GD.

A parametrização e a verificação de restrições realizadas pela heurística aqui proposta são detalhadas nos Algoritmos 1 a 5. Os dispositivos equipados com relés podem ser parametrizados de maneiras diferentes para correntes de fase e de neutro, devendo a heurística ser executada em um momento para correntes de fase e em outro para correntes de neutro.

Algoritmo 1: Heurística para parametrização e avaliação da coordenação

- 1 **Entradas:**
 - 2 I^{cc} : Correntes de falta para cada seção
 - 3 LD : Locais onde os diferentes dispositivos estão alocados
 - 4 $S\Omega$: Conjunto de parâmetros dos relés que equipam disjuntor, religadores e IIDs
 - 5 SF : Conjunto dos tipos e capacidades de fusíveis
 - 6 SK : Conjunto de fatores e intervalos de coordenação
 - 7 **Saídas:**
 - 8 $Violacao$: Variável binária que verifica a violação de coordenação
 - 9 $Valor$: Variável real que mensura o valor da violação

 - 10 Nf : Quantidade de fusíveis alocados, conforme LD
 - 11 Nr : Quantidade de religadores alocados, conforme LD
 - 12 Ni : Quantidade de IIDs alocados, conforme LD
 - 13 $Violacao \leftarrow 0$
 - 14 $Valor \leftarrow 0$

 - 15 Define os tipos e capacidades dos fusíveis a partir do Algoritmo 2
 - 16 Realiza a parametrização da ação instantânea dos religadores e do disjuntor conforme Algoritmo 3
 - 17 Realiza a parametrização das curvas de atuação temporizada dos religadores e do disjuntor conforme Algoritmo 4
 - 18 Realiza a parametrização dos IIDs conforme Algoritmo 5
-

Algoritmo 2: Definição dos fusíveis

1 **Entradas:**
2 I^{cc} , LD , SF , SK , Nf , $Violacao$ e $Valor$
3 **Saídas:**
4 $Violacao$, $Valor$ e definição dos fusíveis
5 $t \leftarrow 0$
6 **enquanto** $t \leq Nf$ **faça**
7 Verifica fusíveis em série
8 Define os tipos e capacidades dos fusíveis, conforme SF , SK , I^{cc} e as
 posições desses dispositivos na rede, verificando também a Equação (3.13)
9 **se** Equação (3.13) *é violada* **então**
10 $Violacao \leftarrow 1$
11 $Valor \leftarrow$ valor da violação da Equação (3.13)
12 **fim**
13 $t \leftarrow t + 1$
14 **fim**

Algoritmo 3: Parametrização de ação instantânea de religadores e disjuntor

```

1 Entradas:
2  $I^{cc}$ ,  $LD$ ,  $S\Omega$ ,  $SK$ ,  $Nr$ ,  $Violacao$  e  $Valor$ 
3 Saídas:
4  $Violacao$ ,  $Valor$  e parametrização de ação instantânea de religadores e disjuntor
5 se  $Violacao = 0$  então
6    $t \leftarrow 0$ 
7   enquanto  $t \leq Nr$  faça
8     Avalia religadores em série e parametriza, conforme  $S\Omega$  e  $SK$ , o ajuste de
      atuação instantânea desses dispositivos verificando a Equação (3.12)
9     % Como na atuação instantânea o dispositivo sempre atuará no tempo
      definido nesse ajuste independentemente da corrente de falta, a diferença
      entre os tempos ajustados para dois religadores em série pode ser
      definida como o próprio valor de  $K_{rr}^{50}$  ou um valor um pouco superior a
      este parâmetro
10    se Equação (3.12) é violada então
11       $Violacao \leftarrow 1$ 
12       $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.12)
13    fim
14    Para o  $t$ -ésimo religador, avalia os fusíveis que estão somente a sua
      jusante e verifica a Equação (3.11)
15    se Equação (3.11) é violada então
16       $Violacao \leftarrow 1$ 
17       $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.11)
18    fim
19     $t \leftarrow t + 1$ 
20  fim
21  Define o tempo de atuação instantânea do disjuntor conforme os tempos
      ajustados para os religadores a sua jusante e conforme Equação (3.12).
22  % Para atender à Equação (3.12), o tempo de atuação instantânea do disjuntor
      deve ser superior ao tempo do primeiro religador a sua jusante acrescido de
       $k_{rr}^{50}$ 
23 fim

```

Algoritmo 4: Parametrização das curvas de atuação temporizada de religadores e disjuntor

```

1 Entradas:
2  $I^{cc}$ ,  $LD$ ,  $S\Omega$ ,  $SK$ ,  $Nr$ ,  $Violacao$  e  $Valor$ 
3 Saídas:
4  $Violacao$ ,  $Valor$  e parametrização das curvas de atuação temporizada para
   religadores e disjuntor
5 Dados  $S\Omega$ ,  $SK$ ,  $Nr$ ,  $I^{cc}$  e a presença do disjuntor, parametriza as curvas de
   atuação temporizada de religadores e disjuntor de maneira a deixar as faixas
   entre essas curvas de atuação o mais amplas possível
6 se  $Violacao = 0$  então
7   |   Verifica se a coordenação entre disjuntor e religadores, bem como a
   |   coordenação entre os religadores, atendem à Equação (3.15)
8   |   se Equação (3.15) é violada então
9   |   |    $Violacao \leftarrow 1$ 
10  |   |    $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.15)
11  |   fim
12 fim
13 se  $Violacao = 0$  então
14  |    $t \leftarrow 0$ 
15  |   enquanto  $t \leq Nr$  faça
16  |   |   Verifica se a coordenação entre o  $t$ -ésimo religador e os fusíveis a sua
   |   |   jusante atende à Equação (3.14)
17  |   |   se Equação (3.14) é violada então
18  |   |   |    $Violacao \leftarrow 1$ 
19  |   |   |    $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.14)
20  |   |   fim
21  |   |    $t \leftarrow t + 1$ 
22  |   fim
23 fim

```

Algoritmo 5: Parametrização dos IIDs

```

1 Entradas:
2  $I^{cc}$ ,  $LD$ ,  $S\Omega$ ,  $SK$ ,  $Ni$ ,  $Violacao$  e  $Valor$ 
3 Saídas:
4  $Violacao$ ,  $Valor$  e parametrização para as atuações instantânea e temporizada
   para os IIDs
5 se  $Violacao = 0$  então
6    $t \leftarrow 0$ 
7   enquanto  $t \leq Ni$  faça
8     Avalia os IIDs e parametriza o ajuste de atuação instantânea e
       temporizada destes dispositivos, conforme  $S\Omega$ ,  $SK$  e  $I^{cc}$ , da maneira
       mais conveniente, ou seja, tentando atender às Equações (3.11) e (3.14)
9     % Como não há restrições de coordenação entre IIDs, tampouco entre
       IIDs e religadores, os IIDs presentes podem ter os mesmos ajustes entre
       si, ou ajustes próximos, para atuação instantânea e temporizada. Essa
       parametrização deve observar as restrições de coordenação em relação
       aos fusíveis a sua jusante.
10    Para o  $t$ -ésimo IID, avalia os fusíveis que estão somente a sua jusante e
       verifica a Equação (3.11)
11    se Equação (3.11) é violada então
12       $Violacao \leftarrow 1$ 
13       $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.11)
14    fim
15    se  $Violacao = 0$  então
16      Para o  $t$ -ésimo IID, avalia os fusíveis que estão somente a sua jusante
       e verifica a Equação (3.14)
17      se Equação (3.14) é violada então
18         $Violacao \leftarrow 1$ 
19         $Valor \leftarrow$  valor da violação da Equação (3.14)
20      fim
21    fim
22     $t \leftarrow t + 1$ 
23  fim
24 fim

```

A heurística apresentada recebe como um de seus parâmetros de entrada as correntes de falta das seções da rede. Uma vez que essas correntes têm característica estocástica, essa heurística é executada para cada cenário de correntes de falta apresentados na Seção 3.4. Além

disso, a variável de saída *Valor* é empregada na penalização das FO, conforme Equação (B.2) e Seção B.2.

3.3 Ferramenta de Otimização

Avaliando-se as duas funções objetivo propostas para o problema, o indicador *SAIDI* caracteriza uma função não linear por se relacionar com as variáveis de decisão a partir da análise da rede, avaliando-se taxas de falhas, tempos de reparo, posições de dispositivos, consumidores e cargas afetados, além de possibilidades de restauração de cargas. Além disso, uma modelagem linear para essa função pode envolver um pré-processamento da análise da rede e armazenamento de dados. Esses fatos dificultam a utilização de um método exato para o problema de otimização proposto. Desta forma, optou-se pelo emprego de uma ferramenta mais simples e direta, o *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II) (Deb et al., 2002) que, embora não apresente a garantia da otimalidade, é certamente uma eficiente ferramenta para problemas multiobjetivo como o modelado nesta pesquisa.

Em relação à codificação das soluções, é definido um vetor solução \mathbf{u} , específico para o problema de alocação de dispositivos, da seguinte maneira: há N_{ssr} locais disponíveis para alocação de chaves ou religadores em que, para esses locais, assume-se a codificação 0 se não há dispositivo alocado, 1 se é alocada uma chave seccionadora e 2 caso seja alocado um religador. As próximas N_{ss} entradas consistem em locais onde apenas chaves podem ser alocadas, podendo assumir os valores 0 se não se aloca uma chave e 1 caso uma chave seja alocada. As seguintes N_f entradas (locais para alocação de apenas fusíveis) do vetor \mathbf{u} podem assumir 0 se não se aloca fusível e 1 caso contrário. Codificação similar é realizada para os locais dos IIDs (últimas N_i entradas), onde é atribuído 0 para a ausência de IID e 1 caso o dispositivo seja alocado. A Figura 3.2 ilustra essa codificação.

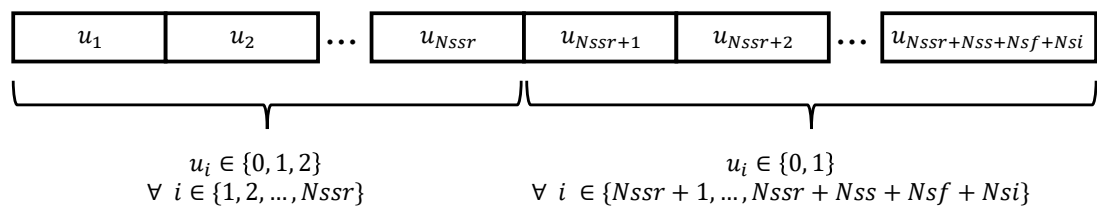


Figura 3.2: Vetor solução \mathbf{u} empregado na codificação das soluções. Nesse vetor, as primeiras N_{ssr} posições podem assumir valores inteiros (pertencentes ao conjunto $\{0, 1, 2\}$), referentes à codificação dos N_{ssr} locais para alocação de chaves ou religadores. As demais $N_{ss} + N_{sf} + N_{si}$ entradas deste vetor podem assumir os valores $\{0, 1\}$, referentes aos locais para alocação de chaves, fusíveis e IIDs, respectivamente.

A codificação apresentada, conforme Figura 3.2, permite a definição de soluções sempre factíveis em relação ao domínio das variáveis, ou seja, os diferentes tipos de dispositivos são sempre alocados em locais factíveis para a sua inserção. Os operadores de variação empregados

no NSGA-II e descritos a seguir são implementados de maneira a comportar essa codificação.

O método de seleção para o NSGA-II empregado nesta pesquisa é o Torneio Binário (Eiben & Smith, 2015). Nesse método, na comparação entre duas soluções candidatas selecionadas aleatoriamente, a vencedora será a que possuir melhor nível de dominância. Se as duas estiverem em uma mesma frente de dominância, seleciona-se a que apresentar maior distância de multidão. Estes conceitos estão descritos no Apêndice B.3.

Novas soluções são geradas pelo NSGA-II a partir de operadores de variação, ou seja, operadores de cruzamento e mutação. Para a operação de cruzamento são empregados dois operadores com igual probabilidade de ocorrência: Cruzamento Uniforme e Cruzamento de Dois Pontos (Eiben & Smith, 2015).

No Cruzamento Uniforme, dadas duas soluções selecionadas, \mathbf{u}_a e \mathbf{u}_b , define-se um vetor binário \mathbf{v} com a mesma dimensão das soluções preenchido aleatoriamente, de modo que duas novas soluções \mathbf{u}'_a e \mathbf{u}'_b são obtidas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\mathbf{u}'_a(i) &= \mathbf{u}_a(i) \text{ se } \mathbf{v}(i) = 1 \\ \mathbf{u}'_a(i) &= \mathbf{u}_b(i) \text{ se } \mathbf{v}(i) = 0 \\ \mathbf{u}'_b(i) &= \mathbf{u}_a(i) \text{ se } \mathbf{v}(i) = 0 \\ \mathbf{u}'_b(i) &= \mathbf{u}_b(i) \text{ se } \mathbf{v}(i) = 1\end{aligned}$$

No Cruzamento de Dois Pontos, seleciona-se aleatoriamente dois números inteiros j e k , sendo $0 < j < k < n_v$, em que n_v é o número de variáveis de otimização (neste estudo, $n_v = N_{sf} + N_{ssr} + N_{ss}$). As duas novas soluções \mathbf{u}'_a e \mathbf{u}'_b são obtidas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\mathbf{u}'_a(i) &= \mathbf{u}_a(i) \text{ se } i < j \\ \mathbf{u}'_a(i) &= \mathbf{u}_b(i) \text{ se } j \leq i < k \\ \mathbf{u}'_a(i) &= \mathbf{u}_a(i) \text{ se } i > k \\ \mathbf{u}'_b(i) &= \mathbf{u}_b(i) \text{ se } i < j \\ \mathbf{u}'_b(i) &= \mathbf{u}_a(i) \text{ se } j \leq i < k \\ \mathbf{u}'_b(i) &= \mathbf{u}_b(i) \text{ se } i > k\end{aligned}$$

A operação de mutação também é realizada a partir de dois operadores com igual probabilidade de ocorrência: as mutações *Bit Flip* e *Swap* (Eiben & Smith, 2015). Na mutação *Bit Flip* sorteia-se uma coordenada $u(i)$ para sofrer mutação. O valor armazenado em $u(i)$ é descartado, sendo armazenado um valor inteiro aleatório definido conforme domínio das variáveis. Já no operador *Swap*, sorteia-se duas coordenadas distintas para sofrer mutação, $u(i)$ e $u(j)$. O valor originalmente armazenado em $u(i)$ é transferido para $u(j)$ e o valor originalmente armazenado em $u(j)$ é transferido para $u(i)$.

3.3.1 Heurística Construtiva

Algoritmos evolucionários, quando inicializados com soluções aleatórias e aplicados a problemas fortemente restritos, podem apresentar dificuldades para mapear soluções factíveis durante o processo de otimização. Como o problema abordado neste estudo apresenta muitas

restrições, principalmente referentes à coordenação, propõe-se também uma heurística construtiva com a finalidade de produzir um conjunto de soluções iniciais viáveis e de melhor desempenho para inicializar o NSGA-II, minimizando assim a limitação mencionada.

A heurística construtiva proposta parte da alocação de apenas um dispositivo por vez, conforme detalhado no Algoritmo 6. A cada dispositivo inserido, cujo tipo é escolhido aleatoriamente, o mesmo é testado em todos os N locais disponíveis, gerando assim N diferentes soluções. Todas essas soluções são armazenadas no conjunto P e a solução de melhor valor de SAIDI, \mathbf{u}^* , é selecionada como solução de referência, ou seja, solução a partir da qual serão alocados mais dispositivos e produzirão novas soluções.

A cada iteração, mais um dispositivo é inserido em \mathbf{u}^* , gerando novas soluções que são armazenadas em P . O conjunto P é sempre submetido ao processo de separação em frentes de não dominância, juntamente com o operador de *crowding distance*, armazenando sempre um conjunto de tamanho N_{pop} soluções. O processo iterativo se repete até que se atinja o critério de parada, que para essa heurística foi definido como a estabilização do indicador Hipervolume (HV) considerando-se as últimas 20 iterações. O HV (Zitzler & Thiele, 1999) é estimado como a área da região envolvida pela fronteira de soluções e um ponto de referência dominado por todas as soluções desta fronteira. Essa métrica é detalhada na Seção B.4.

Algoritmo 6: Heurística construtiva para o conjunto inicial de soluções

```

1 Entradas:
2 Ssr: Conjunto de possíveis locais para alocação de chaves ou religadores
3 Ss: Conjunto de possíveis locais para alocação de chaves
4 Sf: Conjunto de possíveis locais para alocação de fusíveis
5 Si: Conjunto de possíveis locais para alocação de IIDs
6 Npop: Quantidade de soluções requeridas
7  $CI_{HV}, SAIDI_{HV}$ : Ponto de referência para estimação da métrica Hipervolume
8 Saídas:
9 P: Conjunto de soluções

10 cont  $\leftarrow$  0: contador usado no critério de parada
11  $\mathbf{u}^* \leftarrow 0$ 
12 P  $\leftarrow \emptyset$ 
13 tol  $\leftarrow 10^{-3}$ 
14 t  $\leftarrow 0$ 
15 enquanto cont < 20 faça
16     Sorteia um tipo de dispositivo a ser alocado
17     Testa esse dispositivo em todos os N locais factíveis para sua alocação a partir
        da solução  $\mathbf{u}^*$  e conforme Ssr, Ss, Sf e Si
18     Acrescenta as N soluções em  $P^{t-1}$  formando o conjunto  $P^t$ 
19     Submete  $P^t$  à separação em fronteiras de não dominância e também com
        relação ao índice crowding distance, armazenando em  $P^t$  a melhor fronteira
        de soluções não dominadas de tamanho Npop
20     Armazena em  $\mathbf{u}^*$  a solução presente em  $P^t$  de melhor valor de SAIDI
21     se t > 1 então
22         se  $Hipervolume(P^t) - Hipervolume(P^{t-1}) < tol$  então
23             cont  $\leftarrow cont + 1$ 
24             senão
25                 cont  $\leftarrow 0$ 
26             fim
27         fim
28     fim
29     t  $\leftarrow t + 1$ 
30 fim

```

3.4 Modelagem das Incertezas

As incertezas associadas às GDs são modeladas a partir de funções densidade de probabilidade. Para a geração solar é empregada a distribuição *Beta* com parâmetro de escala igual a 1,33 e de forma igual a 0,52, e a distribuição de *Weibull* é empregada para modelar a distribuição de probabilidade da incidência de ventos, com parâmetro de escala igual a 2,15 e parâmetro de forma igual a 8,32 (Xiong et al., 2019). A Figura 3.3 ilustra as distribuições para os parâmetros assumidos.

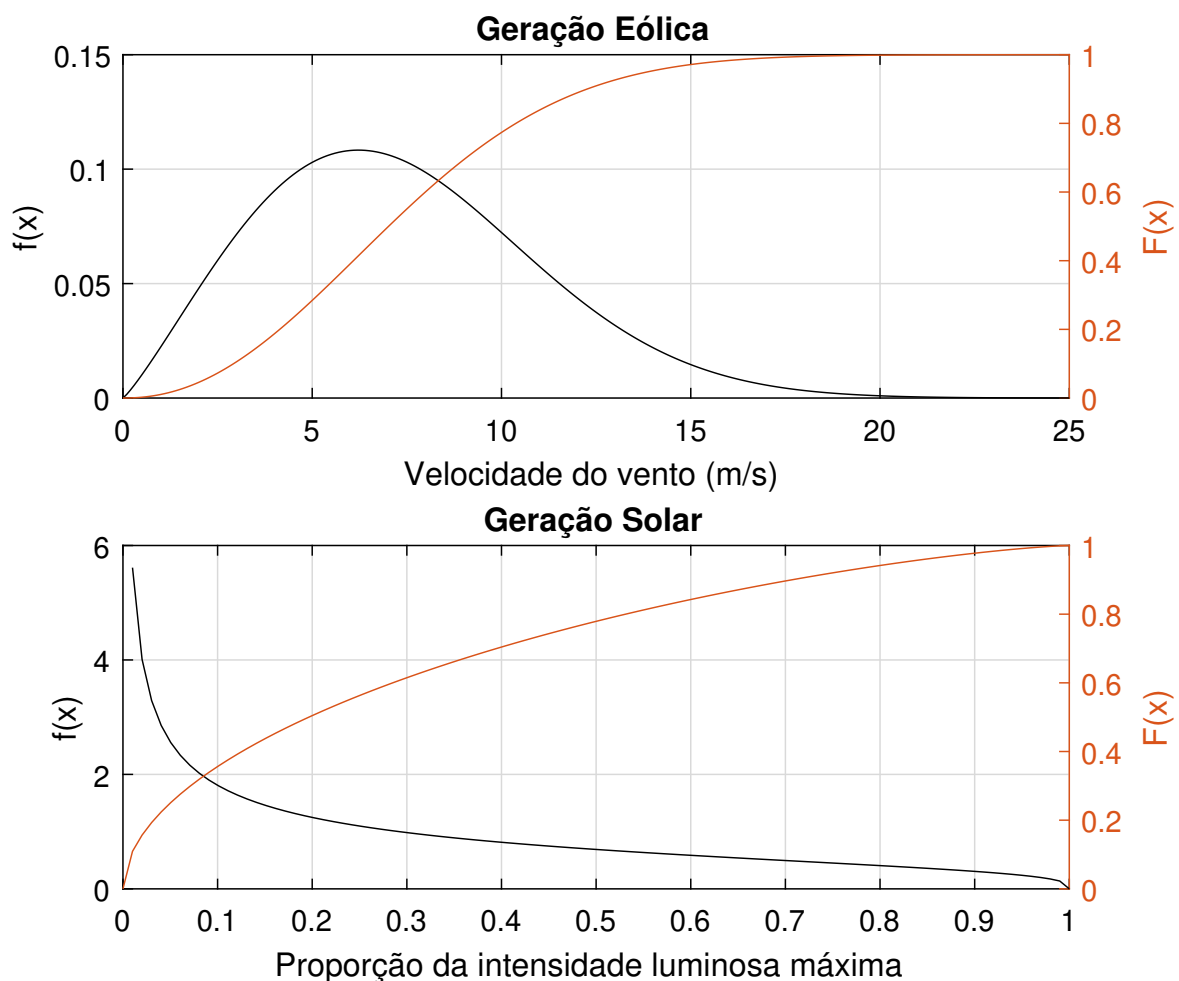


Figura 3.3: Funções densidade de probabilidade e de probabilidade acumulada para as gerações eólica (em função da velocidade do vento) e solar (em função da proporção da intensidade luminosa máxima, $500W/m^2$).

Conforme a Figura 3.3, dada a proporção da intensidade luminosa definida no intervalo de 0 a 1, a potência fornecida na geração solar pode ser dada pela capacidade nominal da unidade multiplicada por um número aleatório gerado a partir da função de densidade empregada. Na geração eólica, a potência fornecida está diretamente relacionada à intensidade dos ventos na região analisada. Uma relação entre a potência fornecida e a velocidade do vento é descrita na Equação (3.16). Neste estudo são considerados os parâmetros $v_{cut-in} = 3$ m/s, $v_{nom} = 13$ m/s

e $v_{cut-out} = 20$ m/s (Xiong et al., 2019):

$$S = \begin{cases} 0 & \text{se } v < v_{cut-in} \\ S_{nom} \times \left(\frac{v^2 - v_{cut-in}^2}{v_{nom}^2 - v_{cut-in}^2} \right) & \text{se } v_{cut-in} \leq v < v_{nom} \\ S_{nom} & \text{se } v_{nom} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0 & \text{se } v > v_{cut-out} \end{cases} \quad (3.16)$$

em que S é a potência fornecida pela usina eólica, S_{nom} é a potência nominal da usina, v é a velocidade do vento, v_{cut-in} e $v_{cut-out}$ consistem nas velocidades de corte inferior e superior da turbina, respectivamente, e v_{nom} é a velocidade nominal da turbina.

A cada iteração da ferramenta de otimização, tanto na heurística quanto no NSGA-II, a estimação da função objetivo SAIDI é feita a partir de simulações de Monte Carlo (Billinton & Li, 1994), devido às incertezas associadas à geração distribuída. Nesse caso, a cada iteração são realizadas 50 simulações amostrando as gerações conforme suas funções de probabilidade e o valor esperado do indicador SAIDI é estimado a partir da média dos valores obtidos para esse indicador. Ao final da execução do NSGA-II, são realizadas 1000 simulações de Monte Carlo para cada solução não dominada. O objetivo é obter uma estimativa refinada dos valores das funções objetivo e demais critérios adotados antes de iniciar a etapa de tomada de decisão. A diferença entre o número de simulações de Monte Carlo durante o processo evolucionário e ao final do mesmo é relacionada com o custo computacional do processo de amostragem e quantificação das funções objetivo e das restrições na presença de incerteza.

As correntes de falta são estimadas a partir de simulações de curto-circuito no software OpenDSS. Simulações de Monte Carlo são novamente empregadas para considerar a estocasticidade da geração das GDs e da impedância de falta nessas correntes de curto-circuito. A impedância de falta é modelada conforme a distribuição *Lognormal*, com parâmetro de escala igual a $1,60944(\ln(5))$ e de forma igual a 1 (valor esperado para a impedância de falta de aproximadamente 5Ω , mediana de aproximadamente 8Ω). Os locais para ocorrência de falta são definidos a partir da taxa de falhas de cada seção. Considera-se um total de simulações igual a $N_{MC} = 5000$. Assume-se também os seguintes tipos de falta: 70% falta fase-terra, 25% do tipo bifásica e 5% do tipo falta trifásica.

Em linhas gerais, esse processo ocorre da seguinte maneira: são simuladas na rede $N_{MC} = 5000$ faltas, divididas conforme as porcentagens apresentadas em faltas fase-terra, bifásica e trifásica. Para cada falta, são estimadas as gerações das GDs e a impedância de falta conforme suas funções de probabilidade, bem como as seções para a ocorrência de falta, definidas proporcionalmente às taxas de falha de cada seção. Uma vez que cada falta produz diferentes valores de corrente em função da seção onde essa é medida, tem-se um total de 5000 valores de corrente de falta para cada seção da rede.

3.5 Tomada de Decisão Multicritério

Dado um conjunto de soluções obtido em uma abordagem multiobjetivo, uma ação final (alternativa de projeto) deve ser escolhida, levando em conta critérios de interesse de projeto. Dessa forma, uma estratégia para uma tomada de decisão multicritério (TDMC) é também proposta, visando auxiliar na seleção da solução mais adequada com base em julgamentos, experiências e opiniões especializadas da unidade de decisão (Bhushan & Rai, 2004).

A TDMC proposta emprega inicialmente o amplamente conhecido *Analytic Hierarchy Process* (AHP) (Bhushan & Rai, 2004). Neste trabalho, o AHP é utilizado somente para estimar as prioridades ou pesos $w_i, i = 1, \dots, n_c$, dos n_c critérios de desempenho considerados. Por fim, esses pesos são processados pelo método *Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS) (Triantaphyllou, 2000) para definir a solução final que melhor reflete as preferências do decisor. Esses dois métodos são detalhados no Apêndice B.1. A TDMC proposta baseia-se nas seguintes etapas:

- **Passo 1.** Definição de um conjunto de soluções potenciais para o problema. Esse conjunto possui preferencialmente uma baixa cardinalidade, não tendo mais do que trinta soluções, escolhidas pela unidade de decisão.
- **Passo 2.** Definição de atributos/critérios de interesse. Além das funções objetivo, critérios complementares são usados para avaliar as soluções candidatas, analisando aspectos adicionais não considerados na fase de otimização.
- **Passo 3.** Uso do método AHP para definir os pesos dos critérios que melhor refletem as preferências da unidade de decisão.
- **Passo 4.** Uso do método TOPSIS, o qual recebe as alternativas pré-selecionadas, os pesos dos critérios, e indica uma solução final.

3.6 Considerações Finais

A metodologia apresentada traz a modelagem de um problema multiobjetivo para a alocação de chaves e dispositivos de proteção, tendo como funções objetivo o Custo de Investimento em dispositivos e o indicador de confiabilidade *SAIDI*. Como ferramenta de otimização é proposto o emprego de um método heurístico desenvolvido nesta pesquisa, juntamente com o método NSGA-II. Um segundo método heurístico é também proposto nesta pesquisa, com a finalidade de parametrizar e avaliar a factibilidades da coordenação entre os dispositivos alocados na rede. São também modeladas as incertezas inerentes às GDs e às correntes de falta. Por fim, uma estratégia para uma tomada de decisão assistida é também apresentada. Os capítulos seguintes são dedicados à apresentação de um estudo de caso e dos resultados da aplicação da metodologia aqui proposta.

Capítulo 4

Planejamento Experimental

Este capítulo é dedicado à apresentação do estudo de caso analisado nesta pesquisa. São descritos o alimentador de distribuição, os diversos parâmetros para os dispositivos de proteção e os parâmetros para a ferramenta de otimização empregada, além da estimação do conjunto de correntes de falta para a rede analisada.

4.1 Rede de Distribuição e Dispositivos de Proteção e Manobra

A abordagem proposta no Capítulo 3 para o problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção é aplicada a um alimentador real (Faria et al., 2022) formado por 135 barras. Esta rede é apresentada na Figura 4.1 e possui tensão de operação de 13,8 kV e atende a uma demanda total de 7,065 MVA, cujos dados estão descritos no Anexo I.

Estão presentes no alimentador cinco GDs dispostas na rede conforme definido em Faria et al. (2020). As unidades GD1, GD2 e GD4 são assumidas como do tipo eólica, com capacidade nominal de 1 MVA (Faria et al., 2022), e as unidades GD3 e GD5 são assumidas como unidades solares de capacidade nominal igual a 250 kVA (Xiong et al., 2019).

Os locais para inserção de IIDs são definidos de acordo com o valor esperado de geração das GDs, conforme ilustrado na Figura 4.1. O caminho definido pela subestação até o primeiro local para inserção de IID é definido como ramo principal, onde se pode alocar chaves ou religadores. Os demais ramos são tratados como ramos laterais, onde se pode alocar apenas fusíveis. A Figura 4.1 também apresenta a numeração das barras, onde a numeração de cada seção é definida como a numeração da barra imediatamente a jusante subtraída de 1.

Nessa pesquisa, essa rede é analisada no software OpenDSS (Freitas, 2015) com a finalidade de se realizar o fluxo de potência em toda a rede e também nas ilhas formadas, bem como a estimação das correntes de curto-circuito. Esse software é de livre acesso e é dedicado à análise de sistemas de distribuição, como avaliação de fluxo de potência, curto-circuito, harmônicos, redes conectadas à geração distribuída, entre outros.

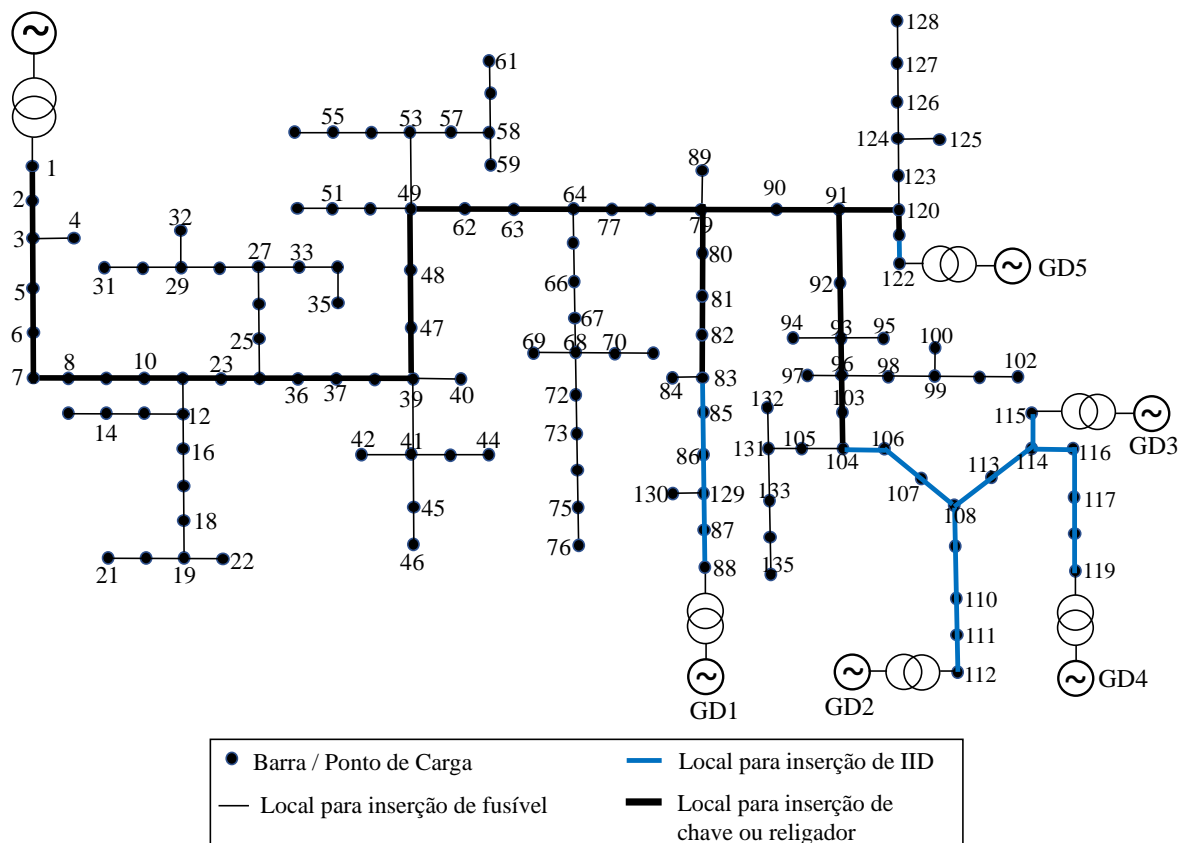


Figura 4.1: Alimentador de 135 barras.

O cálculo do fluxo de potência no OpenDSS é realizado em um processo iterativo em que a cada iteração são atualizados os valores estimados de tensão nas barras até que a variação dessas tensões seja menor que uma tolerância. O processo se baseia na estimação da inversa da matriz de admitâncias nodais de toda a rede, tratando-se as tensões como incógnitas e as correntes dadas em função destas tensões. A estimação da inversa da matriz de admitâncias nodais a cada iteração é realizada a partir de uma ferramenta dedicada, chamada de *KLUsolve* (Davis & Natarajan, 2009). Para a rede analisada, as tensões nas barras se apresentam entre 0,95 p.u. e 1,00 p.u.. Já os valores de corrente nas seções (ramos) não ultrapassam o valor de 174,00 A.

Os geradores eólicos são modelados no OpenDSS como geradores de indução duplamente alimentados, onde o estator é conectado diretamente à rede e o rotor é alimentado através de dois conversores de potência conectados da forma *bact-to-back* (Chirapongsananurak et al., 2012). Esse modelo injeta uma potência ativa constante na rede a um fator de potência especificado, definido neste estudo como 0,93. Já a modelagem das unidades solares combina o gerador fotovoltaico e o inversor e permite realizar simulações com intervalo de tempo igual ou superior a 1 segundo (Freitas, 2015). Também é considerado o fator de potência igual a 0,93.

Com base nas correntes de operação e de falta estimadas para a rede em questão, e visando-se o atendimento às restrições de coordenação apresentadas na Seção 3.2, define-se

quatro capacidades de fusíveis, do tipo T (descrito na Seção A.1), para inserção na rede: 65, 100, 140 e 200, cujas curvas características de operação são obtidas a partir de manuais de fabricação.

Disjuntor, religadores e IIDs são equipados com relés cuja curva de operação é assumida como do tipo extremamente inversa. Segundo Pereira et al. (2018), esse tipo de curva facilita a coordenação com fusíveis, entre disjuntor e religador, bem como na coordenação entre religadores. Também é assumida uma relação de transformação dos transformadores de corrente igual a $RTC = 100$, corrente de *pickup* dos dispositivos ajustada para $I_{pickup} = 5$ A, e o múltiplo de ajuste de tempo, TMS, definido por valores discretos entre 0,5 e 1,7 (esses valores permitiram um melhor espaçamento entre curvas de dispositivos em série, para a rede e condições de correntes de falta analisados).

O fator de coordenação de ação instantânea entre religador e fusível é ajustado para $K_{rf}^{50} = 1,35$ (Pereira et al., 2018). Já o intervalo de coordenação de ação instantânea entre disjuntor e religador e entre religadores é assumido como $K_{rr}^{50} = 0,05$ s (Faria et al., 2022). O intervalo de coordenação temporizada entre religadores, bem como esse intervalo para a relação entre religador e fusível, são ajustados para $K_{rr}^{51} = K_{rf}^{51} = 0,3$ s (IEEE, 2001). O fator de 0,75 empregado na relação entre dois fusíveis em série é um parâmetro comumente encontrado na literatura especializada (Faria et al., 2020, 2022).

O tempo de reparo para seções afetadas e para a substituição de fusíveis é de 5 h e 1,1 h, respectivamente (Lwin et al., 2019). Já o tempo de chaveamento para as chaves seccionadoras é considerado igual a 10 minutos (Heidari et al., 2018) (a restauração a montante descrita na Seção 3.1 é empregada neste estudo). A vida útil dos equipamentos é assumida como igual a quinze anos (Heidari et al., 2017) e a taxa de desvalorização é definida por $R = 0,08$ (Yozwiak, 2023). São consideradas 3 operações de religamento automático para dispositivos com essa capacidade. Já os custos de aquisição, instalação e manutenção dos diferentes dispositivos são apresentados na Tabela 4.1. Na Tabela 4.2 são descritos os custos de interrupção dos diferentes tipos de consumidores.

Tabela 4.1: Custos dos dispositivos. Fonte (Faria et al., 2022).

	Custo de aquisição (\$)	Custo de instalação (\$)	Custo anual de manutenção (\$)
Fusível 65T	900	100	50
Fusível 100T	1000		
Fusível 140T	1000		
Fusível 200T	1100		
Chave	3500	800	350
Religador	15000	2000	1000
IID	20000	2500	1500

Tabela 4.2: Custo de interrupção de consumidores, em [$\$/kW$]. Fonte: (Heidari et al., 2013)

Tipo	1 minuto	20 minutos	60 minutos	240 minutos	480 minutos
Residencial	0,0002	0,0279	0,1626	1,8126	4,0006
Comercial	3,1663	4,3217	6,5508	16,2679	30,3254
Industrial	3,1663	4,3217	6,5508	16,2679	30,3254

*Usou-se interpolação linear para valores de tempo diferentes dos contidos na tabela.

As correntes de falta são estimadas a partir de simulações de Monte Carlo considerando a estocasticidade das unidades de geração distribuída, da impedância de falta e dos locais onde esses curtos podem ocorrer, conforme detalhado na Seção 3.4. A Figura 4.2 apresenta as correntes de falta lidas para duas seções da rede. Essas correntes são também comparadas para o caso da rede sem a presença das unidades de geração distribuída.

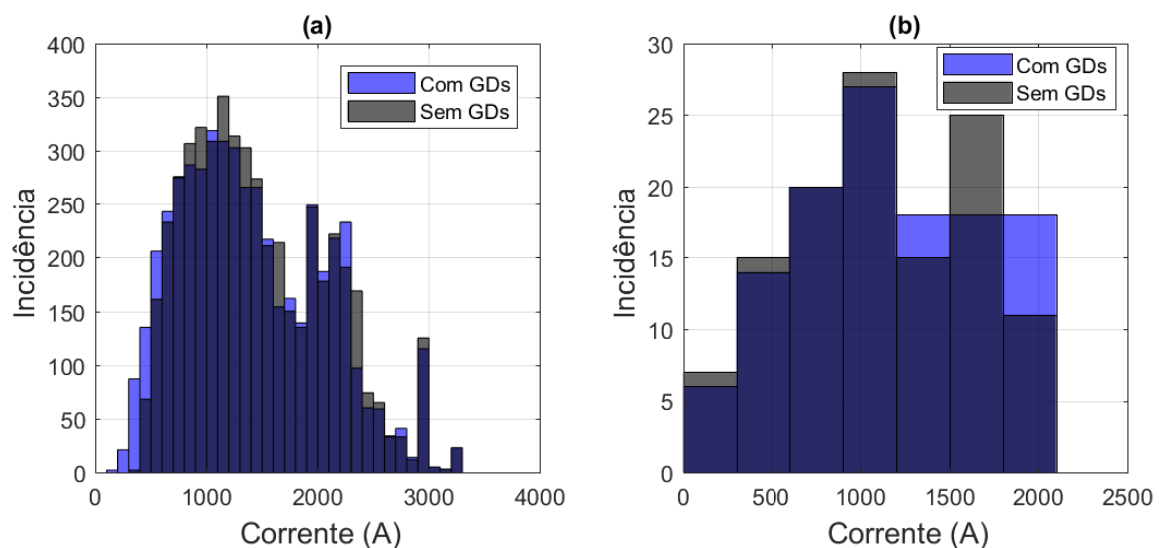


Figura 4.2: Correntes de curto-circuito estimadas: (a) que passam pela seção 1 e (b) que passam pela seção 97.

Conforme a Figura 4.2, as correntes no ramo da subestação (seção 1) reduzem com a presença das GDs. Já em ramos laterais, como a seção 98 (ver Figura 4.1), essas correntes de falta se tornam maiores quando da presença destas unidades. Isso se deve ao fato de as GDs também alimentarem as faltas.

Estimados os conjuntos de correntes de falta para cada seção (uma mesma falta apresenta valores distintos em função da seção onde é mensurada), são analisados valores como a média e mediana de todas as correntes de falta que passam por essa seção, ou seja, são analisadas cinco situações para a avaliação de coordenação entre os dispositivos. São elas:

- Corrente média de falta de cada seção;
- Corrente mediana de falta de cada seção;
- Valor de corrente entre a mediana e $RTC \times I_{pickup}$, para cada seção;
- Valor de corrente entre a mediana e o valor de corrente que é maior do que 95% dos valores de corrente estimados, para cada seção; e

- Valor de corrente que é maior do que 95% dos valores de corrente estimados, para cada seção.

Além da análise estocástica das correntes de falta, este trabalho também considera valores determinísticos de corrente de falta. São então consideradas seis situações estratégicas de falta na rede, que também são testadas no estudo de coordenação proposto neste trabalho. Essas situações envolvem a estimação de correntes a partir de curto-circuito franco (impedância de falta igual a zero) e geração nominal das GDs. Elas são descritas abaixo:

- Falta monofásica na barra 7: uma falta nesse ponto da rede tem o objetivo de validar a coordenação para faltas no início do alimentador;
- Falta bifásica na barra 38: validar a coordenação para faltas ao longo do alimentador;
- Falta bifásica na barra 64: novamente visando a validação para faltas ao longo do alimentador;
- Falta monofásica na barra 76: falta na região central do alimentador;
- Falta monofásica na barra 108: região próxima a várias GDs; e
- Falta trifásica na barra 128: falta na região final da rede, próxima a GDs e importante para verificar a coordenação entre diversos dispositivos em série.

Tanto as cinco situações de corrente de falta estocásticas quanto as seis situações determinísticas são inseridas como entradas na heurística para parametrização e avaliação de coordenação (ver Seção 3.2), ou seja, essa ferramenta é executada para cada uma das situações de corrente levantadas. Uma solução cuja alocação de dispositivos atende às restrições de coordenação deve atender a todas essas onze situações de corrente de falta impostas.

4.2 Parametrização da Ferramenta de Otimização

A ferramenta de otimização empregada neste trabalho consiste no emprego da heurística construtiva, apresentada na Seção 3.3.1, para a definição do conjunto inicial de soluções, e do método NSGA-II, que faz a otimização do problema a partir desse conjunto de soluções. No NSGA-II são empregados os seguintes parâmetros: tamanho da população igual a 100 soluções, probabilidade de cruzamento igual a 90% e de mutação igual 5%, além de 5×10^3 avaliações de cada função objetivo como critério de parada. Os valores assumidos para a constante de penalidade rd (ver Seção B.2) para a função objetivo CI é de 10^8 e para a função $SAIDI$ é definido como 10^3 . Além disso, o ponto de referência considerado para a métrica HV é definido por $CI = \$500000,00$ e $SAIDI = 4,00 \text{ hr/ano}$.

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos após a aplicação da metodologia proposta à rede e aos parâmetros e considerações definidos no Capítulo 4. São discutidos os resultados do processo de otimização, passando por uma verificação da coordenação entre os dispositivos e, por fim, o estudo de tomada de decisão.

5.1 Otimização

A heurística construtiva proposta (Seção 3.3.1) é comparada ao NSGA-II com soluções iniciais geradas aleatoriamente. O desempenho dos dois métodos em função da métrica Hipervolume é apresentado na Figura 5.1, onde cada método foi executado 10 vezes. O NSGA-II foi ajustado para executar 3×10^3 avaliações de função objetivo (FO), sendo apresentada a curva com a média e o desvio-padrão do HV obtido ao longo das iterações (em vermelho). Devido à sua aleatoriedade e critério de parada definido, cada execução da heurística se encerra em um instante diferente (2107 avaliações de FO, na média), sendo plotada a curva de cada execução (em preto).

A média do HV alcançado pelo NSGA-II nas dez execuções analisadas correspondeu a 0,49, com um desvio padrão de 0,06. Nota-se que esse método, inicializado de maneira aleatória, teve muitas dificuldades no mapeamento de soluções devido principalmente às restrições de coordenação, que se refletem em penalização das funções objetivo. Já a heurística proposta apresentou um desempenho bem superior, alcançando um HV médio de 0,81 com um desvio-padrão de 0,03. A heurística apresentou um melhor valor de HV já no início devido ao fato de fazer a inserção de apenas um dispositivo por iteração, sendo este avaliado em todos os locais possíveis, o que permite encontrar soluções que não violam as restrições de coordenação.

Com base nos resultados apresentados acima, torna-se promissor iniciar a procura por soluções a partir da heurística construtiva proposta e empregar o método NSGA-II para refinar (melhorar) essa fronteira, dado o relevante potencial desse método para a resolução de problemas multiobjetivo. Essa é a estratégia para a otimização do problema empregada neste trabalho.

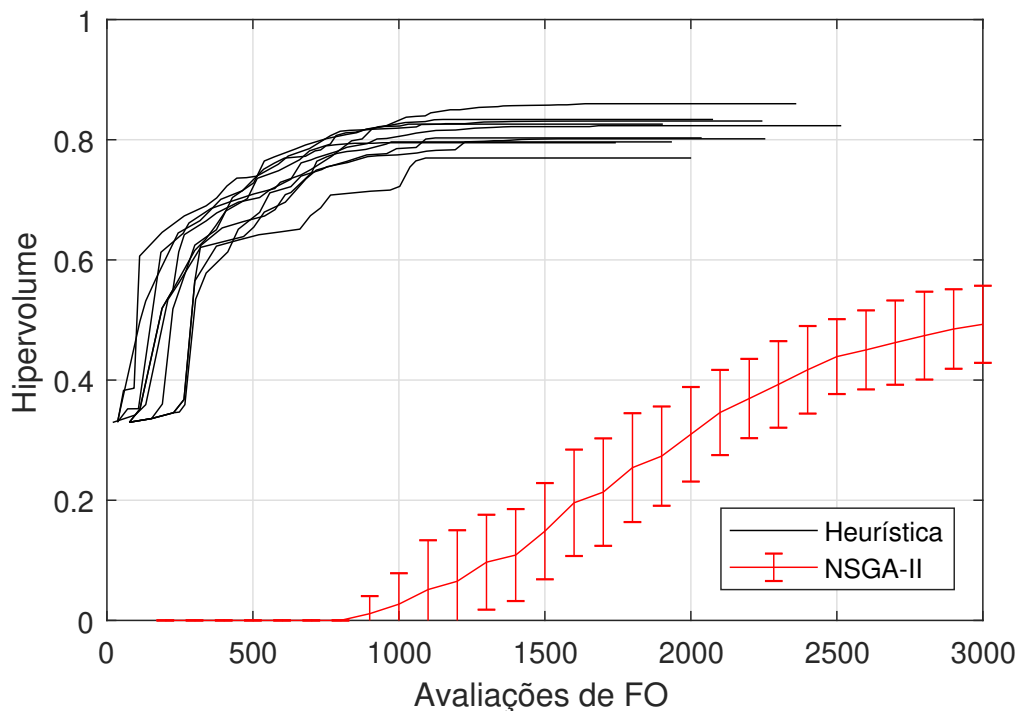


Figura 5.1: Comparação entre a heurística construtiva e o método NSGA-II com inicialização aleatória.

A Figura 5.2 apresenta o desempenho da ferramenta de otimização empregada em função da métrica Hipervolume. De maneira a se avaliar a capacidade de convergência da ferramenta, a mesma é executada cinco vezes. Em todas as cinco execuções, destaca-se uma estagnação da métrica HV próximo de 2000 avaliações de FO, estagnação essa que define o critério de parada da heurística construtiva proposta. Após esse comportamento, o HV volta a se elevar, pois já corresponde à atuação do NSGA-II, que realiza 5×10^3 avaliações de FO.

As fronteiras de soluções não dominadas (ou fronteiras Pareto estimadas) obtidas em cada execução são apresentadas na Figura 5.3. Todas as soluções encontradas são factíveis, ou seja, em todas elas o valor da função de penalidade acrescido em cada um dos objetivos é igual a zero, refletindo o atendimento das restrições impostas pela avaliação da coordenação dos dispositivos alocados.

Conforme a Figura 5.3, a similaridade entre as fronteiras é evidente. Outro fator que indica uma convergência satisfatória da ferramenta é o valor de HV obtido por cada fronteira, conforme Figura 5.3. Uma fronteira Pareto (FP) final é estimada considerando o conjunto de soluções não dominadas obtido da união das cinco fronteiras aproximadas pelo algoritmo, e esta fronteira também é apresentada. Essa fronteira fornece diversas soluções potenciais para o problema proposto, permitindo uma análise de *trade-off* entre investimento e confiabilidade, o que muitas vezes não é possível em abordagens mono-objetivo.

A fronteira Pareto final estimada apresentada na Figura 5.3 é obtida considerando-se um total de 50 simulações de Monte Carlo para cada solução candidata, conforme discutido

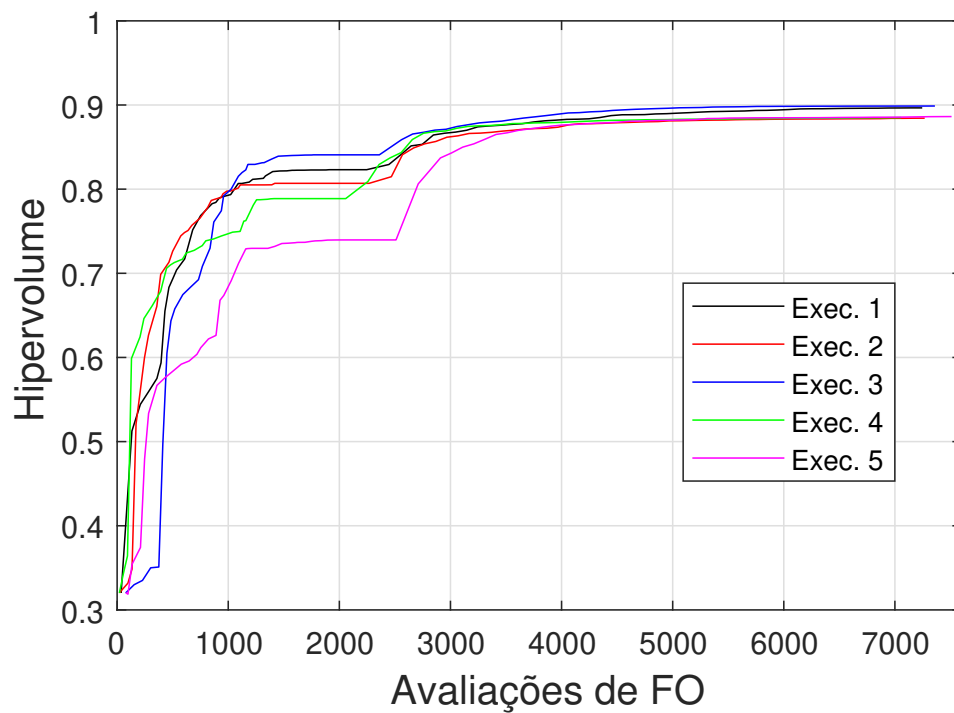


Figura 5.2: Evolução do Hipervolume para cinco execuções da ferramenta de otimização.

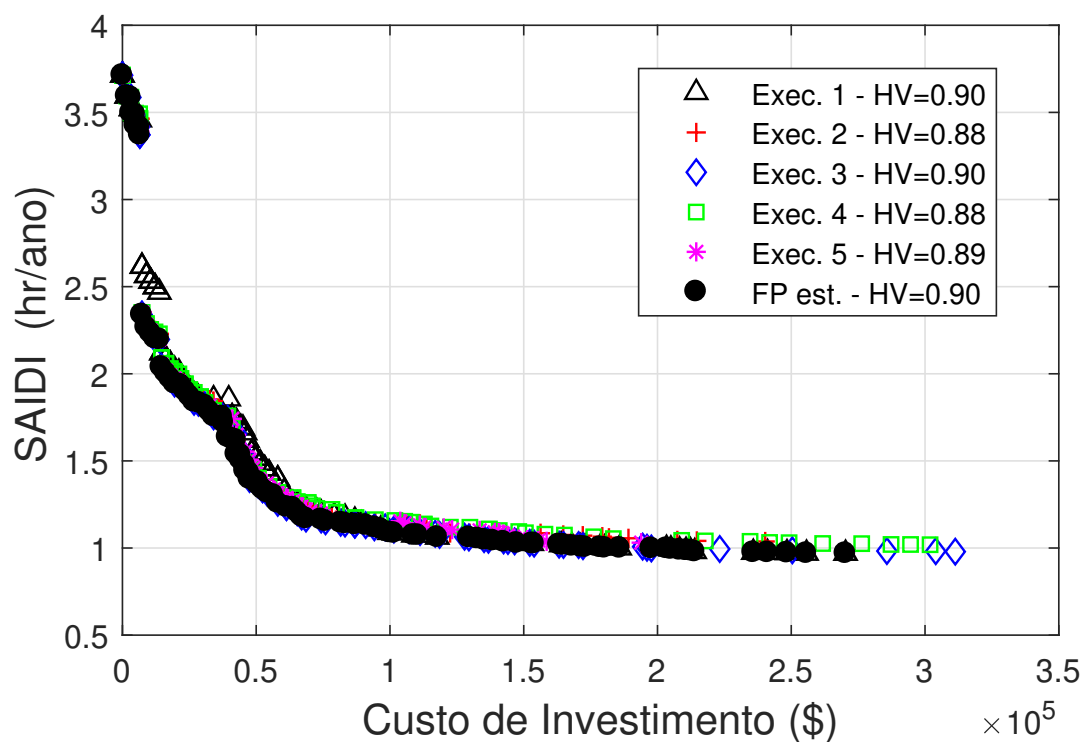


Figura 5.3: Fronteiras Pareto estimadas para cinco execuções da ferramenta de otimização.

na Seção 4.2. Um refinamento dessa fronteira é realizado empregando-se 1000 simulações de Monte Carlo, ou seja, os valores das funções objetivo dessas soluções são recalculados considerando um número mais expressivo de simulações, tendo como objetivo verificar se as 50

simulações empregadas foram capazes de amostrar as incertezas associadas às GDs e melhorar a estimativa dos valores das funções objetivo. Esse refinamento é apresentado na Figura 5.4. Nota-se que as duas fronteiras se apresentam praticamente sobrepostas, exceto por duas soluções que são dominadas após o refinamento, sendo então removidas.

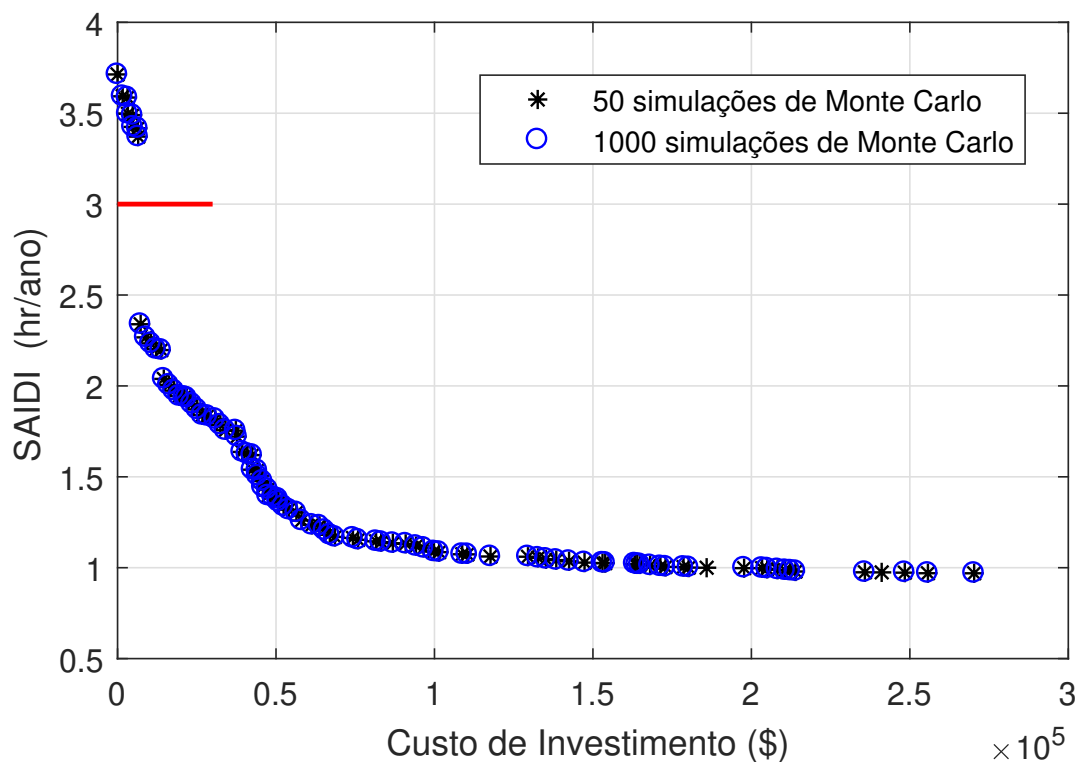


Figura 5.4: Fronteira de soluções não dominadas estimada considerando-se 50 (em preto) e 1000 (em azul) simulações de Monte Carlo.

A fronteira final de soluções não dominadas obtida apresenta um total de 90 soluções. Esse conjunto é ordenado de forma crescente em função do Custo de Investimento; os tipos e quantidades dos dispositivos alocados, bem como o respectivo valor do indicador *SAIDI* são apresentados na Figura 5.5.

Conforme Figura 5.5, as primeiras soluções alocam apenas alguns fusíveis na rede, em função do baixo valor de investimento empregado. A partir da Solução 9, chaves seccionadoras também passam a estar presentes, desempenhando a restauração a montante (ver Seção 3.1) e obtendo-se valores significativamente menores de indicador *SAIDI*. Elevando-se o nível de investimento, religadores também passam a estar presentes nas soluções obtidas (a partir da Solução 28). Já as soluções mais caras (a partir da Solução 64) alocam todos os tipos de dispositivos, inclusive os IIDS, desempenhando a restauração de cargas também a partir de ilhamento e alcançando os menores níveis de indicador *SAIDI*. De maneira geral, quanto maior o valor de *CI*, mais equipamentos ou equipamentos mais caros são alocados na rede. Quanto maior o valor de *CI*, menor o valor do indicador *SAIDI* (maior a confiabilidade).

A Tabela 5.1 apresenta as seções onde dispositivos foram alocados para algumas das

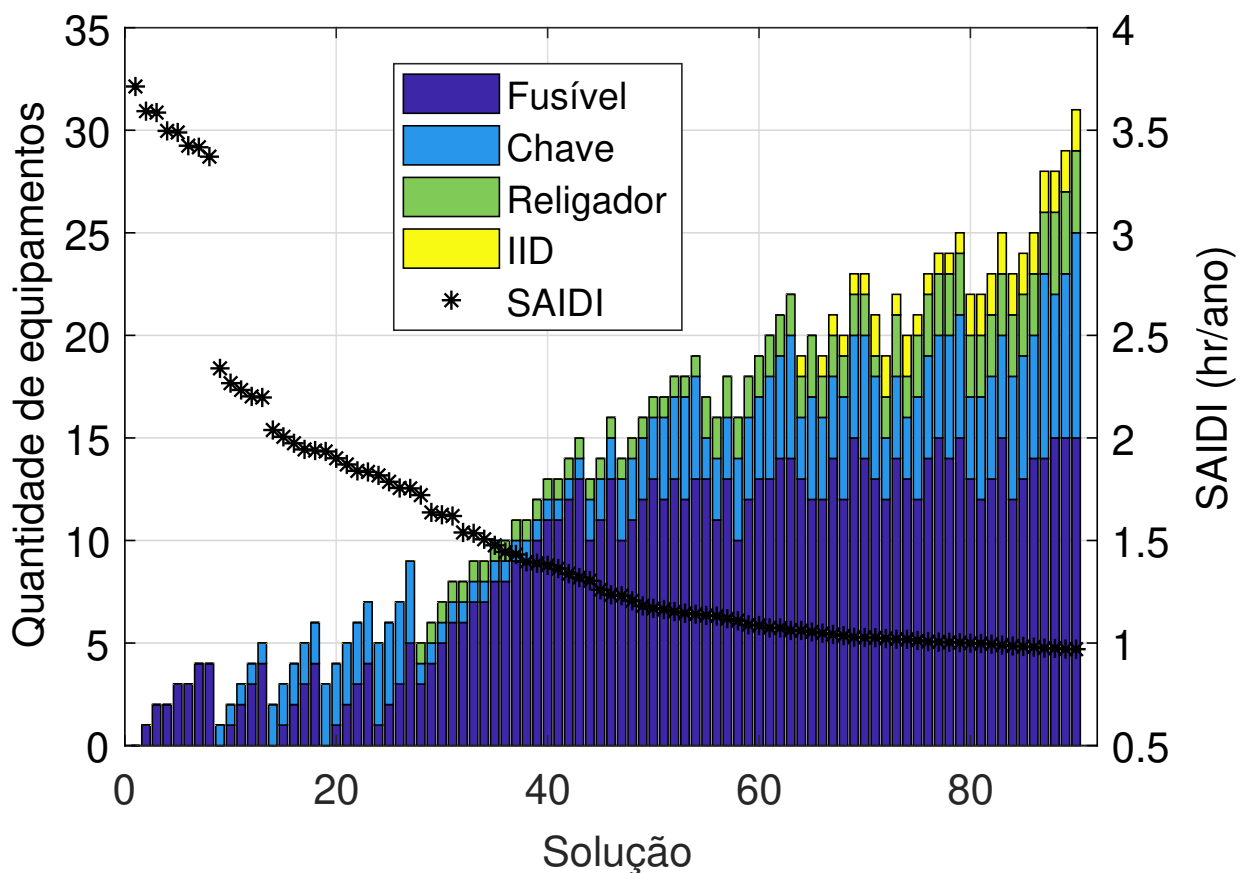


Figura 5.5: Quantidade total e tipos de equipamentos alocados em cada solução e o respectivo indicador *SAIDI*.

soluções obtidas. Na Solução 1 nenhum dispositivo é alocado, uma vez que não são consideradas restrições de confiabilidade mínima na modelagem, tendo um *SAIDI* de $3,71\text{hr/ano}$ e estando presente apenas o disjuntor de subestação. A inserção de apenas um fusível na seção 104 da rede, conforme Solução 2, reduz o *SAIDI* ao valor de $3,59\text{hr/ano}$. Um ganho em confiabilidade mais significativo ocorre quando se insere apenas uma chave seccionadora na seção 77, conforme Solução 9, e ao custo de $\$7295,80$. A inserção de apenas essa chave permite manobras de restauração a montante, reduzindo o *SAIDI* para $2,34\text{hr/ano}$, sendo mais vantajoso, a esse nível de investimento, a inserção de uma chave do que o investimento em fusíveis. Essa queda acentuada no indicador *SAIDI* está ilustrada nas Figuras 5.4 e 5.5.

A Solução 90, detalhada na Tabela 5.1, é a solução mais cara obtida e, conseqüentemente, a de melhor *SAIDI*, o que a permite não ser dominada por soluções com menores valores de investimento. Também é a solução com a maior quantidade de dispositivos inseridos, ou seja, é a que possui mais elementos a serem coordenados. Essa solução insere 15 fusíveis, 10 chaves seccionadoras, 4 religadores e 2 IIDs, permitindo a formação de até duas ilhas. A alocação destes dispositivos é apresentada na Figura 5.6. A avaliação da coordenação desta solução é apresentada a seguir, com a finalidade de ilustrar a ferramenta para avaliação de coordenação

Tabela 5.1: Seções onde dispositivos foram alocados e valores das funções objetivo.

Solução	Fusível	Chave	Religador	IID	Custo de Investimento (\$)	SAIDI (hr/ano)
1	-	-	-	-	0,00	3,71
2	104	-	-	-	1628,00	3,59
9	-	77	-	-	7295,80	2,34
90	3, 12, 15, 26, 39, 40, 50, 52, 67, 88, 93, 94, 96, 97, 104	35, 37, 46, 47, 61, 82, 90, 91, 102, 119	2, 22, 62, 77	106, 128	270294,14	0,97

proposta.

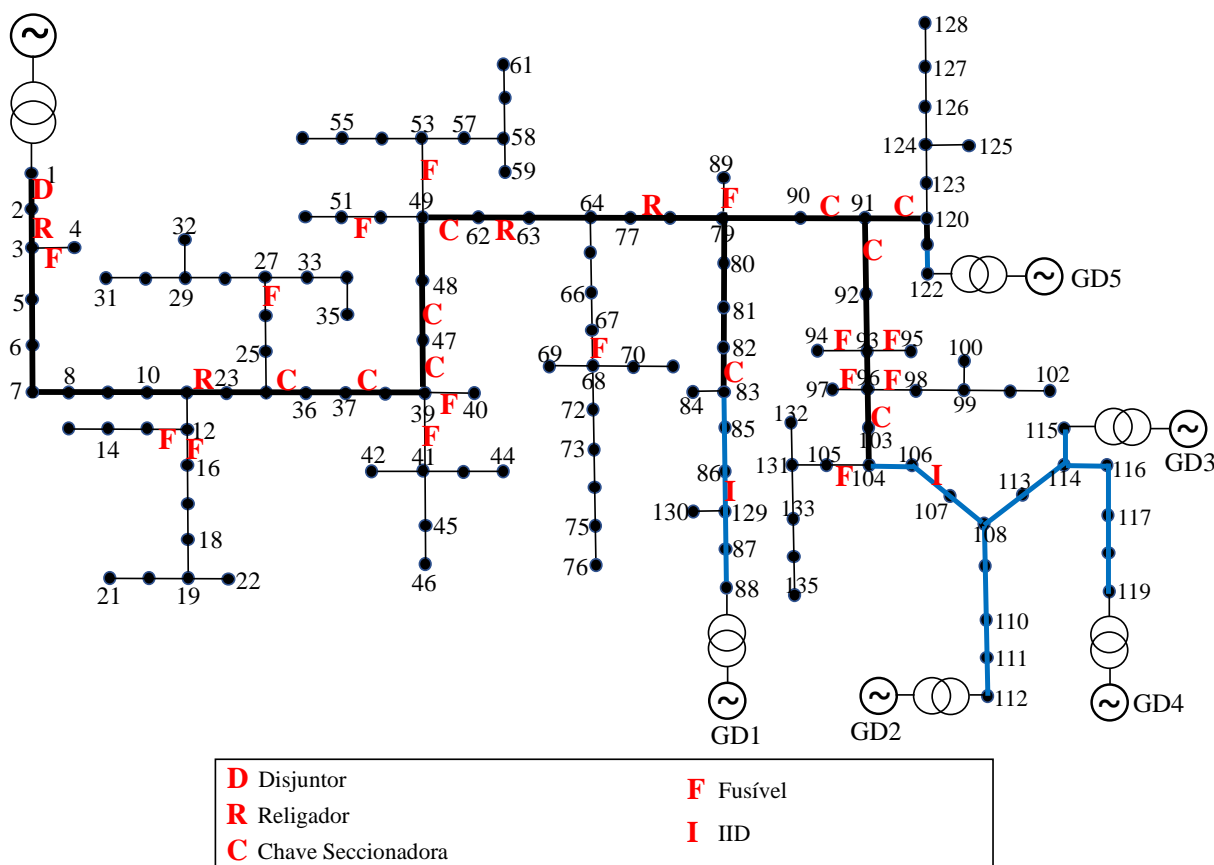


Figura 5.6: Dispositivos alocados na Solução 90.

5.1.1 Verificação de Coordenação

Com base na posição dos dispositivos na rede (conforme Figura 5.6) proposta pela Solução 90, a análise de uma falta na barra 102 torna-se interessante, pois permite avaliar a coordenação entre disjuntor, quatro religadores e o fusível presente na seção 97. A Tabela 5.2

apresenta os parâmetros definidos pela heurística para avaliação de coordenação para os dispositivos alocados, o que inclui também o emprego de um fusível do tipo 200T na seção 97. Os valores de corrente de falta e tempo de atuação de cada dispositivo para um curto-circuito franco, i.e., com impedância de falta nula, são apresentados na Tabela 5.3 e ilustrados na Figura 5.7.

Tabela 5.2: Parametrização dos dispositivos de proteção na Solução 90.

Dispositivo [seção]	TMS	$I_{pickup}(A)$	RTC	α	β	δ
Disjuntor	1,70	5,00	100,00	0,00	80,00	2,00
Religador [2]	1,30					
Religador [22]	0,95					
Religador [62]	0,70					
Religador [77]	0,50					
IID [106]	1,15					
IID [128]	0,83					

Tabela 5.3: Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta trifásica na barra 102.

Dispositivo [seção]	Corrente de falta (A)	Atuação temporizada (s)	Atuação instantânea (s)
Disjuntor	2062,80	8,49	0,25
Religador [2]	2062,80	6,49	0,20
Religador [22]	2047,60	4,82	0,15
Religador [62]	2025,60	3,63	0,10
Religador [77]	2019,20	2,61	0,05
IID [106]	5,86	-	0,05
IID [128]	6,87	-	0,05
Fusível [97]	2023,90	1,11 (MM) e 1,84 (TC)*	-

* MM se refere à curva de mínima fusão e TC se refere à curva de máxima fusão do fusível.

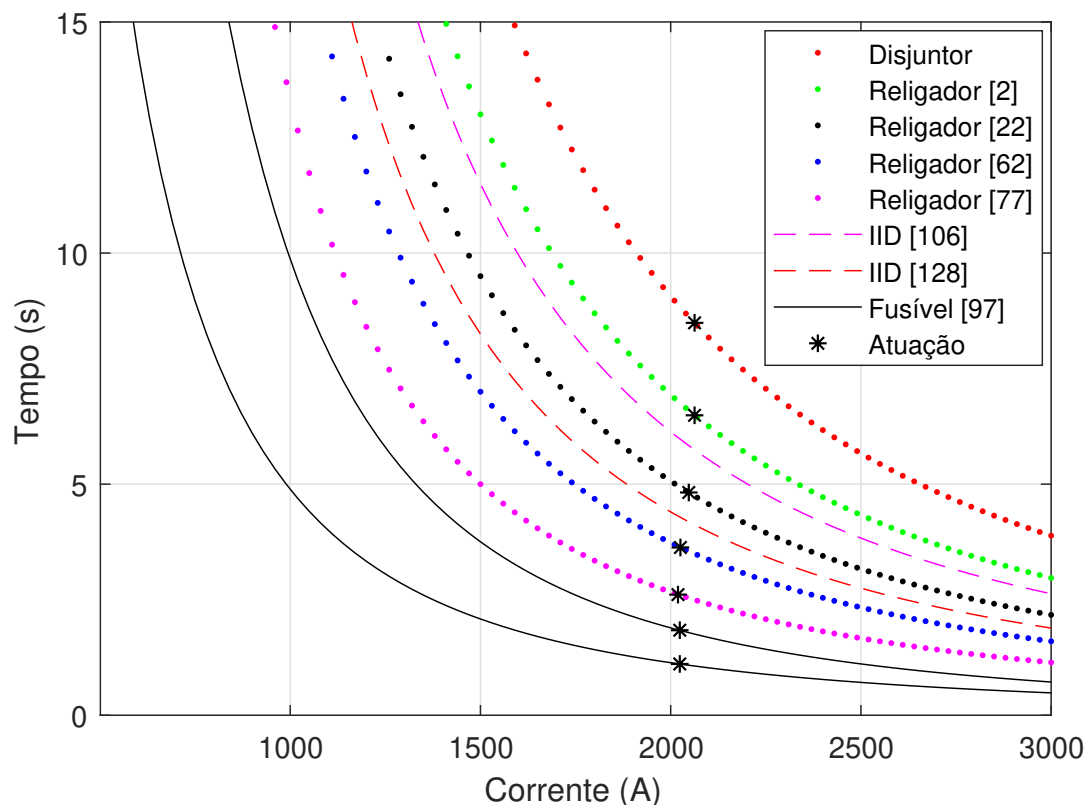


Figura 5.7: Avaliação de coordenação para a Solução 90.

O atendimento à restrição presente na Equação (3.15) é de fácil verificação, conforme Tabela 5.3, onde os tempos de atuação do disjuntor e dos religadores que se apresentam em série devem respeitar o intervalo de coordenação temporizada definido como igual a $0,3s$. O mesmo ocorre em relação ao atendimento à Equação (3.14), em que a atuação temporizada do religador da seção 77 supera em mais de $0,3s$ o tempo de máxima fusão do fusível da seção 97.

Quanto à atuação instantânea, o ajuste do disjuntor e dos quatro religadores, que estão em série, foi definido com base no intervalo de coordenação de ação instantânea empregado, $K_{rr}^{50} = 0,05s$, de maneira a atender à Equação (3.12). Também é possível verificar o atendimento à Equação (3.11) para a coordenação entre o religador da seção 77 com o fusível a sua jusante, na seção 97, uma vez que o tempo de atuação instantânea do religador foi ajustado para $0,05s$ e o tempo de mínima fusão do fusível ocorre em $1,11s$, onde o fator de coordenação instantânea entre religador e fusível empregado foi de $K_{rf}^{50} = 1,35$ ($1,35 \times 0,05 \leq 1,11$).

A análise de coordenação apresentada anteriormente é referente a uma falta que ocorre na parte final da rede. Dessa forma, as Tabelas 5.4 e 5.5 são referentes à verificação de coordenação da Solução 90 para uma falta na região central (na barra 76) e inicial (na barra 7) da rede, respectivamente. Assim como para a falta na barra 102, a parametrização definida também atende a todas as restrições de coordenação impostas.

Além de ser coordenável nos cenários descritos acima, a Solução 90, bem como todas as demais soluções não dominadas obtidas, são coordenáveis em todos os conjuntos de corrente

Tabela 5.4: Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta bifásica na barra 76.

Dispositivo [seção]	Corrente de falta (A)	Atuação temporizada (s)	Atuação instantânea (s)
Disjuntor	2015,50	8,92	0,25
Religador [2]	2015,50	6,82	0,20
Religador [22]	1985,80	5,14	0,15
Religador [62]	1937,20	3,99	0,10
Religador [77]	27,51	-	0,05
IID [106]	50,26	-	0,05
IID [128]	26,23	-	0,05
Fusível [67]	1954,80	1,19 e 1,99	-

Tabela 5.5: Correntes de falta e tempos de atuação de dispositivos de proteção na Solução 90, para falta monofásica na barra 7.

Dispositivo [seção]	Corrente de falta (A)	Atuação temporizada (s)	Atuação instantânea (s)
Disjuntor	2400,40	6,17	0,25
Religador [2]	2400,40	4,72	0,20
Religador [22]	1,07	-	0,15
Religador [62]	0,27	-	0,10
Religador [77]	0,08	-	0,05
IID [106]	0,44	-	0,05
IID [128]	0,37	-	0,05

de falta levantados nas análises estocástica e determinística descritas da Seção 3.4, uma vez que todos esses casos são testados pela heurística de coordenação.

5.2 Tomada de Decisão

Definir a solução final a ser implementada diante de um conjunto de dezenas ou uma centena de soluções não é uma tarefa simples. Diante disso, a TDMC proposta nesta pesquisa visa conduzir um processo de tomada de decisão sistêmico, que considera atributos adicionais de desempenho não analisados durante a otimização e que permita a inserção das preferências da unidade de decisão. A aplicação dessa estratégia é apresentada a seguir.

5.2.1 Seleção de um Conjunto Reduzido de Soluções Potenciais

De forma geral, nem todas as soluções estimadas a partir de uma otimização multiobjetivo contribuem para o processo de tomada de decisão. Por exemplo, um conjunto muito grande de soluções pode dificultar a análise de compromisso entre os atributos considerados. Além disso, conforme discussão anterior, algumas soluções não são atrativas em um contexto real.

Dessa forma, a cardinalidade do conjunto inicialmente estimado é reduzida conforme primeiro passo da estratégia de TDMC proposta.

Nesta pesquisa inicialmente decidiu-se por eliminar as oito primeiras soluções apresentadas nas Figura 5.4 (soluções acima da barra em vermelho). Conforme Figura 5.5, essas soluções alocam apenas alguns fusíveis na rede e não mais nenhum outro dispositivo, devido aos custos de investimento que elas definem. Uma solução com essa característica certamente é inviável em um contexto prático, devido também ao seu elevado valor de *SAIDI*. Outra razão para o descarte dessas primeiras soluções está no fato de investimentos ligeiramente maiores levarem a uma significativa redução do indicador *SAIDI*, conforme a Solução 9 em diante, caracterizado pelo *gap* entre as Soluções 8 e 9 apresentado nas Figuras 5.4 e 5.5.

A redução proposta reduz o conjunto de soluções a uma cardinalidade de 82 soluções, o que ainda é um número elevado para um processo de escolha de solução. Diante disso, são selecionadas as vinte soluções mais igualmente espaçadas em relação à função Custo de Investimento, visando reduzir o conjunto mas ainda representar toda a região de interesse. As vinte soluções selecionadas são apresentadas na Figura 5.8.

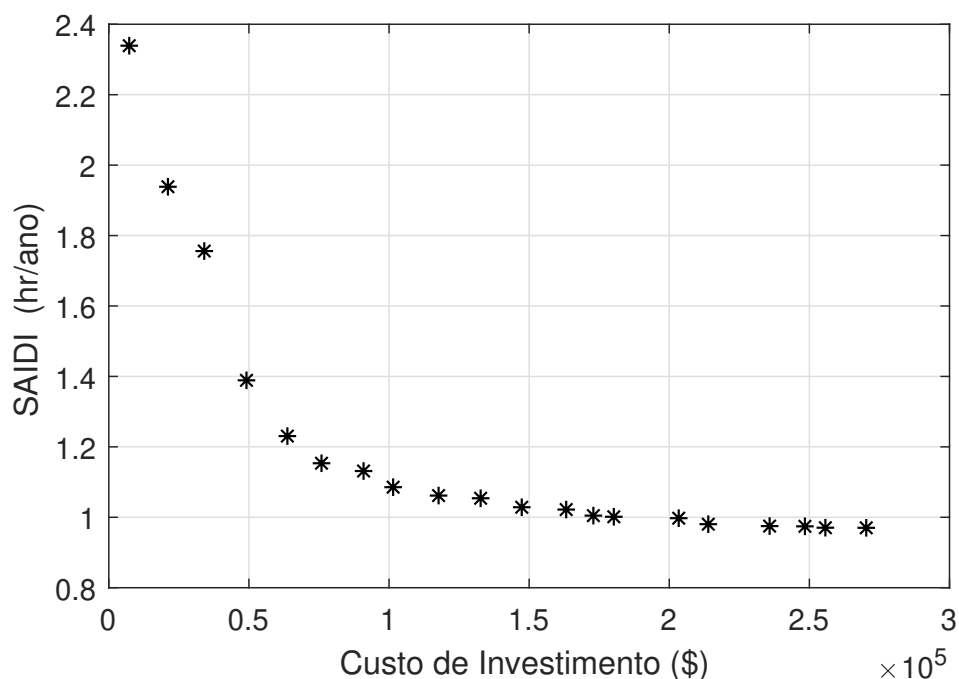


Figura 5.8: Soluções não dominadas selecionadas para análise de decisão.

Baseado no segundo passo da estratégia de TDMC, as soluções selecionadas devem ser avaliadas em critérios adicionais de desempenho. Além das duas funções objetivo, optou-se por avaliar o desempenho das soluções nos indicadores *ENS*, *ECOST* e *MAIFI*, conforme Tabela 5.6. A *ENS*, neste caso, estima o montante de energia anual não entregue aos consumidores. O *ECOST* traz uma estimativa do custo de interrupção dos diferentes tipos de consumidores (residenciais, comerciais e industriais). O *MAIFI*, por sua vez, refere-se a uma quantificação

da frequência de interrupções momentâneas levando em conta a quantidade de consumidores atingidos. Esses indicadores estão definidos na Seção A.3.

Tabela 5.6: Valores esperados de desempenho das soluções não dominadas para análise de decisão.

Sol.	Custo de Investimento (\$)	SAIDI (hr/ano)	ENS (MWh/ano)	ECOST (\$/ano)	MAIFI (int-mom/ano)	Quantidade de ilhas
9	7295,82	2,34	17,59	53193,63	32,55	-
18	21103,53	1,94	15,64	48922,27	30,60	-
26	34067,19	1,76	14,14	45394,59	30,91	-
39	49135,04	1,39	11,04	34704,62	31,07	-
47	63726,67	1,23	9,95	32687,91	32,55	-
52	75906,41	1,15	8,86	28331,45	31,07	-
56	90914,12	1,13	8,95	27563,39	19,27	-
60	101465,89	1,09	8,16	24961,00	20,09	-
63	117685,50	1,06	7,85	24000,81	20,09	-
65	132693,21	1,05	7,90	24273,89	17,83	-
69	147356,87	1,03	7,14	20965,62	19,30	1
72	163220,53	1,02	7,33	21411,08	18,16	2
77	172916,35	1,00	7,02	20694,98	17,04	1
79	180212,17	1,00	6,98	20554,37	17,04	1
81	203371,65	1,00	7,02	20493,42	16,68	2
86	213923,41	0,98	6,85	19961,95	16,68	2
87	235810,87	0,97	6,80	19830,99	16,68	2
88	248406,68	0,97	6,80	19740,32	16,00	2
89	255702,50	0,97	6,76	19675,28	16,00	2
90	270294,14	0,97	6,76	19659,88	16,00	2

5.2.2 Tomada de Decisão sob Diferentes Cenários de Preferência

A abordagem proposta permite decisões assistidas que refletem diferentes preferências da unidade de decisão. Para ilustrar o efeito das etapas 3 e 4 da abordagem proposta, alguns cenários são analisados a seguir considerando o conjunto de soluções da Tabela 5.6.

Cenário 1: Maior ênfase à redução do atributo Custo de Investimento (*CI*)

Em um contexto real, este caso pode ser entendido como a intenção de melhoria da confiabilidade da rede investindo-se o mínimo possível. Conforme o terceiro passo da estratégia de tomada de decisão proposta, o AHP é empregado para se definir o peso de cada atributo considerado. Nesse método isto é feito a partir de comparações aos pares entre os atributos.

A matriz de comparação entre os atributos é mostrada na Tabela 5.7. De acordo com a experiência da unidade de decisão e conforme a Escala Fundamental de Comparações (Saaty, 2008) do método AHP, é considerada uma preferência moderada do *CI* em relação ao *SAIDI*, uma forte preferência do *CI* em relação aos demais critérios, e uma preferência si-

milar nas comparações entre os demais critérios. Para esses julgamentos, o AHP indicou uma Razão de Consistência (Saaty, 2008) igual a $CR = 0,0071$ e um vetor de pesos igual a $w_{cr}=[0,525 \ 0,129 \ 0,115 \ 0,115 \ 0,115]$ para *CI*, *SAIDI*, *ENS*, *ECOST* e *MAIFI*, respectivamente.

Tabela 5.7: Julgamento entre os critérios no método AHP.

Critério	CI	SAIDI	ENS	ECOST	MAIFI
CI	1	3	5	5	5
SAIDI	1/3	1	1	1	1
ENS	1/5	1	1	1	1
ECOST	1/5	1	1	1	1
MAIFI	1/5	1	1	1	1

Na quarta etapa da estratégia de TDMC proposta, os pesos dos critérios são usados pelo método TOPSIS, que analisa as soluções selecionadas e então indica como solução final a numerada por 56 (ver Tabela 5.6). Essa solução é destacada na fronteira de soluções não dominadas conforme Figura 5.9.

Cenário 2: Maior ênfase à redução do indicador *SAIDI*

Na abordagem proposta, essa preferência pode ser definida por meio da modificação dos julgamentos na matriz de comparações do AHP, por exemplo, atribuindo-se uma preferência moderada para o *SAIDI* em relação ao *CI*, uma forte preferência para o *SAIDI* frente aos demais critérios, e uma preferência similar entre os demais critérios. Esse processo resulta em um vetor de pesos $w_{cr}=[0,129 \ 0,525 \ 0,115 \ 0,115 \ 0,115]$, com Razão de Consistência igual a $CR = 0,0071$, que reflete uma maior importância ao indicador *SAIDI*. O método TOPSIS aponta para a solução 77 apresentada na Figura 5.9 e Tabela 5.6.

Cenário 3: Maior ênfase à redução do atributo *ECOST*

Esse contexto pode representar um cenário no qual uma maior importância é dada à redução dos custos de interrupção. Nessa situação, um alto nível de importância deve ser atribuído ao indicador *ECOST* na matriz de comparações do AHP. Isto pode ser alcançado atribuindo para o *ECOST* uma preferência moderada em relação a *CI* e *SAIDI*, uma forte preferência do *ECOST* em relação a *ENS* e *MAIFI*, e uma preferência similar entre os demais critérios. Esse processo resulta numa Razão de Consistência igual a $CR = 0,0095$ e no vetor de pesos $w_{cr}=[0,133 \ 0,133 \ 0,120 \ 0,494 \ 0,120]$ para *CI*, *SAIDI*, *ENS*, *ECOST* e *MAIFI*, respectivamente, definindo-se um maior peso ao indicador *ECOST*. Neste caso, o método TOPSIS indica a Solução 69 (ver Figura 5.9 e Tabela 5.6).

A atribuição de uma maior importância para o atributo *ENS* indica novamente a Solução 69. Já no caso de uma maior ponderação para o *MAIFI*, a solução escolhida é a 77 (mesma solução definida quando uma maior importância é dada ao *SAIDI*). Embora ocorra essa mesma escolha de solução para indicadores de certa forma relacionados, como exemplo *ENS* e *ECOST*

(estimativa de energia e estimativa de custo de energia), esse efeito ocorreu para essa rede e não pode ser entendido como um padrão, devendo ser analisado caso a caso.

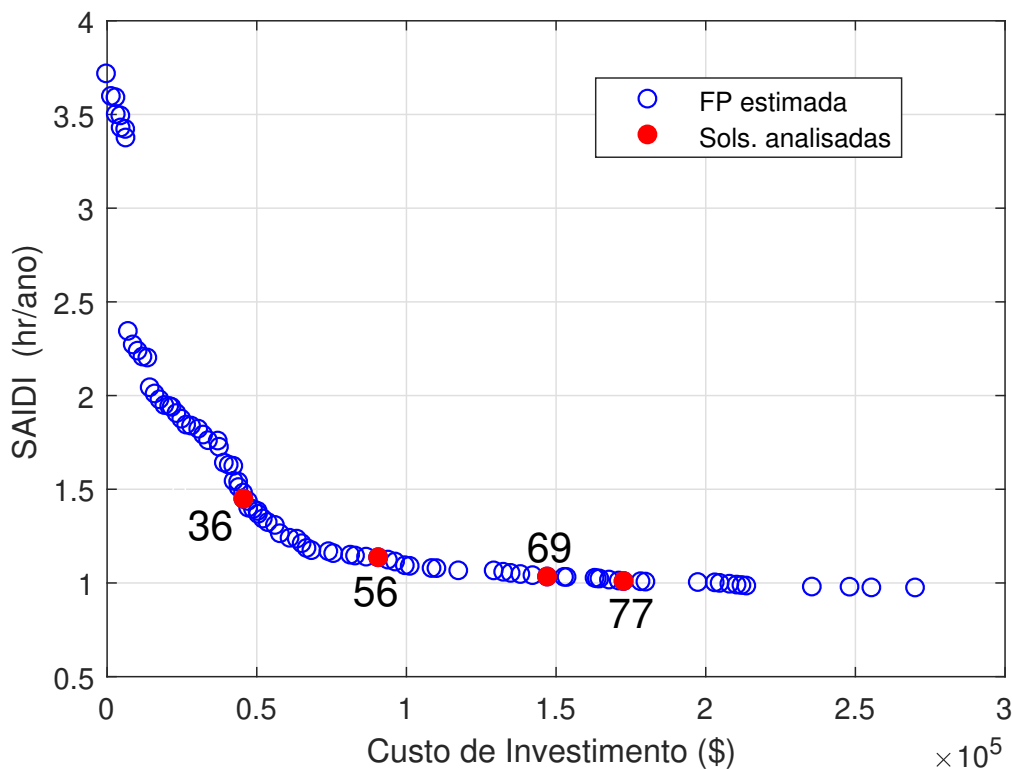


Figura 5.9: Soluções selecionadas na tomada de decisão.

Caracterização das alternativas selecionadas

As três soluções indicadas no processo de tomada de decisão nos diferentes contextos analisados são apresentadas na Tabela 5.8, detalhando os locais dos diferentes dispositivos alocados em cada solução.

Dentre as três soluções identificadas na tomada de decisão em diferentes cenários de preferência, a Solução 56 é a mais barata e a que menos insere dispositivos na rede, conforme Tabelas 5.6 e 5.8, uma vez que a maior importância foi dada para o Custo de Investimento. Já quando se pondera uma maior importância para algum dos indicadores de confiabilidade, a tomada de decisão tende para soluções mais caras que a Solução 56 e que, conseqüentemente, alocam mais dispositivos como na Solução 69, definida quando se tem uma maior importância para o atributo *ENS* ou *ECOST*, e a Solução 77, definida quando há uma maior ponderação para o atributo *SAIDI* ou *MAIFI*.

Cabe destacar que essas soluções que refletem uma maior importância para a confiabilidade da rede (Soluções 69 e 77) alocam um IID na seção 106, formando uma ilha alimentada por duas GDs eólicas e uma solar, conforme Figura 4.1, permitindo a restauração de uma quantidade significativa de pontos de carga e melhorando os indicadores de confiabilidade. Além disso, destaca-se que esses indicadores apresentam um comportamento homogêneo com a variação

Tabela 5.8: Seções onde dispositivos são alocados nas soluções selecionadas.

Solução	Fusível	Chave	Religador	IID
36	3, 12, 15, 26, 40, 50, 52, 67	77	2	-
56	3, 12, 15, 26, 39, 40, 50, 52, 67, 93, 97	37, 89, 102	10, 77	-
69	3, 12, 15, 26, 39, 40, 50, 52, 67, 88, 93, 94, 96, 97, 104	37, 61, 82, 90, 119	2, 77	106
77	3, 12, 15, 26, 39, 40, 50, 52, 67, 88, 93, 94, 96, 97, 104	37, 61, 82, 90, 119	2, 22, 77	106

do investimento; todos eles se reduzem (melhoram) em função do crescimento do investimento em dispositivos.

Para fins de comparação, uma abordagem *min-max* (da forma como empregada em Pombo et al. (2016); Tippachon & Rerkpreedapong (2009)) é aplicada sobre o conjunto de soluções não dominadas obtido. Esta abordagem indica a solução de número 36 (ver Figura 5.4 e Tabela 5.8). Independentemente das necessidades próprias da unidade de decisão, essa metodologia sempre retorna a mesma solução, uma vez que a importância atribuída a cada uma das funções objetivo é idêntica. Por outro lado, a estratégia de TDMC proposta neste trabalho lida com múltiplos atributos de maneira adaptável, permitindo que os diferentes cenários práticos definidos pelas preferências da unidade de decisão direcionem a seleção de uma solução final mais adequada.

Capítulo 6

Conclusão

O problema abordado nesta tese investiga a alocação de diversos dispositivos de proteção e manobra visando a melhoria da confiabilidade de redes de distribuição. Sua relevância está na exigência de uma confiabilidade cada vez maior nos sistemas de distribuição, além da necessidade de produção energética a partir de recursos renováveis.

O cumprimento dos objetivos estabelecidos se dá pela definição de um problema multi-objetivo que otimiza os investimentos em dispositivos bem como a confiabilidade da rede, considerando as incertezas inerentes a partir da definição de parâmetros estocásticos e o emprego de simulações de Monte Carlo, proposição de métodos heurísticos para auxílio na otimização do problema e na avaliação de coordenação, além da proposição de uma estratégia para tomada de decisão que incorpora as necessidades da concessionária.

A heurística proposta para a definição de um conjunto inicial de soluções se mostrou relevante para o processo de otimização, fornecendo uma fronteira com boas soluções (conforme avaliação pelo HV). A estratégia de construção de soluções a partir da inserção de apenas um dispositivo a cada iteração da heurística foi de extrema importância para encontrar soluções que não violam as restrições de coordenação. Este estudo sugere que esse mecanismo pode ser potencialmente eficiente também em outros tipos de problemas, que também tenham que mapear soluções em um espaço de busca de difícil investigação.

O conjunto de soluções retornado pela heurística é então entregue ao NSGA-II, que realiza a otimização a partir desse conjunto. Já em relação ao desafio de se avaliar a coordenação entre os dispositivos alocados em cada solução encontrada, o método heurístico proposto para essa avaliação mostrou-se satisfatório. De forma geral, apesar das diversas restrições do problema, a ferramenta de otimização desenvolvida, juntamente com a heurística para a avaliação de coordenação, possibilitaram o mapeamento de uma cardinalidade relevante de soluções de bom desempenho.

Quanto à tomada de decisão, a estratégia de TDMC proposta apresentou vantagens em comparação com apenas submeter a fronteira de soluções estimadas a um mecanismo que aponta para uma solução de melhor compromisso entre as funções. Os resultados mostraram que nem todas as soluções estimadas são de fato atrativas do ponto de vista de aplicação prática.

Outros diferenciais da TDMC proposta está na análise de critérios adicionais de desempenho e incorporação das preferências da unidade de decisão, em que a ferramenta se mostrou capaz de identificar uma solução apropriada em diferentes contextos de preferência.

6.1 Análise Crítica e Propostas de Continuidade

A formação de ilhas a partir de GDs renováveis não apresenta a garantia de atendimento à demanda durante todo o tempo de reparo da falta. Entretanto, mesmo que essa restauração de cargas permaneça apenas durante uma parcela do tempo, isso já produz uma melhoria nos índices de confiabilidade. Formas de minimizar essa desvantagem podem envolver o emprego de elementos armazenadores de energia ou geradores despacháveis em conjunto com as GDs renováveis.

A modelagem proposta assume um custo de aquisição, instalação e manutenção dos diversos dispositivos analisados, dentre eles o fusível. Diferentemente dos demais dispositivos que podem ser reutilizados após atuação frente a uma falta, a atuação de um fusível implica em sua substituição. Nesse sentido, uma modelagem mais ampla pode ser investigada considerando-se uma estimativa de quantos fusíveis comprar e os custos de sua substituição, dentro do horizonte de planejamento analisado.

Em relação à codificação empregada, definiu-se um vetor de variáveis inteiras de maneira que todas as soluções produzidas são sempre factíveis em relação ao domínio das variáveis. Uma proposta de continuidade seria explorar outras formas de se realizar essa codificação, verificando se isso afeta o desempenho dos métodos de otimização empregados. Outras propostas de continuidade são pontuadas a seguir:

- Estabelecer uma metodologia para a definição de um plano de implantação por partes da solução obtida, tendo em vista limites orçamentais e a maximização por partes da qualidade dos indicadores. Esse tipo de estudo é importante em contextos onde o capital de investimento é disponibilizado gradativamente, ou seja, o problema se amplia de maneira a se investigar soluções com essa capacidade de gradativamente ser implementada e proporcionar melhoria na confiabilidade da rede.
- Investigar uma modelagem linear para o problema. Uma possibilidade a ser investigada consiste em um pré-processamento da análise da rede para a estimação dos indicadores de confiabilidade de maneira linear. Isso permite o emprego de métodos exatos, garantindo a otimalidade da fronteira de soluções obtida.
- Realizar a otimização da coordenação entre os dispositivos. Tratar a coordenação entre os dispositivos como um problema de otimização possibilita analisar inúmeras formas de parametrizar esses elementos e assim obter uma coordenação robusta para a rede.
- Realizar a otimização da alocação de chaves e dispositivos de proteção e da geração distribuída. Visando-se um contexto prático onde os locais das GDs também possam ser definidos, sugere-se a definição de um problema de otimização onde esses locais também

serão variáveis de decisão, assim como os tipos e locais dos dispositivos, realizando de maneira otimizada a restauração de cargas a partir destas fontes.

- Considerar indicadores de confiabilidade adicionais durante o processo de otimização. Pode-se propor um problema com três ou mais objetivos, adicionando-se indicadores de confiabilidade como novas funções objetivo. Outra possibilidade, para evitar a complexidade associada à otimização de problemas com muitos objetivos, pode envolver a definição de um problema multiobjetivo com apenas duas ou três funções objetivo, em que cada uma delas agrega, de maneira ponderada ou lexicográfica, mais de um indicador de confiabilidade.
- Incorporar a consideração dos efeitos do restabelecimento a jusante a partir de chaves e alimentadores alternativos durante a avaliação dos indicadores de confiabilidade. Nessa modelagem, pontos de carga afetados podem ser reestabelecidos por outras partes da rede ou alimentadores alternativos a partir de seccionadores ou chaves que, inclusive, têm custos menores em relação à religadores e IIDs.
- Incorporar a consideração de incertezas em outros parâmetros, ou ainda, a consideração de incertezas nas restrições do problema, como por exemplo assumir uma probabilidade de uma solução ser coordenável. Nesse contexto, parâmetros como as taxas de falha, tempos de reparo, custos dos dispositivo e das interrupções, bem como as cargas podem também ser modelados considerando-se incertezas associadas.
- Empregar o tempo estimado de atuação dos dispositivos como critério na tomada de decisão. Nesse caso, um dos atributos adicionais de desempenho para avaliação das alternativas seria considerar uma estimativa do quão rápido aquela solução atua para extinguir a falta.
- Empregar estratégias de inteligência artificial (IA). Considerando-se o elevado potencial de ferramentas baseadas em IA, uma sugestão poderia envolver o emprego de ferramentas desse tipo no tratamento de incertezas associadas ao problema. Como exemplo, uma ferramenta poderia ser empregada para realizar previsões de geração eólica/solar e demanda e, a partir dessas informações, estabelecer prioridades de restauração, realizar ou não a formação de determinada ilha, ou mesmo direcionar possibilidades de reconfiguração da rede.

Referências Bibliográficas

- Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N. & Abdi, M. (2014). Optimal recloser and auto-sectionalizer allocation in distribution networks using ipso–monte carlo approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 55:602 – 611.
- Abiri-Jahromi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Parvania, M. & Mosleh, M. (2012). Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1):362–370.
- ABNT (2011). Dispositivos fusíveis de alta tensão - dispositivos tipo expulsão - requisitos e métodos de ensaio. *Associação Brasileira De Normas Técnicas - ABNT NBR 7282*.
- Alam, A., Pant, V. & Das, B. (2016). Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates. *Electric Power Systems Research*, 140:619 – 630.
- Alam, A., Pant, V. & Das, B. (2020). Optimal placement of protective devices and switches in a radial distribution system with distributed generation. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 14:4847–4858.
- Amohadi, M. & Fotuhi-Firuzabad, M. (2019). Optimal Placement of Automatic Switching Equipment in Radial Distribution Networks Based on Protective Coordination. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 14(3):1127–1137.
- Anderson, P. M. (1999). *Power System Protection*. McGraw-Hill, 2nd edition.
- Bakr, H., Shaaban, M., Osman, A. & Sindi, H. (2020). Optimal allocation of distributed generation considering protection. *Energies*, 13:2402.
- Bezerra, J. R., Barroso, G. C., Leão, R. P. S. & Sampaio, R. F. (2015). Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2):545–552.
- Bhushan, N. & Rai, K. (2004). *Strategic Decision Making: Applying the Analytic Hierarchy Process*. Decision Engineering. Springer London.
- Bilakanti, N., Lambert, F. & Divan, D. (2019). Island interconnection device - enabling a simplified approach to integrate microgrids with the grid. In *2019 IEEE 10th International*

- Symposium on Power Electronics For Distributed Generation Systems (PEDG)*, pages 951–957.
- Billinton, R. & Jonnavithula, S. (1996). Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(3):1646–1651.
- Billinton, R. & Li, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer Science+Business Media, LLC.
- Caminha, A. C. (1977). *Introdução à Proteção Dos Sistemas Elétricos*. Edgard Blucher, 1st edition.
- Carvalho, P. M. S., Ferreira, L. A. F. M. & da Silva, A. J. C. (2005). A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2).
- Celli, G. & Pilo, F. (1999). Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(3):1167–1172.
- Cepin, M. (2011). *Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications*. Springer, 1st ed edition. ISBN 978-0-85729-687-0 e-ISBN 978-0-85729-688-7.
- Chen, C.-S., Lin, C.-H., Chuang, H.-J., Li, C.-S., Huang, M.-Y. & Huang, C.-W. (2006). Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1209–1217.
- Chirapongsananurak, P., Santoso, S., Dugan, R. C. & Smith, J. (2012). Voltage regulation in distribution circuits with wind power. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8.
- Ciufo, J. & Cooperberg, A. (2022). *Power System Protection - Fundamentals and Applications*. IEEE press series on power and energy systems. IEEE Press.
- Colin, E. C. (2007). *Pesquisa Operacional: 170 Aplicações Em Estratégia, Finanças, Logística, Produção, Marketing E Vendas*. Rio de Janeiro LTC.
- Costa, M. M., Bessani, M. & Batista, L. S. (2022). A multiobjective and multicriteria approach for optimal placement of protective devices and switches in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 37(4):2978–2985.
- Davis, T. A. & Natarajan, E. P. (2009). User guide for klu and btf. Dept. of Computer and Information Science and Engineering, University of Florida.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S. & Meyarivan, T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6(2):182–197.

- Delgado, M. (2011). *Protecção Das Redes Eléctricas De Distribuição, Transporte E Interligação*. Publindústria, Edições Técnicas.
- Eiben, A. E. & Smith, J. E. (2015). *Introduction To Evolutionary Computing*. Springer Publishing Company, Incorporated, 2nd edition.
- Falaghi, H., Haghifam, M. & Singh, C. (2009). Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(1):268–276.
- Faria, W. R., de B. Martins, D., Nametala, C. A. & Pereira, B. R. (2020). Protection system planning for distribution networks: A probabilistic approach. *Electric Power Systems Research*, 189:106612.
- Faria, W. R., Nametala, C. A. L. & Pereira, B. R. (2022). Cost-effectiveness enhancement in distribution networks protection system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 37(2):1180–1192.
- Freitas, P. R. R. (2015). Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software openss. (Monografia) Universidade de São Paulo.
- Georgilakis, P., Arsoniadis, C. G., Apostolopoulos, C. & Nikolaidis, V. (2021). Optimal allocation of protection and control devices in smart distribution systems: Models, methods, and future research. *IET Smart Grid*, <https://doi.org/10.1049/stg2.12017>.
- Hazem, N., Elshahed, M. A. & Osman, Z. H. (2017). Optimal placement of dispatchable and non-dispatchable distributed generation of different technologies. In *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pages 1023–1030.
- Heidari, A., Agelidis, V. G. & Kia, M. (2015). Considerations of sectionalizing switches in distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3):1401–1409.
- Heidari, A., Agelidis, V. G., Kia, M., Pou, J., Aghaei, J., Shafie-Khah, M. & Catalão, J. P. S. (2017). Reliability optimization of automated distribution networks with probability customer interruption cost model in the presence of dg units. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1):305–315.
- Heidari, A., Agelidis, V. G. & Zayandehroodi, H. (2013). Reliability worth analysis of distributed generation enhanced distribution system considering the customer cost model based on optimal radial basis function neural network. In *IEEE 7th PEOCO*, pages 641–646.
- Heidari, A., Dong, Z. Y., Zhang, D., Siano, P. & Aghaei, J. (2018). Mixed-integer nonlinear programming formulation for distribution networks reliability optimization. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(5):1952–1961.

- IEC (1989). Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. *IEC 60255-3*.
- IEEE (2001). Ieee recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (ieee buff book). *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]*, pages 1–710.
- IEEE (2008). IEEE standard electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations. *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996)*, pages 1–48.
- IEEE (2009). IEEE application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Std 1547.2-2008*, pages 1–217.
- IEEE (2011). IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, pages 1–54.
- Izadi, M., Safdarian, A., Moeini-Aghaie, M. & Lehtonen, M. (2019). Optimal placement of protective and controlling devices in electric power distribution systems: A MIP model. *IEEE Access*, 7:122827–122837.
- Lwin, M., Guo, J., Dimitrov, N. & Santoso, S. (2019). Protective device and switch allocation for reliability optimization with distributed generators. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(1):449–458.
- Mardegan, C. (2010). *Dispositivos De Proteção - Parte 1. O Setor Elétrico*.
- Meskin, M., Domijan, A. & Grinberg, I. (2020). Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(24):5944–5960.
- Miettinen, K. (1999). *Nonlinear Multiobjective Optimization*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Moradi, A. & Fotuhi-Firuzabad, M. (2008). Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(1):271–279.
- ONU (2024). Organização das nações unidas. Disponível em: https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwjsi4BhB5EiwAFAL0YCjidydyQQT6e3uuz5kj0_JuUuu_t2nNS2-qGuW_MNly1Ui0djzJrBoC2V4QAvD_BwE. Acesso em: 18 de outubro de 2024.
- Pereira, K., Pereira, B. R., Contreras, J. & Mantovani, J. R. S. (2018). A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):7064–7075.

- Pombo, A. V., Murta-Pina, J. & Pires, V. F. (2015). Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization. *Reliability Engineering and System Safety*, 136:101 – 108.
- Pombo, A. V., Murta-Pina, J. & Pires, V. F. (2016). A multiobjective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources. *Electric Power Systems Research*, 130:34 – 45.
- Popovic, Z., Brbaklic, B. & Knezevic, S. (2017). A mixed integer linear programming based approach for optimal placement of different types of automation devices in distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 148:136 – 146.
- Popovic, Z. N., Knezevic, S. D. & Brbaklic, B. S. (2020). A risk management procedure for island partitioning of automated radial distribution networks with distributed generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(5):3895–3905.
- Pregelj, A., Begovic, M. & Rohatgi, A. (2006). Recloser allocation for improved reliability of dg-enhanced distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1442–1449.
- Prodist (2017). *Procedimentos De Distribuicao De Energia Eletrica No Sistema Eletrico Nacional. PRODIST. Modulo 8. Qualidade Da Energia Eletrica.* ANEEL.
- Ramirez-Rosado, I. J. & Dominguez-Navarro, J. A. (2004). Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4):1801–1810.
- Rao, S. S. (2009). *Engineering Optimization: Theory and Practice.* John Wiley and Sons Inc, 4th edition.
- Reiz, C., Leite, J. B., Gouveia, C. S. & Javadi, M. S. (2024). Protection system planning in distribution networks with microgrids using a bi-level multi-objective and multi-criteria optimization technique. *Electric Power Systems Research*, 228:109966.
- Saaty, T. (2008). Decision making with the analytic hierarchy process. *Int. J. Services Sciences Int. J. Services Sciences*, 1:83–98.
- Sardou, I. G., Banejad, M., Hooshmand, R. & Dastfan, A. (2012). Modified shuffled frog leaping algorithm for optimal switch placement in distribution automation system using a multi-objective fuzzy approach. *IET Generation, Transmission Distribution*, 6(6):493–502.
- Sohn, J.-M., Nam, S.-R. & Park, J.-K. (2006). Value-based radial distribution system reliability optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):941–947.
- Soudi, F. & Tomsovic, K. (1998). Optimized distribution protection using binary programming. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(1):218–224.

- Srinivas, N. & Deb, K. (1994). Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms. *Evolutionary Computation*, 2(3):221–248.
- Teng, J.-H. & Lu, C.-N. (2002). Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(1):254–259.
- Tippachon, W. & Rerkpreedapong, D. (2009). Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. *Electric Power Systems Research*, 79(7):1171 – 1178.
- Triantaphyllou, E. (2000). *Multi-Criteria Decision Making Methods: A Comparative Study*. Springer- Science+Business Media B. V.
- Tzeng, G. H. & Huang, J. J. (1981). *Multiple Attribute Decision Making*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Warrington, A. R. S. (1968). *Protective Relays: Their Theory and Practice*. Springer, 2nd edition.
- Xiong, X., Wu, W., Li, N., Yang, L., Zhang, J. & Wei, Z. (2019). Risk-based multi-objective optimization of distributed generation based on gpso-bfa algorithm. *IEEE Access*, 7:30563–30572.
- Yaghoubi-Nia, M.-R., Dezaki, H. H. & Niasar, A. H. (2021). Optimal stochastic scenario-based allocation of smart grids' renewable and non-renewable distributed generation units and protective devices. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 44:101033.
- Yozwiak, M. (2023). Calculating the realized investment returns of u.s. electric utilities. *Utilities Policy*, 85:101684.
- Zambon, E., Bossois, D. Z., Garcia, B. B. & Azeredo, E. F. (2009). A novel nonlinear programming model for distribution protection optimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4):1951–1958.
- Zitzler, E. & Thiele, L. (1999). Multiobjective evolutionary algorithms: A comparative case study and the strength pareto approach. *IEEE Trans. Evol. Comput.*, 3(4):257–271.

Apêndice A

Fundamentos de Proteção de Sistemas de Distribuição

A proteção de um sistema elétrico é composta por um conjunto de componentes elétricos, sendo comumente empregado o termo sistema de proteção, que tem a função de monitorar o sistema elétrico e seus equipamentos de maneira a atuar quando observadas condições anormais de funcionamento. Os sistemas de proteção também são chamados de equipamentos secundários, sendo os equipamentos primários os que estão diretamente envolvidos no fornecimento e entrega de energia, como geradores, transformadores e barramentos, por exemplo. Os sistemas de proteção são projetados e instalados para supervisionar e proteger os equipamentos primários e a integridade do sistema de energia (Ciufó & Cooperberg, 2022). Neste Apêndice apresenta-se fundamentos básicos sobre dispositivos de proteção e manobra (seção A.1), geração distribuída e operação em ilha (seção A.2) e indicadores de confiabilidade da rede (seção A.3).

A.1 Dispositivos de proteção e manobra

As características das redes de distribuição se diferem das de transmissão, operando em níveis mais baixos de tensão e tendo como principais focos os clientes e as cargas. Os principais componentes dos sistemas de proteção destas redes consistem em relés, disjuntores, religadores automáticos e fusíveis. Esses dispositivos são apresentados a seguir, bem como aspectos relacionados à coordenação entre eles.

Fusível: O fusível é o dispositivo de proteção de estrutura mais simples, e historicamente foi o primeiro a ser desenvolvido. Consiste em um dispositivo de proteção contra sobrecorrente que possui um elemento de abertura, geralmente denominado elo fusível, que se funde (se abre) quando o valor de corrente que flui pelo dispositivo supera seu valor nominal.

O tempo de fusão é inversamente proporcional ao quadrado da intensidade da corrente que flui pelo fusível, onde a relação entre essas duas grandezas se dá por uma curva característica de tempo inverso (Delgado, 2011). Mais precisamente, tem-se uma zona de fusão

compreendida entre duas curvas limite. Essas curvas são denominadas **curva de fusão mínima** e **curva de atuação total**. A primeira consiste na menor corrente que causará a fusão do elo fusível. É definida por testes que determinam o tempo mínimo necessário para operar um fusível em uma corrente especificada. Já a curva de atuação total consiste no tempo desde o início de uma sobrecorrente até a interrupção do circuito em uma tensão especificada. É a soma do tempo médio de fusão, da tolerância de fabricação e do tempo de duração do arco elétrico. A curva característica de atuação total define a relação entre a sobrecorrente e o tempo total de extinção da falta. Essas duas curvas são apresentadas na Figura A.1.

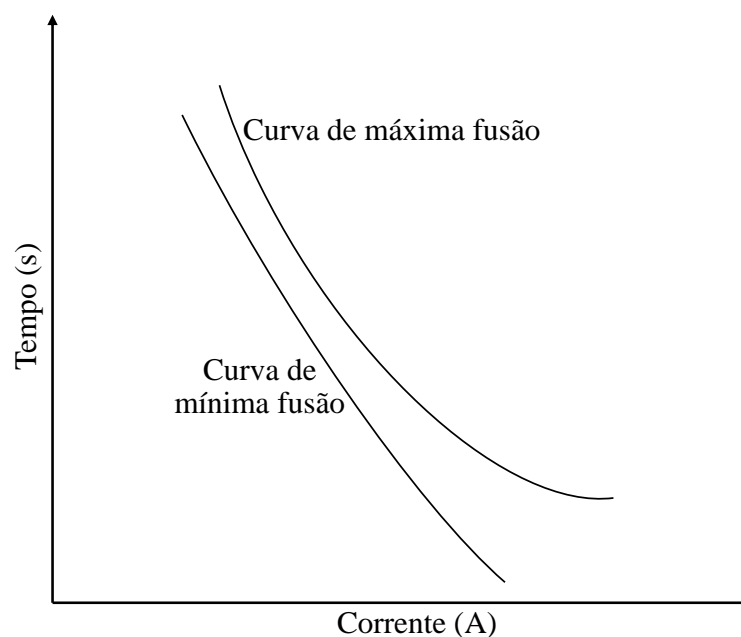


Figura A.1: Curvas características de tempo inverso de um fusível. Fonte: Adaptado de (Ciuffo & Cooperberg, 2022).

Conforme (ABNT, 2011), os fusíveis podem ser classificados em três tipos:

- Fusíveis do tipo H: São empregados na proteção primária de transformadores de distribuição e apresentam corrente nominal de até 5A. São ditos como fusíveis de alto surto, ou seja, apresentam uma operação lenta para correntes elevadas, o que evita sua operação durante a passagem da corrente de *inrush* do transformador. Geralmente começam a operar a partir de 1,5 vezes a corrente nominal;
- Fusíveis do tipo K: São considerados fusíveis de atuação rápida, amplamente empregados na proteção de redes aéreas de distribuição. Atuam para correntes a partir de 2 vezes a corrente nominal;
- Fusíveis do tipo T: São considerados fusíveis de atuação lenta, normalmente empregados na proteção de ramais primários de redes aéreas de distribuição. Também possuem atuação a partir de 2 vezes a corrente nominal.

Religador automático: Assim como os fusíveis, o religador automático tem a capaci-

dade de detectar uma corrente de falta e atuar de modo a interrompê-la. Esse dispositivo conta também com uma sequência configurável de operações de religamento automático, de modo a interromper faltas temporárias sem provocar interrupções permanentes na rede.

Uma sequência de operação típica pode ser descrita como “2A2B”. Isso significa que o religador opera duas vezes na curva “A” e duas vezes na curva “B”, conforme ilustrado na Figura A.2. Como as operações da curva “A” sempre ocorrem primeiro, esta sequência também pode ser descrita como “B22”, significando duas operações rápidas da curva “A” e duas operações atrasadas utilizando a curva atrasada “B”. Uma sequência de “1A2C” (ou “C12”) significa uma operação rápida seguida de duas operações de curva “C” extra-atrasadas. Quatro operações rápidas podem ser expressas como “4A” (ou “A40”) e quatro operações atrasadas como “0A4B” (ou “B04”). Após cada operação de religamento, o religador permanece aberto por um tempo comumente compreendido entre 1 e 1.5 segundos. Se mesmo após essas operações a falta ainda persistir, o dispositivo se abre em definitivo.

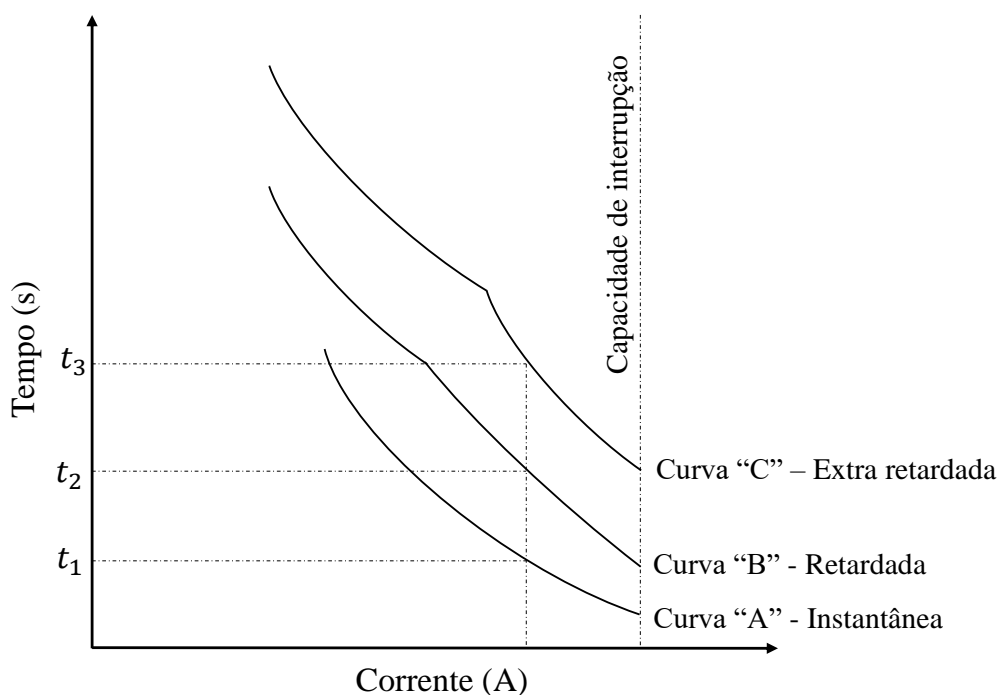


Figura A.2: Curvas típicas de operação de um religador. Fonte: Adaptado de (Ciufu & Cooperberg, 2022).

IID: O *Island Interconnection Device* é definido em (Bilakanti et al., 2019) como uma chave inteligente e/ou um conversor eletrônico de potência que controla/gerencia todos os problemas de interconexão, fluxo de energia, Volt/VAR, proteção, transientes e correntes de falta entre a rede e a GD. Além disso, pode também atuar na mitigação de harmônicas, compensação de desequilíbrio, amortecimento de oscilação do sistema de energia da área, etc.

Os trabalhos (Faria et al., 2020, 2022) trazem uma definição mais simples para o IID, tratando-o como um religador que pode operar tanto para faltas dentro quanto fora da ilha. Além

disso, as correntes de *pick-up* desses dispositivos podem ser ajustadas em valores diferentes para faltas a jusante e a montante. Esse dispositivo deve possuir no mínimo as seguintes funções de proteção (Pereira et al., 2018):

- Funções de sobrecorrente 50/50N e 51/51N;
- Função de sincronismo 25;
- Funções de sobrecorrente direcional de fase e terra 67/67N;
- Função de religamento automático 79;
- Função de sub-tensão 27;
- Função de sub-frequência 81/U.

Relé: Um relé de proteção atua quando uma grandeza elétrica do circuito a ser protegido sofre variações em amplitude e/ou fase em relação a outra grandeza elétrica do circuito. Em outras palavras, o relé realiza a medição de uma grandeza, usualmente a corrente que entra no circuito, e realiza a comparação da mesma com uma referência ou com outra grandeza com a qual tenha uma correlação de amplitude ou fase (Warrington, 1968).

Além da grandeza para o qual são destinados, relés também podem ser classificados quanto a forma construtiva (eletromecânicos, mecânicos, estáticos), temporização (temporizados e instantâneos), quanto à função (sobrecorrente, direcional, diferencial) e característica de atuação (normal inverso, muito inverso) (Mardegan, 2010).

A relação entre corrente e tempo de atuação para relés de sobrecorrente geralmente é estabelecida por curvas padronizadas ou especificada pelo fabricante. As curvas mais comuns seguem os padrões do *American National Standards Institute* (ANSI) e os da *International Electrotechnical Commission* (IEC), sendo estabelecidas conforme Equação A.1, de acordo com a norma IEEE Std. C37.112 (1996) (IEEE, 2008):

$$t = TMS \left[\alpha + \frac{\beta}{\left(\frac{I^{cc}}{RTC \times I_{pickup}} \right)^{\delta} - 1} \right] \quad (A.1)$$

em que t consiste no tempo de atuação do dispositivo, TMS é um múltiplo de ajuste de tempo, α , β e δ são constantes definidas por norma, I^{cc} é a corrente vista pelo dispositivo, RTC é a relação de transformação do transformador de corrente e I_{pickup} é a corrente de *pickup* do dispositivo.

A corrente de *pickup* é o menor valor de corrente capaz de provocar a atuação do relé. A Tabela A.1 apresenta valores para as constantes citadas acima para a curva de ação temporizada relativas ao padrão IEC (IEC 60255-3, 1989) (IEC, 1989). Já a Figura A.3 ilustra como são algumas destas curvas.

Tabela A.1: Constantes de tempo do padrão IEC.

Tipo de Curva	α	β	δ
Normalmente Inversa	0.00	0.14	0.02
Muito Inversa	0.00	13.50	1.00
Extremamente Inversa	0.00	80.00	2.00
Inversa de Tempo Longo	0.00	120.00	1.00
Inversa de Tempo Curto	0.00	0.05	0.04

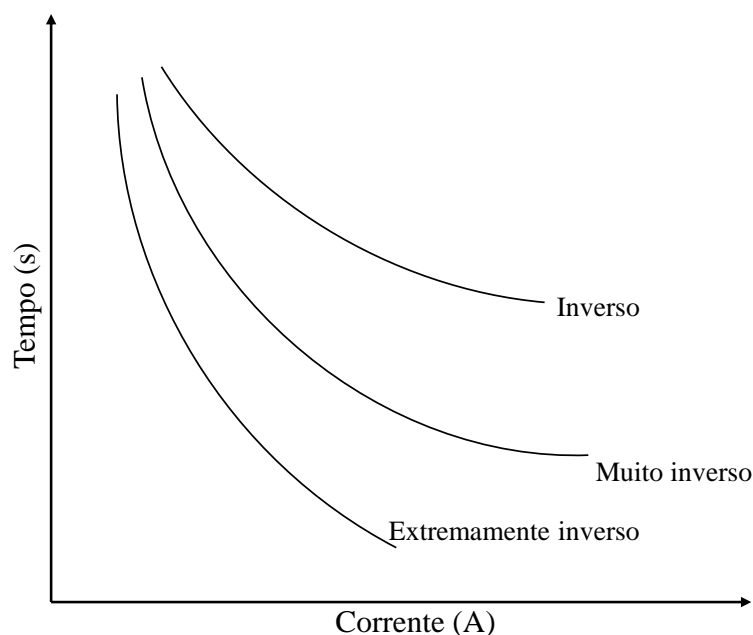


Figura A.3: Alguns tipos de curvas características de ação temporizada. Fonte: Adaptado de (Ciufu & Cooperberg, 2022).

Os relés também possuem um ajuste de tempo instantâneo, para operação frente a faltas temporárias.

Disjuntor: Disjuntores consistem em interruptores que atuam automaticamente quando detectam uma situação de anomalia na rede. São geralmente equipados com relés de proteção, sendo esses os responsáveis por enviar o comando de atuação para os disjuntores. É uma prática comumente empregada por empresas de energia a alocação de um disjuntor no início de cada alimentador de distribuição, onde também possuem a função de religamento automático, consistindo na última proteção de retaguarda para faltas no alimentador.

Chaves seccionadoras: Consistem em dispositivos de manobra que podem ser usados para mudar a configuração da rede, como também de maneira complementar aos dispositivos de proteção. Para o segundo caso, chaves podem ser usadas para isolar a seção em falta como também para auxiliar na restauração de cargas sadias porém afetadas por uma falta. No processo de restauração a jusante, chaves são importantes para permitir o reestabelecimento a partir de

alimentadores alternativos ou geradores distribuídos. Na restauração a montante, caso haja uma chave entre um disjuntor ou religador e a seção afetada, a abertura dessa chave permite o fechamento desse dispositivo de proteção, restabelecendo parte das cargas afetadas.

A.2 Geração Distribuída e Operação em Ilha

A expansiva adição de GDs às redes de distribuição observada nos últimos anos trouxe as definições de geração de energia despachável e não despachável (Hazem et al., 2017). Uma GD despachável é caracterizada por estar continuamente disponível, permitindo um eficiente ajuste de sua geração de acordo com a demanda; como exemplos tem-se as usinas abastecidas a combustível ou biomassa. GDs não despacháveis, por sua vez, são intermitentes devido a fatores que não podem ser controlados, como o clima, e geralmente operam a partir de fontes renováveis, como usinas solares e eólicas.

Nas usinas eólicas, a potência fornecida depende diretamente da incidência de ventos no local, similarmente à geração solar, que é dependente da irradiação solar. Uma possível relação entre a potência fornecida e a velocidade do vento é descrita a seguir (Xiong et al., 2019):

$$S = \begin{cases} 0 & \text{se } v < v_{cut-in} \\ S_{nom} \times \left(\frac{v^2 - v_{cut-in}^2}{v_{nom}^2 - v_{cut-in}^2} \right) & \text{se } v_{cut-in} \leq v < v_{nom} \\ S_{nom} & \text{se } v_{nom} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0 & \text{se } v > v_{cut-out} \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

em que S é a potência fornecida pela usina eólica, S_{nom} é a potência nominal da usina, v é a velocidade do vento, v_{cut-in} e $v_{cut-out}$ consistem nas velocidades de corte inferior e superior da turbina, respectivamente, e v_{nom} é a velocidade nominal da turbina.

GDs podem operar tanto de maneira complementar à alimentação vinda da subestação, como também em ilha, de maneira isolada. Conforme a Norma IEEE 1547.4-2011 (IEEE, 2011), sistemas ilhados são redes autônomas formadas por GDs e cargas intencionalmente planejadas e capazes de continuar operando desconectadas da rede de distribuição. São formadas quando parte da rede (uma sub-rede que possui GD) é desconectada devido ao acionamento da proteção do sistema. Essa configuração é permitida em alguns países e restringida em outros (Pombo et al., 2016).

Para a formação de uma ilha, a capacidade da GD deve ser suficiente para evitar o corte ou a priorização de cargas. De maneira geral, a formação da ilha ocorre da seguinte maneira (Alam et al., 2020):

- Inicialmente, subestação e GD alimentam toda a rede;
- Dada a ocorrência de uma falta, a GD é desconectada da rede, dispositivos de proteção e manobra atuam e isolam a falta;
- A GD é conectada a cargas sadias, desempenhando uma operação em ilha;

- Após o reparo da falta, a ilha é reconectada ao restante da rede.

Conforme Pereira et al. (2018), com o uso de um IID para a delimitação da ilha, a GD não precisa ser desconectada de cargas para faltas a montante desse dispositivo. Uma vez que o IID também é sensível a faltas a montante, o mesmo atua definindo a isolamento de parte da rede que passa a operar em ilha, isolada do restante da rede. Para a reconexão da ilha à rede de distribuição após o reparo da falta, o IID deve ser capaz de realizar as operações de paralelismo e sincronismo entre a GD e a rede (IEEE, 2009, 2011).

A.3 Indicadores de Confiabilidade

Indicadores de confiabilidade, ou medidas de desempenho da confiabilidade, geralmente incluem medidas envolvendo frequência e duração de interrupções, número de consumidores envolvidos ou também a energia não entregue a esses consumidores. O *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) define índices de confiabilidade amplamente empregados na literatura internacional, sendo alguns deles apresentados a seguir (Cepin, 2011).

SAIFI: O *System Average Interruption Frequency Index* indica a frequência com a qual um consumidor médio está sujeito a uma interrupção permanente por um período de tempo predefinido, normalmente expresso em interrupções por ano:

$$SAIFI = \frac{\sum_{s=1}^{ns} \sum_{a=1}^{na} \lambda_s \times P_a}{\sum_{p=1}^{np} P_p} \quad (\text{A.3})$$

em que ns é o número de seções da rede, na é o número de pontos de carga afetados pela falta na s -ésima seção, np é o total de pontos de carga da rede, λ_s é a taxa anual de falha da s -ésima seção e P_a é o número de consumidores no ponto de carga a .

ENS: A *Energy Not Supplied* estima a energia não entregue aos consumidores devido a interrupções sustentadas durante um período predefinido de tempo e, considerando uma taxa anual de falhas, é expressa em unidades de energia por ano:

$$ENS = \sum_{s=1}^{ns} \sum_{a=1}^{na} \lambda_s \times r_{sa} \times L_a \quad (\text{A.4})$$

em que r_{sa} é a duração da interrupção do a -ésimo ponto de carga devido à falta na s -ésima seção e L_a é a carga do a -ésimo ponto de carga.

MAIFI: O *Momentary Average Interruption Frequency Index* exprime a frequência média de interrupções momentâneas por consumidor por um período de tempo predefinido, sendo expresso em interrupções momentâneas por ano:

$$MAIFI = \frac{\sum_{s=1}^{ns} \sum_{a=1}^{na} \gamma_s \times NI_{sa} \times P_a}{\sum_{p=1}^{np} P_p} \quad (\text{A.5})$$

em que γ_s é a taxa anual de falha temporária da s -ésima seção e NI_{sa} é o número de interrupções temporárias do a -ésimo ponto de carga devido à falta na s -ésima seção.

No Brasil, indicadores similares aos empregados neste trabalho são adotados por órgãos reguladores e empresas de distribuição nacionais, como os indicadores coletivos DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), e indicadores individuais como o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), detalhados em (Prodist, 2017). Esses indicadores não foram avaliados nesse trabalho devido ao fato dos indicadores definidos pelo IEEE serem mais comumente empregados pela comunidade científica internacional.

Apêndice B

Fundamentos de Otimização Multiobjetivo e Tomada de Decisão

B.1 Problema de Otimização Multiobjetivo

Um problema geral de otimização multiobjetivo pode ser definido como (Miettinen, 1999):

$$\min_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), \dots, f_{n_f}(\mathbf{x})]^T \quad (\text{B.1})$$

sujeito a: $\mathbf{x} \in \Omega$

em que $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_{n_v})^T$ é uma solução candidata, $\mathbf{f}(\cdot) : \mathbb{R}^{n_v} \mapsto \mathbb{R}^{n_f}$ representa n_f funções objetivo conflitantes e $\Omega \subset \mathbb{R}^{n_v}$ é o espaço de decisão viável, tal que $\Omega = \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{n_v} \mid g_i(\mathbf{x}) \leq 0, h_j(\mathbf{x}) = 0; \forall i = 1, \dots, n_g, j = 1, \dots, n_h\}$, em que $\mathbf{f}(\Omega)$ define o conjunto objetivo alcançável, $\mathbf{g}(\cdot) : \mathbb{R}^{n_v} \mapsto \mathbb{R}^{n_g}$ representa n_g restrições de desigualdade e $\mathbf{h}(\cdot) : \mathbb{R}^{n_v} \mapsto \mathbb{R}^{n_h}$ representa n_h restrições de igualdade.

Uma solução viável $\mathbf{x} \in \Omega$ domina outro ponto $\mathbf{x}' \in \Omega$ (representado como $f(\mathbf{x}) \prec f(\mathbf{x}')$) se, e somente se, $f_k(\mathbf{x}) \leq f_k(\mathbf{x}')$ para todo $k \in 1, \dots, n_f$ e $\exists k$ tal que $f_k(\mathbf{x}) < f_k(\mathbf{x}')$. Assim sendo, uma solução $\mathbf{x}^* \in \Omega$ é *Pareto-ótima* para (B.1) se não existe nenhuma outra solução $\mathbf{x} \in \Omega$ tal que $f(\mathbf{x}) \prec f(\mathbf{x}^*)$, e o conjunto de todas as soluções Pareto-ótimas é chamado *conjunto Pareto-ótimo*, i.e.,

$$S = \{\mathbf{x}^* \in \Omega \mid \nexists \mathbf{x} \in \Omega : f(\mathbf{x}) \prec f(\mathbf{x}^*)\} \quad (\text{B.2})$$

A imagem deste conjunto é nomeada *fronteira Pareto-ótima (FP)*,

$$FP = \{f(\mathbf{x}^*) \mid \mathbf{x}^* \in S\} \quad (\text{B.3})$$

Em outras palavras, neste tipo de problema não se encontra apenas uma, mas sim um conjunto de soluções ditas não dominadas.

B.2 Método de Penalidade

Ao lidar com problemas de otimização restritos, algumas estratégias usualmente eliminam as soluções infactíveis. Embora muito simples, esse procedimento por muitas vezes se apresenta ineficiente em função da dificuldade de se determinar soluções factíveis. Devido a isso, essas técnicas devem ser evitadas (Rao, 2009). Outra consideração importante é que, na maioria das vezes, a(s) solução(ões) ótima está na fronteira entre a região factível e infactível, onde operadores inteligentes podem ser elaborados considerando essa premissa.

O Método de Penalidade transforma um problema de otimização restrito em um problema irrestrito modelando as restrições como penalidades na função objetivo. Uma função de penalidade deve atender às seguintes condições:

$$\begin{cases} p(\mathbf{x}) > 0, & \text{se } \mathbf{x} \notin \Omega \\ p(\mathbf{x}) = 0, & \text{se } \mathbf{x} \in \Omega \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

Para o caso de um problema de otimização com uma restrição de igualdade $h(\mathbf{x})$, tem-se:

$$p(\mathbf{x}) = ri \times (h(\mathbf{x}))^2 \quad (\text{B.5})$$

Tendo o problema uma restrição de desigualdade $g(\mathbf{x})$, tem-se:

$$p(\mathbf{x}) = rd \times (\max(0, g(\mathbf{x})))^2 \quad (\text{B.6})$$

em que ri e rd são constantes de penalidade para restrições de igualdade e de desigualdade, respectivamente.

B.3 Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II)

O NSGA-II foi proposto por Deb et al. (2002) como uma evolução do seu predecessor, o NSGA (Srinivas & Deb, 1994). A Figura B.1 ilustra as etapas executadas por esse método. Na primeira iteração do método é definido um conjunto de soluções (população) a partir de algum método de inicialização (aleatoriamente, por exemplo), nomeado de P e de tamanho N . A partir das operações de seleção, cruzamento e mutação, um novo conjunto é definido, Q , também de tamanho N .

Na etapa seguinte é feita a junção dos conjuntos P e Q . Esse novo conjunto, de tamanho $2N$, é então dividido em fronteiras não dominadas. Essas fronteiras são agrupadas até que se alcance o tamanho N , dando origem ao novo conjunto P . Todo esse procedimento é repetido de maneira iterativa até que se atinja um critério de parada. O método então retorna a melhor fronteira de soluções não dominadas obtida, também chamada fronteira Pareto estimada. O

pseudo-código do NSGA-II é apresentado no Algoritmo 7.

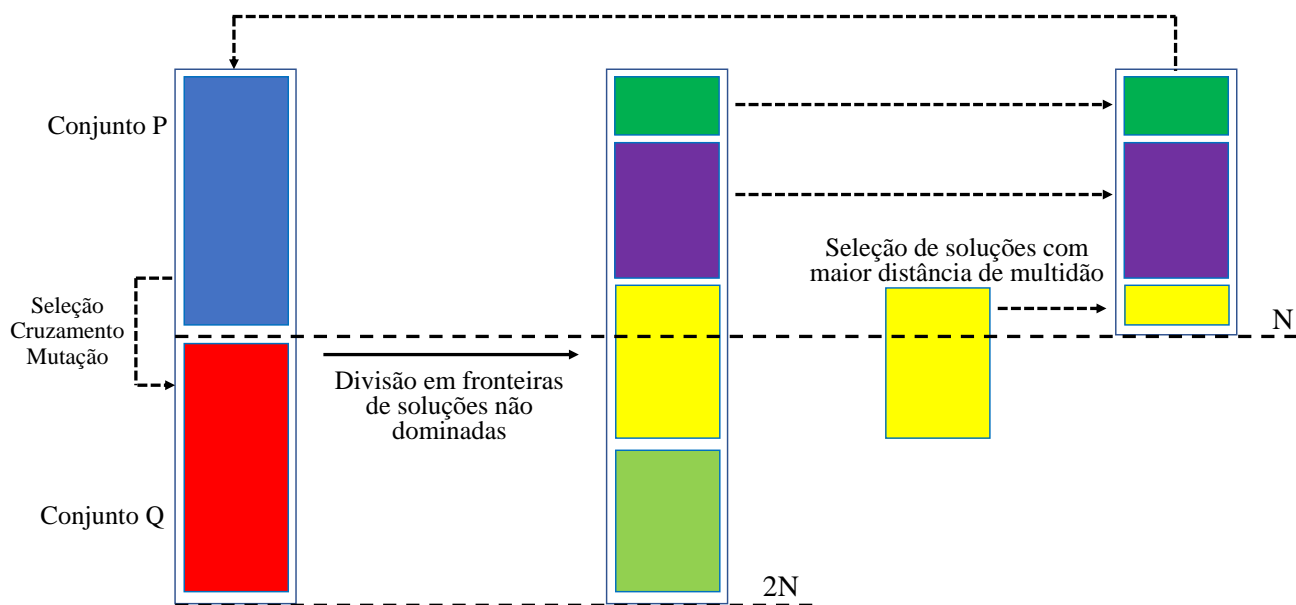


Figura B.1: Etapas do método NSGA-II.

Algoritmo 7: Pseudo-código do NSGA-II

```

1 P: Conjunto de soluções
2 Q: Conjunto de soluções
3 N: Tamanho dos conjuntos P e Q
4  $F_j$ : Conjunto de soluções na fronteira  $j$ 
5  $t$ : número da iteração atual
6  $t_{max}$ : Número máximo de iterações

7  $t \leftarrow 0$ 
8 Gera conjunto inicial  $P_0$  e faz  $Q_0 = \emptyset$ 
9 enquanto  $t \leq t_{max}$  faça
10   Aplica seleção, cruzamento e mutação em  $P_t$  para gerar  $Q_t$ 
11   Faz  $R_t = P_t \cup Q_t$ 
12   Divide  $R_t$  em fronteiras não dominadas  $F_1, F_2, \dots$ 
13   Cria  $P_{t+1} = \emptyset$ 
14    $j = 1$ 
15   enquanto  $|P_{t+1} \cup F_j| \leq N$  faça
16     Copia as soluções de  $F_j$  para  $P_{t+1}$ 
17      $j = j + 1$ 
18   fim
19   Calcula as distâncias de multidão em  $F_j$ 
20   Ordena  $F_j$  conforme as distâncias de multidão
21   Copia as primeiras  $N - |P_{t+1}|$  soluções de  $F_j$  para  $P_{t+1}$ 
22    $t \leftarrow t + 1$ 
23 fim

```

Fonte: (Deb et al., 2002).

No processo de formação do conjunto P para a próxima iteração, quando a inserção de uma fronteira ultrapassa o tamanho do conjunto, apenas algumas soluções desta fronteira são selecionadas e adicionadas ao conjunto P . A seleção de soluções é realizada de modo a proporcionar maior diversidade ao conjunto e é realizada com base em um conceito chamado *crowding distance* (distância de multidão). Esse conceito baseia-se em analisar a densidade de soluções ao longo da fronteira analisada, de maneira a selecionar soluções de regiões menos densas, garantindo assim maior diversidade. Conforme (Deb et al., 2002), para uma determinada solução de índice i , a distância de multidão d_i é dada pelo perímetro de um cuboide formado ao redor da solução i , cujos vértices são definidos pelas soluções vizinhas mais próximas, conforme Figura B.2.

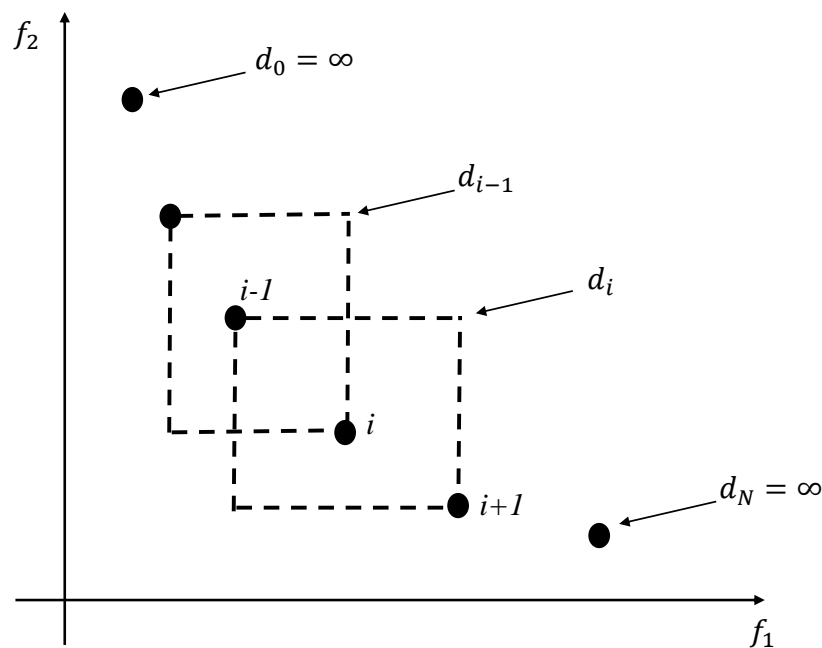


Figura B.2: Ilustração da *crowding distance*. Fonte: Adaptado de (Deb et al., 2002).

B.4 Hipervolume

A métrica de avaliação Hipervolume (HV) foi proposta por Zitzler & Thiele (1999), e consiste em estimar a área coberta (ou dominada) por um conjunto de soluções em relação a um ponto de referência dominado por essas soluções.

Partindo-se dos valores das funções objetivo normalizados, em um problema de maximização é comum o emprego do ponto $(0,0)$ e em problemas de minimização os pontos $(1,1)$ ou $(1.1, 1.1)$ são comumente empregados. A estimativa da área coberta pelo conjunto de soluções é apresentada na Figura B.3.

B.5 Tomada de Decisão Multicritério

A tomada de decisão envolve essencialmente a escolha da ação (solução) mais apropriada a partir de um conjunto de alternativas possíveis. Esta escolha deve ser feita levando-se em consideração questões do tipo: como e quais recursos serão alocados e como o desempenho da solução será mensurada e revisada no dinâmico ambiente em que opera o sistema (Bhushan & Rai, 2004). A seguir são apresentados dois métodos de auxílio à tomada de decisão multicritério que são empregados nesta pesquisa.

Analytic Hierarchy Process - AHP

Desenvolvido na década de 1970, o AHP consiste em uma abordagem sistemática que fornece uma metodologia bem definida, derivada de princípios matemáticos, para uma tomada de decisão baseada na experiência e intuição do projetista. Este método apresenta-se como uma

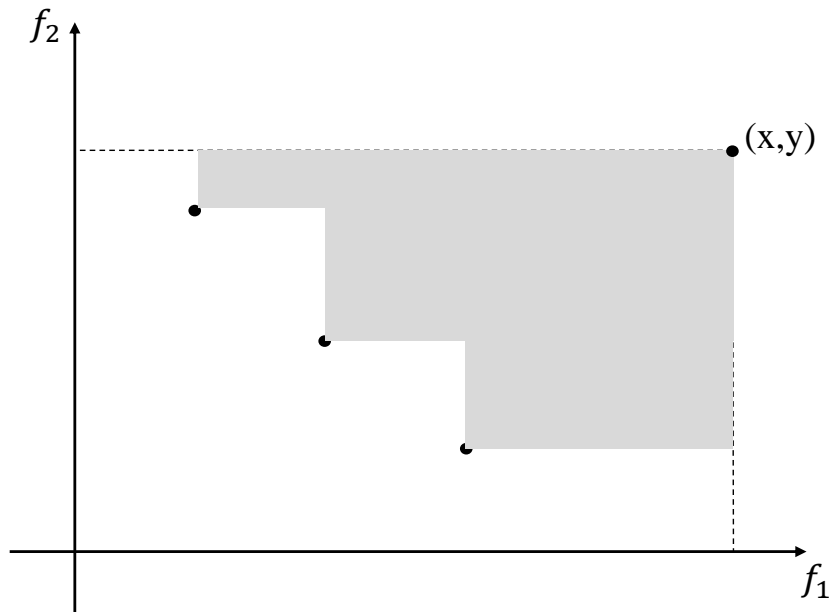


Figura B.3: Estimação da métrica Hipervolume
 Fonte: Adaptado de (Zitzler & Thiele, 1999).

teoria de medição (ou classificação) baseada em comparações par a par entre as alternativas. Este método sustenta-se sobre uma escala de prioridades definida a partir de julgamentos de especialistas na área do problema. Estes julgamentos podem ser inconsistentes, mas o AHP permite tanto quantificar esta consistência quanto melhorar tais julgamentos. Este método executa basicamente as seguintes etapas (Bhushan & Rai, 2004):

1. O problema é decomposto em uma hierarquia formada pelo objetivo, critérios, subcritérios e alternativas. Esta hierarquia indica a relação entre elementos de um nível com aqueles do nível imediatamente abaixo, conforme mostra a Figura B.4.
2. São realizadas comparações aos pares entre as alternativas e entre os critérios, em que a ponderação da importância de um elemento em relação à outro é feita com base na Escala Fundamental de Comparações (Saaty, 2008), apresentada na Tabela B.1.

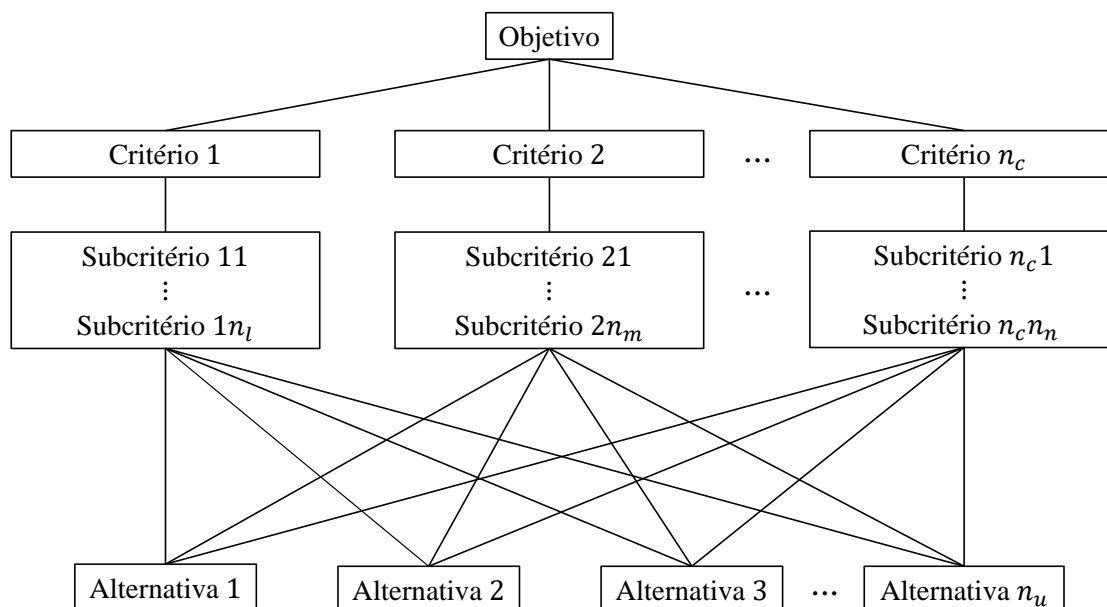


Figura B.4: Estrutura hierárquica genérica adotada no AHP.
 Fonte: Adaptado de (Bhushan & Rai, 2004).

Tabela B.1: Escala Fundamental de Comparações.

Intensidade da Importância	Definição	Explicação
1	Preferências Similares	Dois elementos contribuem igualmente para o objetivo
3	Preferência Moderada	Um elemento é favorecido moderadamente em relação à outro
5	Preferência Forte	Um elemento é favorecido fortemente em relação à outro
7	Preferência Muito Forte	Um elemento é favorecido muito fortemente em relação à outro.
9	Preferência Extrema	A evidência favorecendo um elemento em relação ao outro é da mais alta ordem possível de afirmação.
<p>Intensidades 2, 4, 6 e 8 podem ser usadas para expressar valores intermediários. Intensidades 1.1, 1.2, 1.3, etc, podem ser usadas para elementos que possuem importâncias muito próximas.</p>		

Fonte: (Saaty, 2008).

3. As comparações aos pares entre os critérios/alternativas, definidas no passo 2, são então organizadas em uma matriz quadrada recíproca. Os elementos da diagonal principal são definidos como iguais a 1. O critério presente na i -ésima linha é mais importante que o critério da j -ésima coluna se o valor do elemento (i,j) é maior que 1, caso contrário, o critério da j -ésima coluna será mais importante que o da i -ésima linha. O elemento (j,i) será sempre o inverso do elemento (i,j) .
4. O autovetor principal normalizado da matriz de comparações define a importância relativa entre os critérios/alternativas que estão sendo comparados: os elementos deste autovetor normalizado representam os pesos dos critérios ou subcritérios, ou a classificação das alternativas comparadas.
5. A consistência da matriz de comparações, de ordem n , sendo este o número de critérios, subcritérios ou alternativas empregados nas comparações, é então avaliada. Comparações feitas por este método são subjetivas, e se o Índice de Consistência (CI) não atender a um valor estabelecido, os julgamentos feitos nas comparações devem ser revistos. Este índice definido no método AHP é dado por:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (B.7)$$

em que λ_{max} é o máximo autovalor associado à matriz de julgamento. O Índice de Consistência pode ser comparado ao índice associado a uma matriz de julgamentos aleatória, RI . A razão CI/RI é denominada Razão de Consistência (CR) e, em (Saaty, 2008), sugere-se que CR seja menor ou igual a 0,1. A Tabela B.2 apresenta alguns valores de RI para matrizes de diferentes dimensões n_c .

Tabela B.2: Valores de RI em função da ordem da matriz.

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49

Fonte: (Colin, 2007).

6. A classificação de cada alternativa é multiplicada pelos pesos dos subcritérios, somando-se estes produtos para se obter uma classificação local em relação a cada critério. Esta classificação é então multiplicada pelos pesos dos critérios, e a soma destes produtos resultará na classificação global.

Cabe destacar, entretanto, que neste trabalho o AHP é empregado apenas para a comparação pareada entre os critérios/atributos de interesse do projeto. Os pesos desses atributos são então usados no método apresentado a seguir, com o intuito de identificar a solução final de projeto.

TOPSIS

O método TOPSIS, ou Técnica de Ordem de Preferência por Semelhança a uma Solução Ideal, foi desenvolvido por Tzeng & Huang (1981). Este método visa selecionar a alternativa que mais se aproxima da solução ideal positiva (PIS) e que, simultaneamente, esteja mais afas-

tada da solução ideal negativa (NIS). A PIS relaciona-se com os melhores valores alcançados pelas alternativas, visando a maximização de benefícios e a minimização de custos. A NIS, por sua vez, visa o oposto, tendo como referência os piores valores alcançados.

O TOPSIS realiza as seguintes etapas (Triantaphyllou, 2000):

1. O método constrói inicialmente uma matriz de decisão, D , formada pela avaliação de cada alternativa nos critérios empregados:

$$D = \begin{bmatrix} d_{11} & d_{12} & \cdots & d_{1n_c} \\ d_{21} & d_{22} & \cdots & d_{2n_c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ d_{n_u1} & d_{n_u2} & \cdots & d_{n_un_c} \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

em que d_{ij} quantifica o desempenho da i -ésima solução no j -ésimo critério.

2. A partir da matriz de decisão D , obtém-se a matriz de decisão normalizada, R , conforme (B.9).

$$r_{i,j} = \frac{d_{i,j}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_u} d_{i,j}^2}} \quad (\text{B.9})$$

3. O TOPSIS requer uma definição dos pesos de cada critério, conforme Equação (B.10). Quanto maior o peso do critério, maior a sua importância no contexto do problema. Obtém-se, então, a matriz de decisão normalizada ponderada, V , conforme Equação (B.11):

$$w = [w_1 \ w_2 \ \cdots \ w_{n_c}], \quad w_j \geq 0, \quad \sum_{j=1}^{n_c} w_j = 1 \quad (\text{B.10})$$

$$v_{i,j} = w_j \times r_{i,j} \quad (\text{B.11})$$

em que w_j corresponde ao fator de peso do j -ésimo critério.

4. Nesta etapa, são obtidas a Solução Ideal Positiva (PIS, A^+) e a Solução Ideal Negativa (NIS, A^-):

$$A^+ = \{(\max_i v_{i,j} \mid j \in J'); (\min_i v_{i,j} \mid j \in J'')\} \quad (\text{B.12})$$

$$A^- = \{(\min_i v_{i,j} \mid j \in J'); (\max_i v_{i,j} \mid j \in J'')\} \quad (\text{B.13})$$

em que J' consiste no conjunto dos critérios de benefício e J'' é o conjunto dos critérios de custo.

5. Para cada alternativa i , calcula-se sua distância Euclidiana em relação à PIS e à NIS:

$$S_{i+} = \sqrt{\sum_{j=1}^{n_c} (v_{i,j} - v_{j+})^2} \quad (\text{B.14})$$

$$S_{i-} = \sqrt{\sum_{j=1}^{n_c} (v_{i,j} - v_{j-})^2} \quad (\text{B.15})$$

em que S_{i+} é a distância Euclidiana em relação à PIS, S_{i-} é a distância Euclidiana em relação à NIS, v_{j+} consiste na j -ésima coordenada da PIS e v_{j-} consiste na j -ésima coordenada da NIS.

6. Por fim, para cada solução calcula-se o coeficiente de aproximação, CC_i , que corresponde ao seu desempenho global:

$$CC_i = \frac{S_{i-}}{S_{i+} + S_{i-}} \quad (\text{B.16})$$

O método TOPSIS indicará como solução final aquela que apresentar o maior valor de coeficiente de aproximação (i.e., o que mais se aproximar de 1).

Anexo I

Dados do Alimentador de 135 Barras

Tabela I.1: Taxa de falhas para as seções do alimentador de 135 barras. Fonte: (Faria et al., 2022).

De	Para	λ [falhas\ano]	De	Para	λ [falhas\ano]	De	Para	λ [falhas\ano]
1	2	0,0648	39	47	0,00144	91	92	0,00216
2	3	0,0036	47	48	0,00864	92	93	0,00504
3	4	0,0072	48	49	0,0036	93	94	0,0072
3	5	0,00288	49	50	0,00144	93	95	0,00288
5	6	0,0144	50	51	0,01224	93	96	0,0036
6	7	0,0144	51	52	0,0072	96	97	0,00432
7	8	0,0144	49	53	0,00432	96	98	0,00792
8	9	0,00072	53	54	0,00216	98	99	0,00288
9	10	0,0036	54	55	0,00936	99	100	0,00792
10	11	0,0072	55	56	0,00144	99	101	0,00432
11	12	0,00432	53	57	0,00576	101	102	0,00288
12	13	0,00216	57	58	0,0036	96	103	0,00216
13	14	0,01152	58	59	0,00432	103	104	0,0108
14	15	0,00216	58	60	0,00144	104	105	0,01512
12	16	0,00072	60	61	0,00288	104	106	0,00216
16	17	0,00144	49	62	0,00072	106	107	0,0072
17	18	0,00288	62	63	0,0036	107	108	0,0072
18	19	0,00288	63	64	0,00216	108	109	0,00216
19	20	0,0036	64	65	0,00144	109	110	0,00144
20	21	0,0108	65	66	0,00216	110	111	0,01224
19	22	0,00216	66	67	0,00144	111	112	0,00792
11	23	0,00504	67	68	0,00216	108	113	0,00792
23	24	0,0036	68	69	0,00144	113	114	0,0144
24	25	0,00144	68	70	0,00144	114	115	0,0144
25	26	0,00216	70	71	0,0036	114	116	0,0144
26	27	0,00432	68	72	0,00288	116	117	0,0144
27	28	0,00288	72	73	0,00288	117	118	0,00792
28	29	0,00144	73	74	0,00144	118	119	0,00504
29	30	0,00864	74	75	0,00792	91	120	0,00504
30	31	0,00144	75	76	0,00144	120	121	0,00504
29	32	0,00144	64	77	0,00216	121	122	0,00936
27	33	0,00036	77	78	0,0036	120	123	0,00144
33	34	0,0018	78	79	0,00504	123	124	0,00144
34	35	0,00072	79	80	0,00504	124	125	0,00288
24	36	0,00504	80	81	0,00216	124	126	0,00288
36	37	0,00072	81	82	0,00216	126	127	0,00144
37	38	0,00072	82	83	0,0036	127	128	0,00432
38	39	0,00504	83	84	0,0036	86	129	0,00144
39	40	0,0072	83	85	0,00216	129	130	0,00504
39	41	0,00432	85	86	0,00216	105	131	0,00144
41	42	0,0036	129	87	0,00936	131	132	0,0072
41	43	0,00072	87	88	0,00036	131	133	0,00288
43	44	0,00216	79	89	0,0036	133	134	0,00288
41	45	0,00288	79	90	0,01296	134	135	0,00288
45	46	0,00432	90	91	0,00144			

Tabela I.2: Dados de cargas e de consumidores do alimentador de 135 barras - Parte 1. Fonte: (Faria et al., 2022).

Barra	Carga [MVA]	# cons. resi.	# cons. come.	# cons. ind.	Barra	Carga [MVA]	# cons. resi.	# cons. come.	# cons. ind.
1	0	0	0	0	35	0,1125	63,04	22,48	4,48
2	0	0	0	0	36	0	0	0	0
3	0	0	0	0	37	0,0124	15	9	6
4	0,045	15	9	6	38	0,1125	15,013	9,0133	6
5	0	0	0	0	39	0	0	0	0
6	0,075	15	9	6	40	0,003	15	9	6
7	0,075	15	9	6	41	0	0	0	0
8	0,1125	15	9	6	42	0,075	15	9	6
9	0,075	15	9	6	43	0,075	15	9	6
10	0,075	15	9	6	44	0,075	15	9	6
11	0	0	0	0	45	0,1125	15,013	9,0133	6
12	0	0	0	0	46	0,045	15	9	6
13	0,0086	62,791	21,977	4,186	47	0,001	15	9	6
14	0,075	63	22,44	4,44	48	0,1125	15,013	9,0133	6
15	0,075	63	22,44	4,44	49	0	0	0	0
16	0,1125	63,04	22,48	4,48	50	0,1125	15,013	9,0133	6
17	0,045	63	22,6	4,4	51	0,075	15	9	6
18	0,1125	63,04	22,48	4,48	52	0,1125	15,013	9,0133	6
19	0	0	0	0	53	0	0	0	0
20	0,075	63	22,44	4,44	54	0,0012	10	5	50
21	0,1125	63,04	22,48	4,48	55	0,1125	9,0133	2,9867	48
22	0,1125	63,04	22,48	4,48	56	0,075	9,04	2,96	48
23	0,1125	15	9	6	57	0,075	9,04	2,96	48
24	0	0	0	0	58	0	0	0	0
25	0,003	63	24	6	59	0,01	9	3	48
26	0,045	63	22,6	4,4	60	0,1125	9,0133	2,9867	48
27	0	0	0	0	61	0,0038	9,4737	3,1579	47,368
28	0,1125	63,04	22,48	4,48	62	0,003	15	9	6
29	0	0	0	0	63	0,0055	15,273	9,2727	6
30	0,075	63	22,44	4,44	64	0	0	0	0
31	0,1125	63,04	22,48	4,48	65	0,075	9,04	2,96	48
32	0,1125	63,04	22,48	4,48	66	0,075	9,04	2,96	48
33	0,1125	63,04	22,48	4,48	67	0,0035	8,5714	3,4286	48
34	0,1125	63,04	22,48	4,48	68	0	0	0	0

Tabela I.3: Dados de cargas e de consumidores do alimentador de 135 barras - Parte 2. Fonte: (Faria et al., 2022).

Barra	Carga [MVA]	# cons. resi.	# cons. come.	# cons. ind.	Barra	Carga [MVA]	# cons. resi.	# cons. come.	# cons. ind.
69	0,1125	9,0133	2,9867	48	103	0,1125	0	0	0
70	0,007	9,4286	3,4286	48	104	0	0	0	0
71	0,1125	9,0133	2,9867	48	105	0,075	0,74	1,5	12,76
72	0,075	9,04	2,96	48	106	0,075	0,74	1,5	12,76
73	0,0085	9,1765	2,8235	48	107	0,1085	0	0	0
74	0,0019	9,4737	3,1579	47,368	108	0	0	0	0
75	0,1125	9,0133	2,9867	48	109	0	0	0	0
76	0,1125	9,0133	2,9867	48	110	0,1085	0,74654	1,5069	12,747
77	0,1125	15,013	9,0133	6	111	0,1125	0,74667	1,5067	12,747
78	0,0059	14,746	9,1525	6,1017	112	0,1125	0,74667	1,5067	12,747
79	0	0	0	0	113	0,075	0	0	0
80	0,075	15	9	6	114	0	0	0	0
81	0,1125	15,013	9,0133	6	115	0	0	0	0
82	0,1125	15,013	9,0133	6	116	0,03	0,75	1,5	12,75
83	0	0	0	0	117	0,03	0,75	1,5	12,75
84	0,075	15	9	6	118	0,03	0,75	1,5	12,75
85	0,075	15	9	6	119	0,03	0	0	0
86	0,1125	15,013	9,0133	6	120	0	0	0	0
87	0,0155	14,903	8,9032	6	121	0,03	0,75	1,5	12,75
88	0,075	15	9	6	122	0,055	0	0	0
89	0,075	0,74	1,5	12,76	123	0	0	0	0
90	0,075	0	0	0	124	0	0	0	0
91	0	0	0	0	125	0,0155	0,77419	1,4516	12,774
92	0,045	0	0	0	126	0,0155	0,77419	1,4516	12,774
93	0	0	0	0	127	0,045	0,73333	1,5	12,733
94	0,1125	0,74667	1,5067	12,747	128	0,1125	0	0	0
95	0,0235	0	0	0	129	0	0	0	0
96	0	0	0	0	130	0,045	0,73333	1,5	12,733
97	0,075	0,74	1,5	12,76	131	0	0	0	0
98	0,006	0	0	0	132	0,1125	0,74667	1,5067	12,747
99	0	0	0	0	133	0	0	0	0
100	0,0235	0,76596	1,5319	12,766	134	0,1125	0,74667	1,5067	12,747
101	0,075	0,74	1,5	12,76	135	0,1125	0,74667	1,5067	12,747
102	0,1125	0,74667	1,5067	12,747					