



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Wender Martins Figueredo

**ANÁLISE DE MICRORREDES ZERO CARBONO  
EM OPERAÇÃO ILHADA**

São Luís - MA

2024

**Wender Martins Figueredo**

**ANÁLISE DE MICRORREDES ZERO CARBONO EM  
OPERAÇÃO ILHADA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Maranhão

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Coorientador: Prof. Dr. Pedro Bezerra Leite Neto

São Luís - MA

2024

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Martins Figueredo, Wender.

Análise de Microrredes Zero Carbono em Operação Ilhada  
/ Wender Martins Figueredo. - 2024.

138 p.

Coorientador(a) 1: Pedro Bezerra Leite Neto.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em  
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do  
Maranhão, São Luís - Ma, 2024.

1. Microrredes. 2. Fontes Renováveis. 3. Microrredes  
Zero Carbono. 4. Transição Energética. 5. Resiliência  
Energética. I. Bezerra Leite Neto, Pedro. II. Ronald  
Saavedra Mendez, Osvaldo. III. Título.

Wender Martins Figueredo

# ANÁLISE DE MICRORREDES ZERO CARBONO EM OPERAÇÃO ILHADA

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Trabalho Aprovado. São Luís - MA, 26 de novembro de 2024.

---

**Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, UFMA.**  
Orientador

---

**Prof. Dr. Pedro Bezerra Leite Neto, UFMA.**  
Coorientador

---

**Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA.**  
Examinador Interno

---

**Prof. Dr. Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior, UFPI.**  
Examinador Externo

São Luís - MA  
2024

*Dedico esse trabalho a minha esposa, aos meus pais, irmãos, amigos e todos aqueles que me ajudaram.*

# Agradecimentos

A Deus, fonte de sabedoria, força e inspiração, pela graça concedida durante toda essa jornada.

À minha amada esposa, Lucy Damasceno, pelo amor, carinho, paciência, apoio e compreensão, que foram fundamentais nos momentos mais desafiadores desta caminhada.

À minha família, especialmente aos meus pais e meus irmãos, por sempre acreditarem em mim, pelo incentivo constante e pelo amor inabalável.

À minha segunda família, Maria Damasceno, Janilson Damasceno, meus sogros e cunhados que me acolheram com carinho e também me apoiaram de forma inestimável.

Ao meu orientador, Prof. Osvaldo Saavedra, pela orientação cuidadosa, paciência e por compartilhar seu vasto conhecimento, contribuindo muito para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu coorientador, Prof. Pedro Bezerra, pelo suporte técnico, sugestões valiosas e por sempre estar disposto a ajudar.

Aos membros da banca de avaliação, Prof. Denisson Queiroz e Prof. Bartolomeu Ferreira, pelas contribuições importantes, críticas construtivas e sugestões que enriqueceram este trabalho.

Aos meus amigos do laboratório no IEE, que tornaram essa jornada acadêmica mais leve e agradável: Aline Mayara, Ana Dulce, Davi Borges, Diego Leonardo, Diogo Ferreira, George Colares, Hellen Diane, Isabelle Oliveira, Juan Ibanez, Leonilson Veras, Natalia Saraiva, Nerval junior, Patrícia Santos, Raiane Freitas, e Rafael Veras.

Aos amigos Achilley Nahid, Augusto Manoel, Brenda Evyllin, João Marcos e Maria de Jesus pela amizade e apoio durante essa jornada.

Aos professores José Gomes, Shigeaki Lima e Silvângela Barcelos, pela inspiração, ensinamentos e contribuições durante o meu percurso acadêmico.

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF), contando com apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) e da Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA) pelo incentivo financeiro que sempre me ajudou.

E, por fim, a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização desta dissertação, direta ou indiretamente, deixo aqui meu sincero agradecimento.

*“A força não provém da capacidade física.  
Provém de uma vontade indomável”.*

(Mahatma Gandhi)

# Resumo

Esta dissertação de mestrado explora as características, a operação e os desafios das microrredes atendidas 100% por fontes renováveis, incluindo aspectos de dimensionamento, balanço energético e custos. Uma microrrede de carbono zero isolada é alimentada exclusivamente por fontes de energia renovável. Ela utiliza tecnologias de armazenamento de energia, como baterias de curta duração ou armazenamento de hidrogênio, para mitigar a intermitência e garantir um fornecimento de energia confiável, permitindo atender à demanda mesmo em condições de baixa produção ou alta variabilidade. A assimetria entre geração e carga ao longo do tempo tem implicações técnicas e econômicas no dimensionamento da microrrede. Essa assimetria pode ser atenuada combinando fontes renováveis com perfis de intermitência variados, o que impacta tanto o sistema de armazenamento quanto o dimensionamento das unidades geradoras a serem instaladas. Esta dissertação formula o problema de dimensionamento de uma microrrede isolada para atender a todas as necessidades de carga utilizando exclusivamente fontes renováveis. As implicações desse objetivo são analisadas e discutidas, sendo realizados estudos de análise de sensibilidade para explorar potenciais acordos de redução de carga e seu impacto na solução. Embora os estudos sejam conduzidos em uma microrrede de pequeno porte, as conclusões podem ser estendidas para sistemas de qualquer escala.

**Palavras-chave:** Microrredes; Fontes Renováveis; Microrredes Zero Carbono; Transição Energética; Resiliência Energética.

# Abstract

This master's thesis explores the characteristics, operation, and challenges of microgrids powered 100% by renewable sources, including sizing, energy balance, and costs. An isolated zero-carbon microgrid is powered exclusively by renewable energy sources. It utilizes energy storage technologies, such as short-duration batteries or hydrogen storage, to mitigate intermittency and ensure a reliable power supply, allowing demand to be met even under conditions of low production or high variability. The asymmetry between generation and load over time has technical and economic implications for microgrid sizing. This asymmetry can be mitigated by combining renewable sources with varied intermittency profiles, impacting both the storage system and the sizing of the generating units to be installed. This thesis formulates the problem of sizing an isolated microgrid to meet all load requirements using exclusively renewable sources. The implications of this objective are analyzed and discussed, and sensitivity analysis studies are conducted to explore potential load-shedding agreements and their impact on the solution. Although the studies are conducted on a small-scale microgrid, the conclusions can be extended to systems of any scale.

**Keywords:** Microgrids; Renewable Sources; Zero-Carbon Microgrids; Energy Transition; Energy Resilience.

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Matriz Energética Mundial 2022. . . . .	23
Figura 1.2 – Matriz Energética Brasileira 2023. . . . .	24
Figura 1.3 – Consumo de energia proveniente de fontes renováveis e não renováveis. . . . .	24
Figura 1.4 – Matriz Elétrica Mundial 2022. . . . .	25
Figura 1.5 – Matriz Elétrica Brasileira 2023. . . . .	25
Figura 1.6 – Consumo de fontes renováveis e não renováveis para a geração de energia elétrica . . . . .	26
Figura 2.1 – Exemplo de topologia típica de microrrede. . . . .	34
Figura 2.2 – Funções de Transição de uma Microrrede. . . . .	37
Figura 2.3 – Exemplo de topologia típica de microrrede zero carbono. . . . .	38
Figura 3.1 – Diagrama microrrede zero carbono. . . . .	44
Figura 4.1 – Turbina Bergey Excel 7,5 kW. . . . .	53
Figura 4.2 – Curva de potência - Turbina Eólica. . . . .	54
Figura 4.3 – Turbina Smart Monofloat. . . . .	55
Figura 4.4 – Curva de potência da turbina maremotriz. . . . .	56
Figura 4.5 – Fluxograma - Estratégia de Operação. . . . .	65
Figura 4.6 – Fluxograma - Algoritmo Genético. . . . .	71
Figura 4.7 – Fluxograma - Algoritmo Genético. . . . .	73
Figura 5.1 – Demanda de carga anual. . . . .	76
Figura 5.2 – Demanda de carga semanal. . . . .	76
Figura 5.3 – Localização dos pontos de medição dos dados primários de geração. . . . .	77
Figura 5.4 – Irradiância solar. . . . .	78
Figura 5.5 – Velocidade de vento. . . . .	78
Figura 5.6 – Velocidade de correntes de maré. . . . .	79
Figura 5.7 – Histograma velocidade de vento. . . . .	79
Figura 5.8 – Histograma da velocidade das correntes de maré. . . . .	80
Figura 5.9 – Geração fotovoltaica diária. . . . .	81
Figura 5.10–Geração eólica diária. . . . .	81
Figura 5.11–Geração maremotriz diária. . . . .	82
Figura 5.12–Fronteira de Pareto Caso 1. . . . .	87
Figura 5.13–Composições de resultados Caso 1. . . . .	88
Figura 5.14–Balanço energético mensal. . . . .	90
Figura 5.15–Balanço energético diário. . . . .	91
Figura 5.16–Composição mensal da energia vertida. . . . .	91
Figura 5.17–Composição diária da energia vertida. . . . .	92
Figura 5.18–SOC BESS e SOC H2V. . . . .	92

Figura 5.19–Composição do custo total. . . . .	95
Figura 5.20–Balanço energético mensal. . . . .	96
Figura 5.21–Balanço energético diário. . . . .	97
Figura 5.22–Composição mensal da energia vertida. . . . .	98
Figura 5.23–Composição diária da energia Vertida. . . . .	98
Figura 5.24–SOC BESS e SOC H2V - Caso 1.B. . . . .	99
Figura 5.25–Composição do custo total. . . . .	101
Figura 5.26–Fronteira de Pareto para o Caso 2. . . . .	102
Figura 5.27–Comparação perda de carga - capacidade de geração e armazenamento. . . . .	103
Figura 5.28–Comparação perda de carga - Custo total e energia vertida. . . . .	104
Figura 5.29–Balanço Energético Mensal . . . . .	106
Figura 5.30–Balanço Energético Diário . . . . .	107
Figura 5.31–Composição mensal da Energia Vertida . . . . .	108
Figura 5.32–Composição diário da Energia Vertida . . . . .	108
Figura 5.33–SOC BESS e SOC H2V . . . . .	109
Figura 5.34–Composição do custo total . . . . .	111
Figura 5.35–Fronteira de Pareto para as fontes FV e Maremotriz. . . . .	113
Figura 5.36–Comparação perda de carga das fontes FV e Maremotriz - Capacidade de geração e armazenamento. . . . .	114
Figura 5.37–Comparação perda de carga das fontes FV e Maremotriz - Custo total e energia vertida. . . . .	116
Figura 5.38–Fronteira de Pareto para as fontes eólica e maremotriz. . . . .	117
Figura 5.39–Comparação perda de carga das fontes eólica e maremotriz - Capacidade de geração e armazenamento. . . . .	118
Figura 5.40–Comparação perda de carga das fontes eólica e maremotriz - Custo total e energia vertida. . . . .	119
Figura 5.41–Fronteira de Pareto para as fontes FV e eólica. . . . .	120
Figura 5.42–Comparação perda de carga das fontes FV e eólica - Capacidade de geração e armazenamento. . . . .	122
Figura 5.43–Comparação perda de carga das fontes FV e eólica - Custo total e energia vertida. . . . .	123

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Estados de Operação e funções de transição em uma microrrede não isolada. . . . .	35
Tabela 3.1 – Variáveis de Controle . . . . .	46
Tabela 4.1 – Valores Típicos de rugosidade. . . . .	52
Tabela 4.2 – Especificações da turbina eólica. . . . .	53
Tabela 4.3 – Especificações da turbina maremotriz. . . . .	55
Tabela 5.1 – Fatores de capacidade. . . . .	83
Tabela 5.2 – Custos dos equipamentos. . . . .	83
Tabela 5.3 – Limites superiores e inferiores das variáveis de controle. . . . .	84
Tabela 5.4 – Restrições utilizadas. . . . .	85
Tabela 5.5 – Resumo do Dimensionamento Caso 1.A . . . . .	89
Tabela 5.6 – Resumo Energético do Caso 1.A. . . . .	94
Tabela 5.7 – Resumo do dimensionamento do Caso 1.B. . . . .	96
Tabela 5.8 – Resumo energético do Caso 1.B. . . . .	100
Tabela 5.9 – Resumo do dimensionamento do Caso 2.A. . . . .	105
Tabela 5.10–Resumo energético do Caso 2.A. . . . .	110

# Lista de Abreviaturas e Siglas

LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
SODAR	<i>Sound Detection and Ranging</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
H2V	<i>Hidrogênio Verde</i>
COP	<i>Conferência das Partes</i>
Li-íons	<i>Íons de Lítio</i>
USD	<i>United States Dollar</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
Std	<i>Standard</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
TS	<i>Technical Specification</i>
FV	<i>Sistema Fotovoltaico</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
GFL	<i>Grid-following</i>
GFM	<i>Grid-forming</i>
H2	<i>Hidrogênio</i>
O2	<i>Oxigênio</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
LPSP	<i>Loss of Power Supply Probability</i>
LSP	<i>Loss of Power Supply</i>
und	<i>Unidade</i>
O&M	<i>Operação e manutenção</i>

LCOE	<i>Levelised Cost of Energy</i>
FC	<i>Fator de Capacidade</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>

# Lista de Símbolos

$\alpha$	Coefficiente de temperatura do painel
$Ah$	Ampere-hora
$AEP_t$	Geração anual de eletricidade no ano $t$ [ $kWh$ ]
$Cap_{min}^{BESS}$	Capacidade mínima do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{BESS}$	Capacidade do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{max}^{BESS}$	Capacidade máxima do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{min}^{H2V}$	Capacidade mínima do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{H2V}$	Capacidade do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{max}^{H2V}$	Capacidade máxima do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{nom}^{BESS}$	Capacidade nominal de armazenamento do BESS [ $kWh$ ]
$Cap_{nom}^{bat}$	Capacidade nominal da bateria [ $Ah$ ]
$C_i$	Custo total de instalação [\$]
$C_i^{BESS}$	Custo de instalação do BESS [ $$/kWh$ ]
$C_i^{H2V}$	Custo de instalação do H2V [ $$/kWh$ ]
$C_i^{pv}$	Custo de instalação de painéis FV [ $$/und$ ]
$C_i^{tidal}$	Custo de instalação de turbinas maremotriz [ $$/und$ ]
$C_i^{wind}$	Custo de instalação de turbinas eólicas [ $$/und$ ]
$C_{om}$	Custo total de O&M [\$]
$C_{om}^{BESS}$	Custo de O&M do BESS [ $$/kWh$ ]
$C_{om}^{H2V}$	Custo de O&M do H2V [ $$/kWh$ ]
$C_{om}^{pv}$	Custo de O&M dos painéis FV [ $$/und$ ]
$C_{om}^{tidal}$	Custo de O&M das turbinas maremotriz [ $$/und$ ]
$C_{om}^{wind}$	Custo de O&M das turbinas eólicas [ $$/und$ ]
$C_s$	Custo total de substituição [\$]

$C_s^{BESS}$	Custo de substituição do BESS [ $\$/kWh$ ]
$C_s^{H2V}$	Custo de substituição do H2V [ $\$/kWh$ ]
$C_s^{pv}$	Custo de substituição dos painéis FV [ $\$/und$ ]
$C_s^{tidal}$	Custo de substituição das turbinas maremotriz [ $\$/und$ ]
$C_s^{wind}$	Custo de substituição das turbinas eólicas [ $\$/und$ ]
$C_{total}$	Custo Total [ $\$$ ]
$C_{equip}$	Custo do equipamento [ $\$$ ]
$C_{ref}$	Custo do equipamento de referência [ $\$$ ]
$CAPEX$	Custo de instalação ou despesas de capital [ $\$$ ]
$Cr_{ate_c}$	Taxa C de carga do BESS
$Cr_{ate_d}$	Taxa C de descarga do BESS
$DOD_{BESS}$	Profundidade de descarga do BESS [%]
$DOD_{H2V}$	Profundidade de descarga do H2V [%]
$E$	Energia gerada em um período específico de tempo [ $kWh$ ]
$E_{vertida}$	Energia vertida [ $kWh$ ]
$F$	Função multiobjetivo
$FC$	Fator de capacidade [%]
$f_1$	Função para minimizar o Custo total
$f_2$	Função para minimizar a Energia Vertida Total
$f_{pv}$	Fator de redução para a geração fotovoltaica [%]
$G$	Valor de irradiação que incide sobre os painéis FV [ $kW/m^2$ ]
$H_t$	Altura do eixo da turbina eólica em relação ao solo [ $m$ ]
$H_{data}$	Altura de medição da velocidade de vento [ $m$ ]
$J_{om}$	Juros anual de O&M [%]
$J_s$	Juros anual de substituição [%]
$k$	Ano de início do projeto [ $ano$ ]

$k_{max}$	Tempo total do projeto [ <i>ano</i> ]
$kW$	Kilowatt
$kW/m^2$	Quilowatt por metro quadrado
$LCOE$	Custo nivelado de Energia [ $\$/kWh$ ]
$LPS$	Energia não suprida [ $kWh$ ]
$LPSP$	Perda de Carga [%]
$LPSP_{max}$	Perda de Carga máximo [%]
$m$	Fator multiplicador, medida da economia de escala
$N_A$	Quantidade de equipamento de geração da Fonte A [ <i>und</i> ]
$N_B$	Quantidade de equipamento de geração da Fonte B [ <i>und</i> ]
$N_C$	Quantidade de equipamento de geração da Fonte C [ <i>und</i> ]
$N_{tidal}$	Quantidade de turbinas maremotriz [ <i>und</i> ]
$N_{min}^{tidal}$	Quantidade mínima de turbinas maremotrizes [ <i>und</i> ]
$N_{max}^{tidal}$	Quantidade máxima de turbinas maremotrizes [ <i>und</i> ]
$N_{wind}$	Quantidade de turbinas eólicas [ <i>und</i> ]
$N_{min}^{wind}$	Quantidade mínima de turbinas eólicas [ <i>und</i> ]
$N_{max}^{wind}$	Quantidade máxima de turbinas eólicas [ <i>und</i> ]
$N_p^{bat}$	Quantidade de baterias em paralelo [ <i>und</i> ]
$N_{pv}$	Quantidade de painéis FV [ <i>und</i> ]
$N_{max}^{pv}$	Quantidade mínima de painéis FV [ <i>und</i> ]
$N_{min}^{pv}$	Quantidade máxima de painéis FV [ <i>und</i> ]
$N_s^{bat}$	Quantidade de baterias em série [ <i>und</i> ]
$P_{storage}^{BESS}$	Potência de armazenamento do BESS [ $kW$ ]
$P_{storage}^{H2V}$	Potência de armazenamento do H2V [ $kW$ ]
$PL(v_{wind})$	Função polinomial da velocidade de vento
$PL(v_{tidal})$	Função polinomial da velocidade de corrente de maré

$P_{max\_nom}^{el}$	Potência máxima nominal do eletrolisador [ $kW$ ]
$P_{BESS}$	Potência do BESS [ $kW$ ]
$P_{min}^{BESS}$	Potência mínima do BESS [ $kW$ ]
$P_{max}^{BESS}$	Potência máxima do BESS [ $kW$ ]
$P_c$	Potência de carga do BESS [ $kW$ ]
$P_d$	Potência de descarga do BESS [ $kW$ ]
$P_{max}^c$	Potência máxima de carga do BESS [ $kW$ ]
$P_{max}^d$	Potência máxima de descarga do BESS [ $kW$ ]
$P_{max\_crate}^c$	Potência máxima de carga do BESS de acordo com Crate [ $kW$ ]
$P_{max\_crate}^d$	Potência máxima de descarga do BESS de acordo com Crate [ $kW$ ]
$P_{el}$	Potência de entrada do eletrolisador [ $kW$ ]
$P_{max}^{el}$	Potência máxima do eletrolisador do H2V [ $kW$ ]
$P_{max\_nom}^{el}$	Potência máxima nominal do eletrolisador do H2V [ $kW$ ]
$P_{min}^{el}$	Potência mínima do eletrolisador do H2V [ $kW$ ]
$P_{fc}$	Potência de saída da célula de combustível [ $kW$ ]
$P_{max}^{fc}$	Potência máxima da célula de combustível do H2V [ $kW$ ]
$P_{max\_nom}^{fc}$	Potência máxima nominal da célula de combustível do H2V [ $kW$ ]
$P_{min}^{fc}$	Potência mínima da célula de combustível do H2V [ $kW$ ]
$P_{equip}$	Potência do equipamento [ $kW$ ]
$P_{H2V}$	Potência do H2V [ $kW$ ]
$P_{min}^{H2V}$	Potência mínima do H2V [ $kW$ ]
$P_{max}^{H2V}$	Potência máxima do H2V [ $kW$ ]
$P_{gr}$	Potência de Geração renovável total [ $kW$ ]
$P_{instal}$	Potência instalada [ $kW$ ]
$P_{inst}^A$	Potência instalada do equipamento da Fonte A [ $kW$ ]
$P_{inst}^B$	Potência instalada do equipamento da Fonte B [ $kW$ ]

$P_{inst}^C$	Potência instalada do equipamento da Fonte C [ $kW$ ]
$P_{load}$	Potência de demanda de carga [ $kW$ ]
$P_{max}^{load}$	Potência máxima de demanda de carga [ $kW$ ]
$P_{pc}$	Potência de perda de carga [ $kW$ ]
$P_{maxinst}^A$	Potências máximas instalada para Fonte A [ $kW$ ]
$P_{maxinst}^B$	Potências máximas instalada para Fonte B [ $kW$ ]
$P_{maxinst}^C$	Potências máximas instalada para Fonte C [ $kW$ ]
$P_{model}^{tidal}$	Potência modelada de uma turbina maremotriz [ $kW$ ]
$P_{model}^{wind}$	Potência modelada de uma turbina eólica [ $kW$ ]
$P_{nom}^{pv}$	Potência nominal de cada painel fotovoltaico [ $kW$ ]
$P_{nom}^{tidal}$	Potência nominal da turbina maremotriz [ $kW$ ]
$P_{nom}^{wind}$	Potência nominal da turbina eólica [ $kW$ ]
$P_{pv}$	Potência de Geração fotovoltaica [ $kW$ ]
$P_{nom}^{pv}$	Potência nominal de cada painel fotovoltaico [ $kW$ ]
$P_{tidal}$	Potência de Geração maremotriz [ $kW$ ]
$P_{wind}$	Potência de Geração eólica [ $kW$ ]
$P_{ref}$	Potência do equipamento de referência [ $kW$ ]
$P_{saldo}^A$	Potência de saldo para a Fonte A [ $kW$ ]
$P_{saldo}^B$	Potência de saldo para a Fonte B [ $kW$ ]
$P_{saldo}^C$	Potência de saldo para a Fonte C [ $kW$ ]
$P_{total}$	Potência total [ $kW$ ]
$P_{vertida}$	Potência vertida [ $kW$ ]
$P_{vertida}^{PV}$	Potência vertida FV [ $kW$ ]
$P_{vertida}^{TIDAL}$	Potência vertida Maremotriz [ $kW$ ]
$P_{vertida}^{WIND}$	Potência vertida Eólica [ $kW$ ]
$Q_0$	Estado de carga inicial da bateria [ $Ah$ ]

$Q$	Quantidade de carga fornecido ou retirado da bateria ao longo de sua operação [ $Ah$ ]
$Q_{max}$	Máxima carga que a bateria pode armazenar [ $Ah$ ]
$r$	Taxa de desconto [%]
$SOC_{BESS}$	SOC do BESS [ $kWh$ ]
$SOC_{H2V}$	SOC do H2V [ $kWh$ ]
$SOC_{max}^{BESS}$	SOC máximo do BESS [ $kWh$ ]
$SOC_{max}^{H2V}$	SOC máximo do H2V [ $kWh$ ]
$SOC_{min}^{BESS}$	SOC mínimo do BESS [ $kWh$ ]
$SOC_{min}^{H2V}$	SOC mínimo do H2V [ $kWh$ ]
$T_C$	Temperatura dos painéis FV [ $^{\circ}C$ ]
$T_{TSTC}$	Temperatura de operação nominal dos painéis FV [ $25^{\circ}C$ ]
$t_{max}$	Instante de tempo máximo
$t$	Instante de tempo
US\$	Dólar Americano ( <i>United States Dollar</i> )
$V_{bat}$	Tensão nominal da bateria [ $V$ ]
$\$/kWh$	Dólares por kilowatt-hora
$^{\circ}C$	Graus Celsius
$\Delta SOC_{BESS}^c$	Varição do SOC de carga do BESS
$\Delta SOC_{BESS}^d$	Varição do SOC de descarga do BESS
$\Delta SOC_{H2V}^{el}$	Varição do SOC do eletrolisador do H2V
$\Delta SOC_{H2V}^{fc}$	Varição do SOC da célula de combustível do H2V
$\eta_c$	Rendimento para carga do BESS [%]
$\eta_d$	Rendimento para descarga do BESS [%]
$\eta_{el}$	Rendimento do eletrolisador [%]
$\eta_{fc}$	Rendimento da célula de combustível [%]

$V$	Volt
$z_0$	Valor de rugosidade
$v_{in}^{wind}$	Velocidade de partida da turbina eólica [ $m/s$ ]
$v_{nom}^{wind}$	Velocidade nominal da turbina eólica [ $m/s$ ]
$v_{out}^{wind}$	Velocidade de parada da turbina eólica [ $m/s$ ]
$v_{data}$	Velocidade do vento medida na altura $H_{data}$ [ $m/s$ ]
$v_{in}^{tidal}$	Velocidade de partida da turbina maremotriz [ $m/s$ ]
$v_{nom}^{tidal}$	Velocidade nominal da turbina maremotriz [ $m/s$ ]
$v_{out}^{tidal}$	Velocidade de parada da turbina maremotriz [ $m/s$ ]
$v_{tidal}$	Velocidade da corrente de maré [ $m/s$ ]
$v_{wind}$	Velocidade do vento [ $m/s$ ]

# Sumário

1	INTRODUÇÃO . . . . .	23
1.1	Objetivos . . . . .	28
1.1.1	Objetivo Geral . . . . .	28
1.1.2	Objetivos Específicos . . . . .	28
1.2	Justificativa . . . . .	29
1.3	Metodologia . . . . .	30
1.4	Estrutura do trabalho . . . . .	31
2	MICRORREDES . . . . .	33
2.1	Definições . . . . .	33
2.2	Estados de Operação . . . . .	35
2.2.1	Funções de Estado . . . . .	35
2.2.2	Funções de Transição . . . . .	36
2.3	Microrredes Zero Carbono . . . . .	37
2.4	Recursos Energéticos da Microrrede Zero Carbono . . . . .	42
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA . . . . .	44
3.1	Funções Objetivo . . . . .	45
3.1.1	Minimizar o custo total . . . . .	45
3.1.2	Minimizar a energia vertida . . . . .	45
3.1.3	Função Multiobjetivo . . . . .	46
3.2	Variáveis de Controle . . . . .	46
3.3	Restrições do Problema . . . . .	46
3.3.1	Balanco de potência . . . . .	46
3.3.2	Restrições do Sistema de Geração Renovável . . . . .	47
3.3.3	Restrições do BESS . . . . .	47
3.3.4	Restrições do H2V . . . . .	48
3.3.5	Restrição de Perda de Carga . . . . .	49
4	MODELAGEM DA MICRORREDE . . . . .	51
4.1	Modelo de Geração Fotovoltaico . . . . .	51
4.2	Modelo de Geração Eólica . . . . .	51
4.3	Modelo de Geração Maremotriz . . . . .	55
4.4	Modelo de Armazenamento do BESS . . . . .	57
4.5	Modelo de Armazenamento do H2V . . . . .	59
4.6	Modelo de Custos . . . . .	61

4.7	Geração Renovável Total . . . . .	62
4.8	Potência Vertida Total . . . . .	63
4.9	Estratégia de operação . . . . .	63
4.10	Modelo do Otimizador . . . . .	70
5	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>75</b>
5.1	Dados de Entrada da Microrrede . . . . .	75
5.1.1	Demanda de Carga . . . . .	75
5.1.2	Dados das Fontes Primárias de Geração . . . . .	77
5.1.3	Dados de Geração Renovável . . . . .	80
5.1.4	Custos dos Equipamentos . . . . .	83
5.1.5	Restrições Utilizadas . . . . .	83
5.2	Estudos de Caso . . . . .	85
5.2.1	Caso 1 - Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis para atendimento de 100% da demanda de carga . . . . .	86
5.2.1.1	CASO 1.A . . . . .	89
5.2.1.2	CASO 1.B . . . . .	95
5.2.2	Caso 2: Análise de sensibilidade: Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis, considerando perdas de carga . . . . .	101
5.2.2.1	CASO 2.A . . . . .	104
5.2.2.2	CASO 2.B . . . . .	111
5.2.3	Caso 3 - Impacto das Fontes Renováveis: Análise Considerando Duas Fontes Renováveis . . . . .	112
5.2.3.1	CASO 3.A . . . . .	113
5.2.3.2	CASO 3.B . . . . .	116
5.2.3.3	CASO 3.C . . . . .	120
5.3	Discussão dos Resultados . . . . .	124
6	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>127</b>
6.1	Trabalhos Futuros . . . . .	129
6.2	Publicações . . . . .	130
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>131</b>

# 1 Introdução

Nos tempos atuais, o uso extensivo de fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis estão levando à mudanças climáticas perigosas. Como consequência, os eventos climáticos extremos se tornaram mais frequentes nos últimos anos [1]. Este cenário tem impulsionado a busca por alternativas energéticas que sejam eficazes para redução de impactos ambientais e diminuição da emissão de poluentes.

Em resposta a essa crise, a Conferência das Partes (COP), particularmente a COP21 em 2015, formalizou o Acordo de Paris, no qual 196 países se comprometeram a limitar o aumento da temperatura média global a menos de 2 °C, com esforços para restringir o aquecimento a 1,5 °C. Essa meta ambiciosa exige uma transição acelerada para fontes de energias renováveis para geração de eletricidade que sejam capazes de reduzir as emissões de carbono e minimizar o impacto ambiental [2].

A matriz energética mundial é predominantemente composta por fontes não renováveis, com destaque para o petróleo 30,2%, o carvão mineral 27,63% e o gás natural 23,13%, conforme ilustra a Figura 1.1 [3]. Em contraste, a matriz energética brasileira, apresentada na Figura 1.2, mostra que aproximadamente 49% de sua composição provém de fontes renováveis [4]. Desta forma, o Brasil apresenta uma posição de destaque no que se refere à participação de fontes renováveis na matriz energética (Figura 1.3).

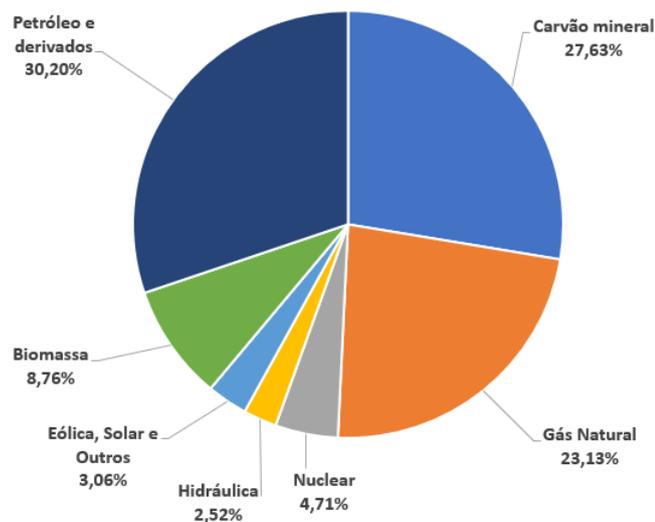


Figura 1.1 – Matriz Energética Mundial 2022.

Fonte: [3].

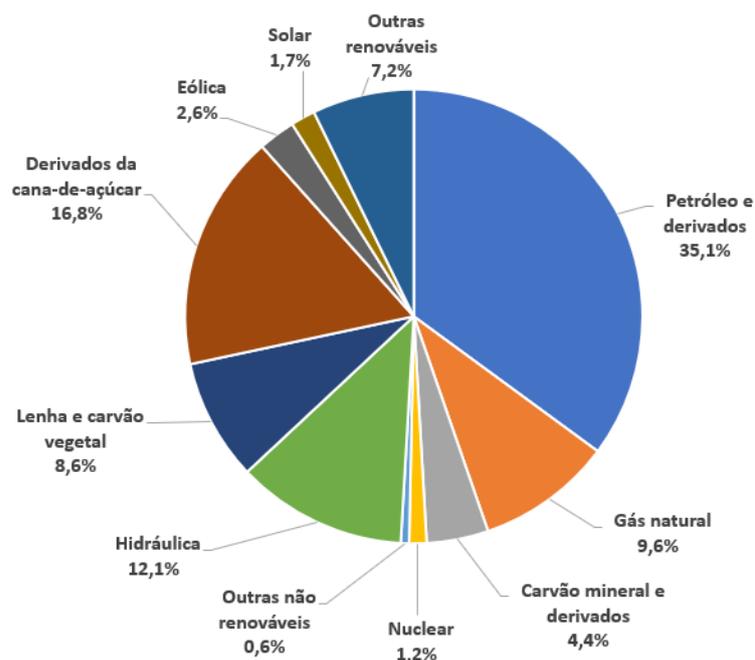


Figura 1.2 – Matriz Energética Brasileira 2023.

Fonte: [4].

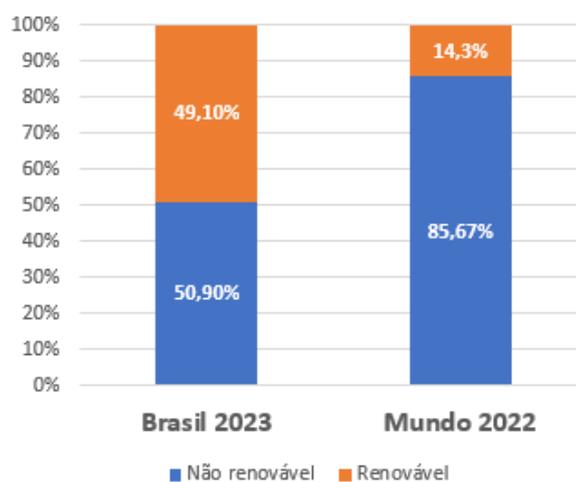


Figura 1.3 – Consumo de energia proveniente de fontes renováveis e não renováveis.

Fonte: [3, 4].

A matriz elétrica mundial, conforme apresentado na Figura 1.4, permanece dominada por combustíveis fósseis, com aproximadamente 70% da geração de eletricidade mundial proveniente dessas fontes, enquanto apenas 30% é originada de fontes renováveis. Já no Brasil, como mostrado nas Figuras 1.5, o cenário é mais favorável, com 89% da matriz elétrica composta por fontes renováveis, principalmente hidrelétricas, além de energia solar e eólica. A comparação entre as composições da matriz elétrica do Brasil e do mundo em

relação as fontes renováveis e não renováveis são apresentadas na Figura 1.6. Observa-se que a matriz elétrica brasileira é mais renovável em comparação à matriz energética do país. Esse contexto, ainda que favorável, não está imune aos desafios da descarbonização, especialmente à medida em que o consumo de energia continua crescendo e o país precisa diversificar ainda mais suas fontes para evitar a dependência hidrelétrica [3, 4].

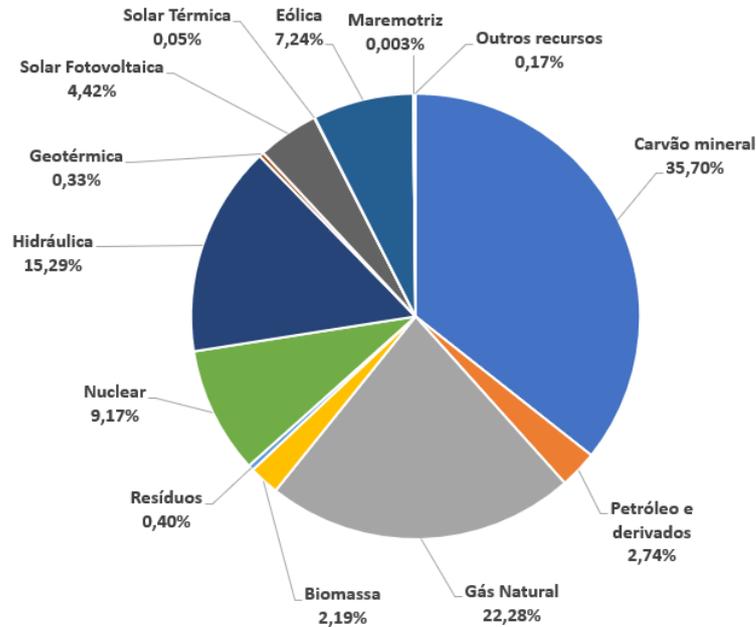


Figura 1.4 – Matriz Elétrica Mundial 2022.

Fonte: [3].

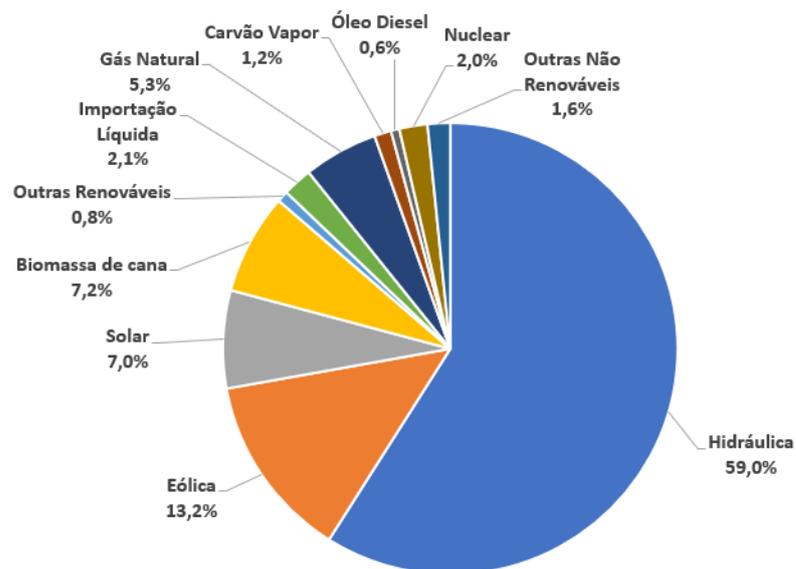


Figura 1.5 – Matriz Elétrica Brasileira 2023.

Fonte: [4].

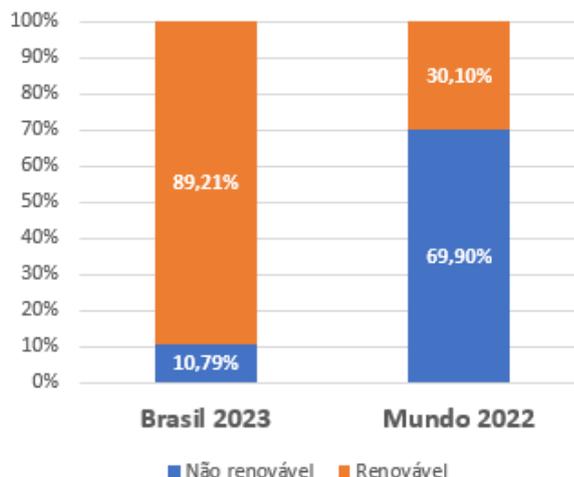


Figura 1.6 – Consumo de fontes renováveis e não renováveis para a geração de energia elétrica

Fonte: [3, 4].

Para que um sistema elétrico opere de forma segura e confiável, a matriz de geração deve ser capaz de responder adequadamente às variações de carga. É necessário que o sistema possua flexibilidade suficiente para responder de forma segura às variações na geração e na demanda, garantindo os critérios de segurança, estabilidade e confiabilidade. O uso extensivo de fontes renováveis, altamente variáveis, como estratégia de descarbonização do setor elétrico, destaca a necessidade de aumentar a flexibilidade do sistema, devido à natureza não-despachável e variável desses recursos energéticos, que dificultam o equilíbrio entre geração e consumo. Assim, informações precisas tornam-se indispensáveis para o gerenciamento eficaz da geração e da demanda. As microrredes com fontes renováveis têm como fundamento o gerenciamento eficiente de fontes de geração e consumo, redução de perdas e desperdícios de energia, além de oferecerem esquemas de controle e gestão energética mais flexíveis do que os sistemas elétricos convencionais. Portanto, as microrredes são vistas como um ponto-chave para impulsionar a descarbonização do setor elétrico global.

As microrredes têm se destacado como um componente estratégico para acelerar a transição para uma matriz energética de baixo carbono, uma vez que podem viabilizar uma abordagem descentralizada para a geração e distribuição de eletricidade, além de possibilitarem maior flexibilidade na integração de energias renováveis. Além disso, as microrredes são particularmente vantajosas em áreas remotas ou com infraestrutura de rede limitada, onde podem operar de forma isolada ou conectada à rede principal [5].

Dificuldades geográficas e ao alto custo de construção de redes de transmissão geralmente tornam proibitivos os investimentos em expansão da rede convencional para atendimento a comunidades remotas e/ou ilhadas. Microrredes isoladas têm sido apontadas

como uma solução promissora para o atendimento a estes locais. Em geral, essas microrredes possuem alta disponibilidade de recursos energéticos renováveis. No entanto, esse tipo de fonte está sujeito a grande variabilidade e sazonalidade, o que adiciona um componente de incerteza ao fornecimento de energia. Essas incertezas representam riscos significativos para o gerenciamento de energia de microrredes isoladas [6].

Uma forma de atenuar os efeitos desta variabilidade e permitir um fornecimento contínuo e gerenciável é através do uso de uma fonte despachável de backup, como um gerador a diesel e um sistema de armazenamento, como um banco de baterias. Exemplos de aplicações desta estratégia podem ser encontrados em [7–9]. Esta composição permite reduzir significativamente o uso de combustíveis fósseis. Em [7] é reportada uma redução de mais de 90%, ou seja, em menos de 10% do ano, a carga é suprida com a utilização de combustível fóssil.

A independência total de combustíveis fósseis é viável, mas resulta em um aumento significativo no tamanho do sistema, o que leva a períodos em que as fontes renováveis geram excedente de energia que não pode ser aproveitado, fenômeno conhecido como energia vertida. Entretanto a pressão para o cumprimento das metas globais de redução de emissões, traz como desafio a elaboração de soluções de geração de energia zero carbono, em especial para sistema isolados [10].

Uma estratégia que pode auxiliar a contornar este desafio é a exploração da complementariedade de fontes renováveis locais. Por meio da integração entre fontes com perfis de geração diversificados, a operação e o gerenciamento energético da microrrede podem ser otimizados. No trabalho de [11] é apresentada uma microrrede com fontes de geração diversificadas, mais especificamente solar, eólica e de maré. Foi constatado que diferentes combinações entre estas fontes pode resultar em diferentes graus de complementariedade entre elas, de modo que, quanto maior a complementariedade, mais eficiente é a operação da microrrede.

Em [12] é avaliada a viabilidade do uso de um sistema híbrido composto por turbinas eólicas e de maré, além de um gerador a diesel para reserva de emergência, conectadas a uma microrrede isolada para o fornecimento de energia às comunidades da Ilha Stewart na Nova Zelândia, onde a energia é originalmente fornecida por um gerador a diesel. Através da modelagem de várias configurações diferentes, foi encontrado o melhor projeto em termos de menor emissão de poluentes, proporção renovável mais alta e custo líquido atual reduzido.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho está alinhado com as metas estabelecidas para o cumprimento do Acordo de Paris até 2050. Para atender a esse acordo é necessário expandir a participação de fontes limpas de geração e diminuir emissões de gases de efeito estufa, como o dióxido de carbono, provenientes da queima de combustíveis fósseis [10].

Nesta dissertação será formulado, modelado e simulado o projeto e a operação de uma microrrede isolada zero carbono, composta por fontes de geração renováveis, para atender à demanda de carga, de forma segura e contínua, sem participação de fontes baseadas em combustíveis fósseis.

Para atender à demanda de carga da microrrede, será dada prioridade à geração a partir de fontes renováveis. Serão propostas estratégias de armazenamento de energia para uso durante períodos em que as fontes de geração não forem suficientes para atender à demanda. Também serão avaliados meios para a redução de energia vertida através da utilização de armazenamento de energia via hidrogênio verde. Além disso, serão analisadas metodologias para melhorar a confiabilidade e eficiência da microrrede, adotando procedimentos que aproveitem ao máximo os recursos primários das fontes de energias renováveis disponíveis. A partir dessas informações serão realizadas simulações do desempenho operacional da microrrede, considerando diferentes composições das fontes.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é modelar, dimensionar, simular e analisar uma microrrede zero carbono em operação isolada, com foco na composição de três fontes renováveis de geração: fotovoltaico, eólico e maremotriz, de modo a garantir um fornecimento contínuo e seguro de energia elétrica.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar o desempenho de operação da microrrede isolada zero carbono, considerando diferentes composições de fontes renováveis;
- Avaliar os requisitos de armazenamento de energia para o atendimento contínuo e seguro da carga;
- Propor estratégias de redução da energia vertida utilizando armazenamento via hidrogênio verde;
- Realizar simulações da operação ótima da microrrede isolada;

- Analisar a composições entre fontes de geração eólica, fotovoltaica e maremotriz.

## 1.2 Justificativa

A utilização de microrredes zero carbono visa atender aos protocolos e acordos propostos para preservação do meio ambiente, diminuição de impactos ambientais e desenvolvimento sustentável. Estas utilizam tecnologias avançadas para gerenciamento de energia e diminuição de perdas de energia. As microrredes estão localizadas próximas à carga, ao contrário dos grandes geradores centralizados que dependem de longas linhas de transmissão.

Em uma microrrede isolada, a total dependência de recursos energéticos renováveis altamente variáveis traz vários desafios relacionados à elaboração de estratégias que sejam capazes de garantir o atendimento à demanda, seguindo critérios de confiabilidade predefinidos. Para tanto, o uso de sistemas de armazenamento torna-se um importante aliado, permitindo um gerenciamento integrado dos recursos energéticos, combinando as fontes de geração e os sistemas de armazenamento de forma eficiente.

Atualmente existe uma grande variedade de tecnologias de armazenamento de energia. Estas tecnologias podem variar significativamente tanto no que se refere ao custo quanto as suas características operacionais. Neste trabalho foram adotadas duas destas tecnologias para comporem um sistema híbrido de armazenamento para a microrrede: baterias de íons de lítio (Li-íons) e sistemas de armazenamento por hidrogênio. De acordo com [13], espera-se que o custo das baterias de Li-íons alcance valores inferiores a USD 200/kWh, podendo ainda ser reduzido a USD 140/kWh até 2050. Além disso, espera-se que ao mesmo tempo que estes custos caíam, a vida útil destas baterias aumente. Embora essas expectativas sejam animadoras, esse tipo de tecnologia pode não ser a mais adequada para armazenamento de longa duração. Nesse contexto, espera-se que os sistemas de armazenamento por hidrogênio desempenhem um papel de destaque. Devido à estas expectativas promissoras é que estas tecnologias de armazenamento foram adotadas neste trabalho.

Apesar disso, os conceitos e ideias apresentados nesta pesquisa são aplicáveis a qualquer sistema, com as devidas adequações de escala e do mix de fontes disponíveis. No contexto regional, o problema tratado ganha relevância devido à significativa demanda existente em diversas ilhas oceânicas ainda não atendidas com fornecimento de energia elétrica. Contudo, este trabalho destaca a importância do estudo e formulação do tema referente as microrredes zero carbono para a comunidade acadêmica e a preservação do meio ambiente.

## 1.3 Metodologia

A metodologia proposta para o desenvolvimento desta dissertação sobre microrredes zero carbono, com foco em simulações, otimização e avaliação de desempenho, foi organizada em uma série de etapas sequenciais, conforme descrito a seguir:

- **Estado da Arte:** O primeiro passo da metodologia foi realizar um levantamento bibliográfico sobre microrredes zero carbono. Este levantamento abordou conceitos fundamentais, tecnologias emergentes, estudos de caso, estratégias de operação e controle aplicáveis a microrredes alimentadas exclusivamente por fontes de energia renováveis. O objetivo foi identificar lacunas de pesquisa e consolidar as melhores práticas, diretrizes e avanços tecnológicos descritos na literatura.
- **Projeto de uma Microrrede zero carbono de operação ilhada para Simulação e Análise:** Com base na revisão de literatura, foi projetada uma microrrede zero carbono composta por fontes de energia renováveis, como fotovoltaica (FV), eólica e maremotriz, bem como sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio (BESS) e hidrogênio verde (H2V). Os dados de entrada da microrrede foram modelados com base em perfis de demanda e variabilidades das fontes de geração.
- **Formulação do Problema de Otimização:** Foi formulado um problema de otimização multiobjetivo, onde as funções objetivo consideradas foram a minimização do custo total e a minimização da energia vertida. Esses indicadores foram utilizados para avaliar a eficiência do uso dos recursos renováveis e o impacto econômico das soluções propostas. A formulação levou em conta as restrições operacionais da microrrede, limites de capacidade de geração e armazenamento, características das fontes renováveis, e cenários de perda de carga.
- **Modelos de Fontes de Geração e Armazenamento Baseados na Literatura:** Os modelos matemáticos das fontes de geração (fotovoltaica, eólica e maremotriz) e dos sistemas de armazenamento (BESS e H2V) foram desenvolvidos com base nas equações e parâmetros descritos na literatura científica. Esses modelos foram ajustados para refletir as condições operacionais reais e a eficiência dos equipamentos.
- **Implementação no *MATLAB*:** A modelagem e a otimização da microrrede foram implementadas no ambiente *MATLAB*. Foi utilizado o *Toolbox Global Optimization* para otimizar o dimensionamento da microrrede proposta por meio do Algoritmo Genético. Foram desenvolvidos scripts e funções específicas para realizar as simulações de operação, controle de geração e armazenamento, e análise de desempenho, com base nos parâmetros definidos para a microrrede.

- **Análise da Fronteira de Pareto:** A análise da Fronteira de Pareto foi realizada para identificar as soluções ótimas em termos do custo total e da energia vertida. Foram geradas diversas soluções, mostrando o compromisso entre diferentes objetivos e destacando as configurações que apresentam a melhor eficiência e viabilidade econômica.
- **Análise de Sensibilidade:** Para avaliar o impacto de variações nos parâmetros de entrada e nas condições operacionais, foi conduzida uma análise de sensibilidade. Os cenários de perda de carga, variabilidade dos recursos renováveis e custos foram ajustados para determinar como essas variáveis afetam o desempenho, custo e estabilidade da microrrede.
- **Configurações Ótimas em Termos de Dimensionamento:** As configurações ótimas para o dimensionamento das fontes de geração e dos sistemas de armazenamento foram determinadas com base nas soluções de Pareto, garantindo a relação ideal entre custo-benefício e o atendimento das demandas operacionais. A capacidade instalada de geração e armazenamento foi avaliada considerando cenários com diferentes níveis de perda de carga e estratégias de operação, com o objetivo de identificar as configurações que oferecem o melhor desempenho técnico e econômico do microrrede.
- **Composições das Fontes de Geração e Armazenamento:** Foram analisadas diferentes combinações de fontes de geração e sistemas de armazenamento para identificar as configurações que proporcionam maior flexibilidade e eficiência à microrrede. Foram considerados cenários com diferentes combinações de fontes (FV e maremotriz, eólica e maremotriz, etc.) e níveis de armazenamento.
- **Avaliação Econômica e Técnica:** Por fim, foi realizada uma avaliação econômica e técnica das soluções propostas para a microrrede. O custo total de instalação, operação e manutenção foi comparado com os benefícios de redução de energia vertida e a confiabilidade da operação. A análise técnica focou na estabilidade do sistema, flexibilidade operacional e eficiência energética.

## 1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Apresenta uma visão geral do tema abordado, destacando a importância das microrredes zero carbono e o contexto em que se inserem. Define os objetivos geral e específicos do trabalho, justifica a relevância da pesquisa, detalha a metodologia empregada no trabalho e apresenta a estrutura do documento.

- **Capítulo 2 - Microrredes:** Explora os conceitos fundamentais das microrredes, suas definições e estados de operação, incluindo modos conectados à rede e ilhados, bem como funções de transição. O capítulo também aborda as características das microrredes zero carbono e as principais fontes renováveis utilizadas, como geração fotovoltaica, eólica, maremotriz, sistemas de armazenamento de energia (BESS) e hidrogênio verde.
- **Capítulo 3 - Formulação do Problema:** Detalha as funções objetivo definidas para a análise das microrredes, como a minimização do custo total e da energia vertida, além da formulação de uma função multiobjetivo. O capítulo inclui as variáveis de controle, restrições associadas ao balanço de potência, limitações dos sistemas de geração renovável, BESS, H2V e perda de carga.
- **Capítulo 4 - Modelagem da Microrrede:** Descreve os modelos matemáticos empregados, incluindo os modelos de geração fotovoltaica, eólica, maremotriz, armazenamento (BESS e hidrogênio verde) e custos associados. Além disso, aborda a estratégia de operação da microrrede zero carbono.
- **Capítulo 5 - Resultados:** Apresenta os dados de entrada utilizados nas simulações da microrrede, incluindo demanda de carga, características das fontes primárias e custos. Discute diversos estudos de caso, abordando diferentes configurações, análises de sensibilidade e impactos das fontes renováveis. Inclui uma discussão abrangente sobre os resultados obtidos.
- **Capítulo 6 - Conclusão:** Fornece as conclusões gerais do trabalho, destacando as contribuições para a área de estudo, e sugere direções para pesquisas futuras.

## 2 Microrredes

Este capítulo apresenta as definições gerais de microrredes, seus modos de operação e as principais características que as diferenciam das redes convencionais. São abordados os diversos tipos de configuração e as formas de operação das microrredes, incluindo os modos conectado à rede e isolado, e as estratégias de controle utilizadas para garantir a estabilidade e a resiliência do sistema.

Em seguida, são introduzidas as microrredes zero carbono, com uma explicação detalhada de sua definição e um panorama dos principais estudos que exploram o potencial dessas redes na descarbonização do setor elétrico. Este segmento inclui uma caracterização das microrredes zero carbono, abordando suas especificidades em termos de fontes renováveis de energia e requisitos técnicos para a operação sustentável e segura, sem emissão de gases de efeito estufa.

Além disso, o Capítulo apresenta resumidamente os fundamentos e conceitos básicos relacionados aos recursos energéticos de uma microrrede zero carbono, como as fontes solar, eólica e maremotriz, assim como as tecnologias de armazenamento, BESS e sistemas de hidrogênio verde. Esses elementos são essenciais para o funcionamento de microrredes sustentáveis e são explorados com o objetivo de fornecer uma visão ampla sobre os desafios e oportunidades que envolvem a integração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento em microrredes modernas.

### 2.1 Definições

As microrredes têm sido amplamente definidas com base em diferentes normas e estudos, refletindo sua flexibilidade e capacidade de operação em diversos contextos. Segundo a Norma IEEE Std 2030.7-2017, as microrredes podem ser descritas como um grupo de cargas interconectadas e recursos energéticos distribuídos com limites elétricos claramente definidos, que operam como uma entidade única e controlável em relação à rede, podendo se conectar e se desconectar para permitir operações nos modos conectado à rede ou em ilha [14]. Outra definição destaca que uma microrrede consiste em um conjunto de fontes de energia e cargas operando dentro de restrições de segurança elétrica e operacional, de modo a atender à demanda de energia para a rede a montante, seja de forma conectada (*on-grid*) ou desconectada (*off-grid*) [1]. Além disso, de acordo com [11], as microrredes são sistemas de distribuição elétrica em pequena escala, contendo cargas e fontes de energia distribuídas que são operadas de forma controlada e coordenada, com ou sem conexão a uma rede elétrica central. Nesses sistemas, uma ampla gama de fontes, como energia

solar fotovoltaica, eólica e pequenos geradores hidráulicos, é frequentemente utilizada para geração de energia.

A Figura 2.1 representa uma topologia típica de microrrede, com uma estrutura projetada para suprir a demanda de carga por meio de fontes de energia fotovoltaica e eólica, um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*) e um gerador a diesel como fonte de emergência. Esta microrrede pode operar tanto no modo conectado à rede elétrica quanto no modo isolado.

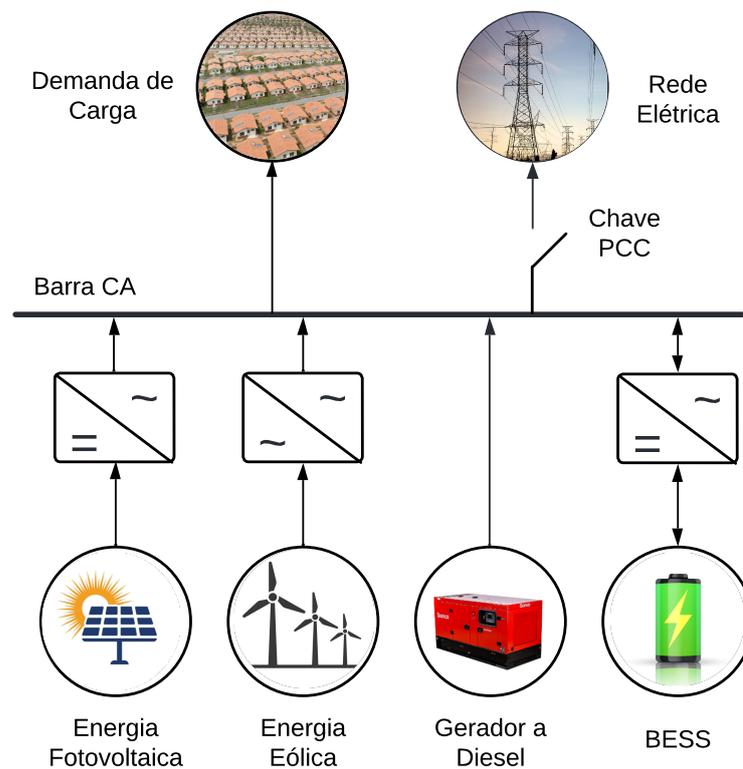


Figura 2.1 – Exemplo de topologia típica de microrrede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Devido à forma em que são projetadas, as microrredes são naturalmente mais flexíveis e eficientes do que os sistemas elétricos convencionais, podendo funcionar de maneira autônoma em casos de falha na rede principal. Isso as torna ideais para promoverem a resiliência e maior participação de energias renováveis.

O conceito de microrredes foi proposto com o objetivo de utilizar os recursos energéticos distribuídos de forma eficiente e flexível [15]. A capacidade de integrar diferentes tipos de recursos de energia distribuídos, como geradores a diesel, fontes de energia renováveis, sistemas de armazenamento e microturbinas, aumenta a sustentabilidade, confiabilidade e eficiência do sistema geral [16].

Outra característica das microrredes é que estas podem ser entendidas como uma plataforma integrada entre unidades de microgeração, armazenamento e consumo de até vários megawatts, suportando baixa tensão e cargas locais integradas a uma rede inteligente. Outro ponto favorável é a facilidade de integração das microrredes à rede de distribuição existente. Essa integração pode auxiliar na redução de custos com futuros investimentos em novos ativos na rede convencional [7].

## 2.2 Estados de Operação

De acordo com a Norma IEC TS 62898-1:2017, as microrredes são classificadas como: isoladas e não isoladas. As microrredes isoladas não têm conexão elétrica com um sistema de energia convencional, enquanto as microrredes não isoladas podem atuar como unidades controláveis que podem operar nos modos conectada à rede ou em modo ilhada [17].

Em relação às microrredes não isoladas, as funções de operação incluem um conjunto de funções de estado (modo conectado à rede e modo ilhado) e um conjunto de funções de transição (ilhamento não planejado, ilhamento planejado, reconexão e black start), como apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Estados de Operação e funções de transição em uma microrrede não isolada.

Estados de Operação	Funções de Estado	Modo conectado à rede
		Modo ilhado
	Funções de Transição	Ilhamento não planejado
		Ilhamento planejado
		Reconexão
		<i>Black start</i>

Fonte: Adaptado de [14].

### 2.2.1 Funções de Estado

As funções de estado descrevem as condições operacionais em que a microrrede se encontra em um dado momento. Elas definem como o sistema opera em diferentes cenários, como o modo conectado à rede, em que a microrrede interage com a rede elétrica principal, ou o modo ilhado, em que opera de maneira independente. Essas funções estabelecem as condições sob as quais o sistema responde às variações de carga, geração e outros fatores [18].

No modo conectado à rede, a microrrede opera de forma integrada à rede elétrica principal, possibilitando a troca bidirecional de energia em função da demanda e da

geração local. Nesse contexto, a microrrede pode exportar excedentes de eletricidade gerados localmente para a rede ou importar energia conforme a necessidade de suprir a carga. A operação da microrrede é ajustada com base nas condições operacionais da rede e nos requisitos locais de demanda, contribuindo para a estabilidade e o equilíbrio do sistema elétrico ao fornecer suporte em momentos de pico ou ao absorver flutuações de energia [19].

Por outro lado, no modo ilhado, a microrrede opera de forma autônoma, desconectada da rede elétrica principal, seja em decorrência de uma falha não prevista ou por decisão planejada, como em casos de manutenção programada ou para melhorar a segurança operacional. Neste estado, a microrrede depende exclusivamente dos recursos de geração locais, como sistemas fotovoltaicos (FV), turbinas eólicas, geradores de backup a diesel e BESS, para manter o fornecimento de energia às cargas conectadas. A gestão eficiente dos recursos é fundamental, exigindo controle de demanda, priorização de cargas críticas e flexibilidade na alocação dos recursos energéticos disponíveis, a fim de garantir a continuidade do fornecimento de energia para funções essenciais, mesmo em cenários de emergência ou interrupções prolongadas da rede principal [20].

### 2.2.2 Funções de Transição

O processo de transição de estados em uma microrrede engloba diferentes situações que requerem respostas coordenadas para assegurar a continuidade e a segurança do fornecimento de energia. A Figura 2.2 ilustra como as funções de transição interagem entre si.

Um dos cenários críticos é o ilhamento não planejado, que ocorre quando a microrrede se desconecta abruptamente da rede principal devido a falhas técnicas, interrupções de energia ou eventos externos. Esse tipo de transição exige uma resposta imediata, de modo que o sistema local mantenha sua operação estável e evite interrupções no fornecimento de energia para as cargas conectadas [21].

Por outro lado, há situações em que a transição para o modo isolado ocorre de maneira controlada e planejada, caracterizando o ilhamento planejado. Essa condição é empregada para manutenções programadas, testes de sistema ou como uma medida preventiva destinada a proteger a microrrede e suas cargas de possíveis instabilidades na rede principal. A preparação antecipada assegura que os sistemas de controle e as fontes de geração estejam aptos a suportar a operação autônoma sem impactos adversos [22].

Após períodos de ilhamento, seja ele planejado ou não, pode ser necessário que a microrrede retorne à operação conectada à rede principal, passando pelo estado de reconexão. Esse processo exige um conjunto de etapas coordenadas, para que a reintegração ocorra de forma segura e suave, prevenindo problemas como sobrecargas, flutuações de

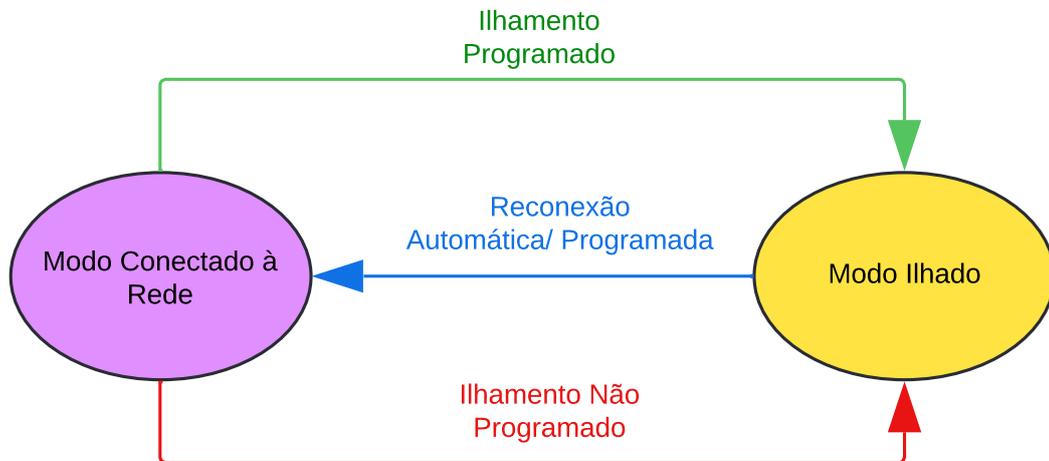


Figura 2.2 – Funções de Transição de uma Microrrede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

tensão ou desajustes de sincronização que possam comprometer a estabilidade do sistema como um todo [23].

Em situações de falha total, quando a microrrede precisa iniciar sua operação de maneira independente e sem auxílio externo, entra em ação o estado de *black start*. Essa capacidade é crucial para restaurar o fornecimento de energia de forma autônoma, permitindo que a microrrede recupere sua operação a partir de uma interrupção total e continue atendendo as cargas de maneira eficaz. Esses diferentes estados de transição demonstram a flexibilidade e a resiliência das microrredes, destacando sua importância na continuidade e segurança do fornecimento de energia em diversos cenários [24].

## 2.3 Microrredes Zero Carbono

As microrredes inteligentes representam a base dos sistemas elétricos modernos, destacando-se na busca por confiabilidade, resiliência e redução de custos. Mais recentemente, as pressões globais para descarbonizar a economia mundial adicionaram outro atributo desejável para as microrredes: emissões zero. Isso implica que as microrredes devem atender suas cargas exclusivamente com fontes de energia limpas, continuando a atender rigorosamente a todos os requisitos de desempenho anteriores. As implicações tecnológicas são vastas e, embora existam tecnologias capazes de atender a esses requisitos,

elas ainda estão em fase de amadurecimento, especialmente no que diz respeito à integração eficiente de múltiplas fontes de energia renovável e sistemas de armazenamento [25,26]. A Figura 2.3 apresenta uma topologia típica de microrrede zero carbono, composta por três fontes de geração renovável: FV, eólica e maremotriz, e um sistema de armazenamento: BESS.

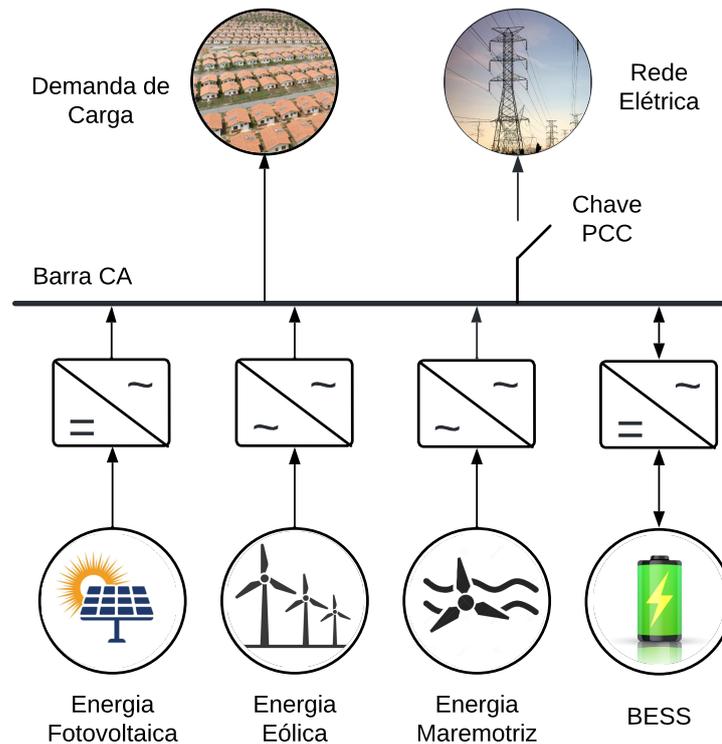


Figura 2.3 – Exemplo de topologia típica de microrrede zero carbono.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma microrrede zero carbono ou 100% renovável, é um sistema de distribuição de energia autônomo e local que opera com base na geração e uso de fontes de energias renováveis, resultando em emissões líquidas de carbono zero. Esta microrrede integra tecnologias como solar, eólica, maremotriz, ou outras de fontes renováveis de energia, junto a sistemas de armazenamento de energia, como BESS e/ou H2V, para garantir um fornecimento de energia constante e confiável.

O termo “inteligente” indica que a microrrede utiliza tecnologias avançadas de controle e automação, além de tecnologias de informação e comunicação para otimizar o desempenho do sistema, aumentar a eficiência energética e garantir a estabilidade da rede. Isso inclui a capacidade de operar independentemente ou em conjunto com a rede elétrica principal e adaptar-se dinamicamente às mudanças nas condições de demanda e oferta de energia [27].

As principais características de uma microrrede de carbono zero incluem o uso exclusivo de fontes de energias renováveis, como energia solar, eólica, hidrelétrica e maremotriz, garantindo um sistema de geração sem dependência de combustíveis fósseis. Essas microrredes são projetadas para operar sem emissões de carbono durante o processo de geração e distribuição de energia. Para assegurar a estabilidade do fornecimento de energia, implementam tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e sistemas de armazenamento hidráulico e/ou H2V [28, 29].

Além disso, as microrredes zero carbono integram medidas de eficiência energética para minimizar o desperdício ao longo de toda a microrrede. O gerenciamento do consumo de energia é otimizado por sistemas de resposta à demanda, ajustando-se às condições de oferta e demanda. Tecnologias de rede inteligente são empregadas para monitorar, controlar e otimizar o fluxo de energia, promovendo um sistema mais eficiente e dinâmico. Por fim, a resiliência a eventos extremos, como tempestades ou desastres naturais, é garantida por meio de sistemas de redundância e backup, assegurando a continuidade do fornecimento de energia mesmo em situações adversas [30].

Estudos recentes destacaram as oportunidades e desafios de operar microrredes alimentadas exclusivamente por fontes renováveis. Esses estudos focam coletivamente na viabilidade, gestão de energia, estratégias de controle e aspectos tecno econômicos de alcançar microrredes 100% renováveis, especialmente em contextos isolados ou críticos.

Os autores em [31] discutem o design e operação de uma microrrede de 1 MW isolada, focando na gestão do excesso de geração renovável por meio de armazenamento de energia e estratégias de limitação de geração. Eles utilizaram um sistema de armazenamento de energia em baterias que forma a rede para equilibrar a carga e a geração, demonstrando a viabilidade técnica de operar com 100% de capacidade renovável, mantendo estabilidade e confiabilidade. Em [32], os desafios relacionados à transição verde para fontes de energia 100% renováveis foram enfatizados, abordando aspectos técnicos, econômicos e políticos. Eles destacam a necessidade de inovações tecnológicas, políticas governamentais e aceitação social para enfrentar esses desafios de forma eficaz. O artigo também aponta que alcançar uma transição completa envolve superar limitações tradicionais do sistema e adaptar-se a paradigmas inovadores que incluem fontes de energias renováveis e inversores inteligentes.

Em [33] os autores exploraram a viabilidade de microrredes para abastecer comunidades remotas com fontes renováveis. Com o estudo de caso realizada em uma ilha na Costa de Maine, foi analisado o dimensionamento ideal de sistemas solares fotovoltaicos e de armazenamento de energia em baterias. Seus resultados indicam que é possível abastecer a Ilha, principalmente com fontes renováveis, usando 400 kW de sistema fotovoltaico (FV) e um sistema de armazenamento de energia em baterias de 2 MWh, minimizando a dependência de geradores a diesel. Nos trabalhos de [34, 35] foram investigados sistemas de armazenamento à base de hidrogênio para microrredes renováveis.

Eles propuseram um modelo envolvendo tanques de hidrogênio, eletrolisadores e baterias para criar uma estação de energia que poderia abastecer *clusters* de microrredes, como áreas residenciais e industriais. O estudo demonstrou o papel do hidrogênio em atender às necessidades de armazenamento de energia de longo prazo, permitindo um fornecimento de energia confiável na ausência de recursos solares ou eólicos.

Em [36] é proposto um sistema de gerenciamento de energia para uma microrrede híbrida de corrente alternada e corrente contínua (CA/CC), composta por sistemas de FV, eólica, diesel e armazenamento de hidrogênio. O estudo incluiu uma análise de sensibilidade para otimizar a capacidade instalada de cada recurso renovável, visando minimizar o custo nivelado da eletricidade e as emissões de carbono. Seus resultados mostraram que o uso de armazenamento de hidrogênio e um mix equilibrado de fontes renováveis poderia reduzir a dependência de diesel em aproximadamente 72,44%, aumentando significativamente a sustentabilidade ambiental. Os autores em [37] propuseram um sistema de proteção hierárquico baseado em zonas para microrredes que dependem inteiramente de recursos baseados em inversores. O estudo visou abordar os desafios de proteção que surgem devido aos níveis de corrente de falha mais baixos, típicos de microrredes 100% renováveis. O sistema proposto lidou efetivamente com vários cenários de falha, aprimorando a confiabilidade dessas microrredes.

Em [38] foi analisado o impacto de diferentes estratégias de controle de inversores — seguidor de rede (GFL, do inglês *grid-following*) e formador de rede (GFM, do inglês *grid-forming*) — na estabilidade das microrredes. O estudo demonstrou que o uso misto de geradores síncronos com inversores GFL e GFM poderia alcançar melhor estabilidade transitória e de estado estacionário, abrindo caminho para sistemas 100% renováveis confiáveis. Por outro lado, os autores em [39], introduziram uma abordagem de proteção orientada por dados para microrredes utilizando fontes de energia 100% renováveis. O método emprega um modelo de classificação binária para detectar falhas com base em cenários de falha abrangentes e fornece uma localização precisa das falhas, garantindo a confiabilidade das microrredes em modos isolados e conectados à rede. Os autores em [40] propuseram uma solução de energia transacional para gerenciar microrredes multi-renováveis 100% integradas com redes de gás. Utilizando otimização estocástica, o estudo apresentou um modelo justo e avesso a riscos que minimizou os riscos econômicos, garantindo a confiabilidade da energia. Seus resultados mostraram que esses sistemas integrados podem gerenciar efetivamente as incertezas associadas à produção de energia renovável.

Em relação a otimização de microrredes com fontes renováveis, o artigo [41] foi analisado os avanços na otimização das operações de microrredes, com foco na estrutura, variáveis de decisão, restrições e algoritmos de otimização usados para aumentar a eficiência da operação de microrredes. Em [42], foi desenvolvido um modelo de dimensionamento

ideal para um sistema de microrrede híbrida fotovoltaica/ eólica/ diesel/ bateria usando vários algoritmos de otimização para minimizar o custo de energia e, ao mesmo tempo, garantir a confiabilidade por meio de uma perda reduzida de fornecimento de energia. Em [43], foi criado um sistema de gerenciamento de energia para um sistema renovável integrado usando energia solar, eólica e armazenamento de energia dupla (baterias e células de combustível de hidrogênio) para garantir alta confiabilidade e gerenciamento eficiente do fluxo de energia sob condições variáveis de fornecimento e demanda de energia. Os autores em [44], realizaram o dimensionamento ótimo de uma microcentral elétrica com base em correntes de maré no Maranhão, Brasil, usando algoritmos genéticos para garantir um fornecimento de energia confiável para sistemas isolados. O trabalho de [45] tem como foco a otimização de sistemas híbridos de energia solar-eólica-diesel utilizando métodos metaheurísticos e multiobjetivos, considerando economia, confiabilidade e critérios ambientais sob incertezas. Em [46], teve como objetivo integrar e otimizar a distribuição de energia em uma microrrede offshore CC alimentada por vento, maré, bateria e hidrogênio, utilizando sistemas de controle hierárquico e de modo deslizante para aumentar a eficiência e a estabilidade. O trabalho de [47] tem como objetivo projetar um sistema híbrido ideal de energia renovável, integrando energia eólica e solar para minimizar custos para regiões isoladas no Irã, mantendo a confiabilidade e a eficiência por meio do armazenamento em bateria.

Em relação a prospecção de energia renovável e microrredes ilhadas, no trabalho de [48] foi realizada a caracterização energética de sítios na Baía de São Marcos e estimar o potencial energético das correntes de maré, utilizando o Software Delft3D como ferramenta de modelagem. Em [49], foi explorado o potencial de energia maremotriz do Canal do Boqueirão, fornecendo uma avaliação de viabilidade para parques de energia maremotriz usando turbinas acopladas com difusor hidrocínético e modelando a caracterização energética das correntes de maré. Em [7], teve como foco, a avaliação e operação de microrredes isoladas com sistemas de energia híbrida renovável, abordando especificamente a microrrede da Ilha dos Lençóis. O artigo explora eficiência energética, otimização de sistemas e desenvolvimento sustentável para regiões remotas. Em [8], foi avaliado a evolução operacional e as melhorias na microrrede híbrida solar-eólica da Ilha dos Lençóis ao longo de dez anos, com foco na eficiência, nos impactos socioeconômicos e nas atualizações tecnológicas. O trabalho de [50] teve como objetivo, simular e analisar a operação de parques de turbinas hidrocínéticas oceânicas de superfície, com foco no potencial energético do estado do Maranhão, avaliando a produção e os custos de energia. Em [51], foi explorada a operação energética e econômica de microrredes isoladas utilizando fontes renováveis diversificadas, enfatizando o armazenamento de energia e configurações híbridas. Em [52], foi analisado os resultados preliminares do potencial energético das correntes de maré e da energia eólica na região da Ilha do Caranguejo, na Baía de São Marcos, Brasil. O estudo centra-se na caracterização do potencial energético através de

medições in loco para avaliar a viabilidade de aproveitar os recursos das marés e do vento para a geração de energia renovável.

A partir dos artigos revisados, há uma evidente e crescente preocupação no setor de energia elétrica em migrar para sistemas independentes de combustíveis fósseis e com emissões zero carbono. Essa busca está alinhada às metas globais de descarbonização para o setor energético, nas quais as microrredes são consideradas componentes fundamentais para a construção desse novo paradigma. Por meio da integração de fontes renováveis e da promoção da geração distribuída, as microrredes desempenham um papel estratégico na transformação da matriz energética, aumentando a resiliência do sistema elétrico e contribuindo significativamente para a redução das emissões de carbono.

## 2.4 Recursos Energéticos da Microrrede Zero Carbono

As fontes renováveis e as diferentes formas de armazenamento de energia são componentes fundamentais das microrredes, permitindo que esses sistemas operem de forma sustentável, resiliente e com maior autonomia em relação às redes tradicionais. A seguir, foi descrita sucintamente as características de cada uma das principais fontes renováveis e sistemas de armazenamento empregados em microrredes. Cada tecnologia possui atributos específicos de geração, durabilidade, capacidade de resposta e adequação a diferentes perfis de carga, que são essenciais para a configuração de sistemas de energia distribuída com alto desempenho.

- **Geração Fotovoltaica:** A geração fotovoltaica (FV) utiliza painéis solares compostos por células de silício (monocristalino, policristalino ou filmes finos) que convertem a radiação solar diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Quando a luz solar incide sobre o material semicondutor, ele libera elétrons, criando uma corrente elétrica contínua. Essa eletricidade gerada pode ser integrada à microrrede ou armazenada para uso posterior. A eficiência das células FV, que varia tipicamente entre 15% e 22%, e sua produção, dependem das condições de radiação solar e do ângulo de instalação dos módulos. Ao longo dos anos, a eficiência das células fotovoltaicas tem evoluído significativamente graças a avanços em pesquisa e desenvolvimento. Novos materiais e designs inovadores têm aumentado a eficiência da conversão de energia solar em eletricidade, tornando a tecnologia cada vez mais competitiva e acessível [53].
- **Geração Eólica:** A geração eólica aproveita a energia cinética do vento que incide sobre as pás das turbinas, fazendo-as girar e acionando um gerador que converte esse movimento em eletricidade. As turbinas eólicas, que podem ser de eixo horizontal ou vertical, são otimizadas para operar em uma faixa específica de velocidades de

vento, garantindo uma produção eficiente. Em sistemas de microrredes, a geração eólica pode ser combinada com sistemas de armazenamento ou outras fontes para suavizar a variabilidade de sua produção. A eficiência e estabilidade da geração eólica dependem da velocidade e constância do vento, o que pode ser ampliado em instalações *offshore* devido à maior intensidade e regularidade dos ventos [54].

- **Geração Maremotriz:** A geração maremotriz utiliza a variação do nível do mar causada pelas marés, bem como correntes oceânicas, para movimentar turbinas que geram eletricidade. As tecnologias maremotrizes incluem barragens de marés, turbinas submersas e sistemas de coluna de água oscilante. Esses sistemas são particularmente vantajosos em regiões com amplitudes de maré elevadas e correntes consistentes. A energia maremotriz oferece uma geração previsível, pois é governada por ciclos de maré, mas apresenta desafios de implementação devido ao alto custo de infraestrutura e possíveis impactos ambientais nas áreas costeiras [55].
- **Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias:** O BESS é um sistema de armazenamento de energia de curto prazo, comumente baseado em baterias de íon-lítio ou outras químicas avançadas, que armazena eletricidade em momentos de baixa demanda ou excesso de geração para posterior liberação. O BESS atua em microrredes para balanceamento de carga e fornecimento de serviços ancilares, como resposta rápida de frequência e controle de tensão. Embora eficiente para fornecer energia por curtos períodos (de minutos a algumas horas), o BESS apresenta limitações em termos de capacidade e ciclo de vida, além de ser sensível a variações de temperatura. Em microrredes, é utilizado para gerenciar flutuações de geração e demanda e para fornecer suporte durante transições de operação conectada à rede para operação isolada [56].
- **Hidrogênio Verde:** O hidrogênio verde é produzido através da eletrólise da água, onde a eletricidade proveniente de fontes renováveis (como solar ou eólica) é usada para separar moléculas de água em hidrogênio (H<sub>2</sub>) e oxigênio (O<sub>2</sub>). Este H<sub>2</sub> serve como uma forma de armazenamento de longo prazo ou sazonal. Quando necessário, o hidrogênio é reconvertido em eletricidade por meio de células a combustível, que reagem o hidrogênio com o oxigênio do ar para gerar eletricidade, calor e água como subprodutos. Essa tecnologia de célula a combustível é especialmente útil em microrredes para fornecer uma fonte de energia de backup durante períodos de baixa produção renovável prolongada. A eficiência do ciclo de conversão de H<sub>2</sub>V, no entanto, é limitada, geralmente variando entre 30% e 40% devido às perdas na eletrólise e na célula a combustível, o que representa um desafio em termos de custo e eficiência para implementação em larga escala [57].

### 3 Formulação do Problema

A microrrede adotada neste trabalho será composta por fontes renováveis de energia, tais como energia fotovoltaica, eólica e maremotriz, excluindo qualquer fonte de geração que utilize combustíveis fósseis, como um gerador a diesel. Além disso, a microrrede incorporará sistemas de armazenamento, como o BESS e H2V, com o objetivo de suprir à demanda de carga, de acordo com indicadores predefinidos de confiabilidade. A Figura 3.1 apresenta o diagrama da microrrede zero carbono em estudo.

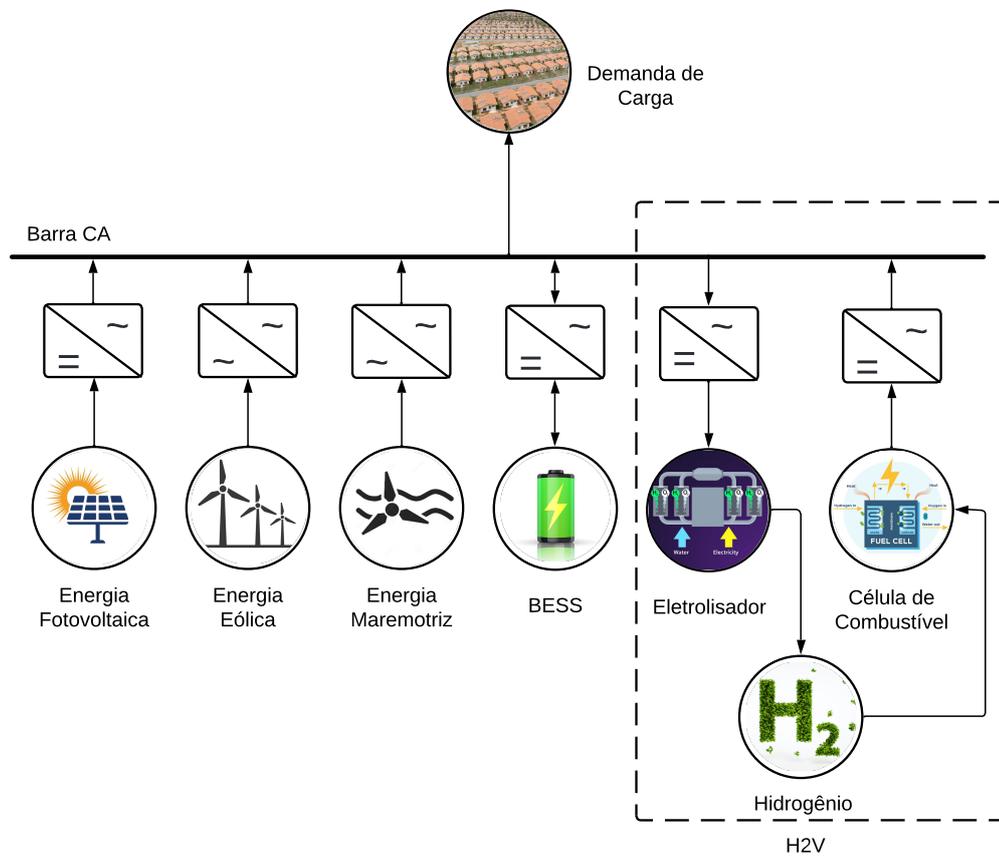


Figura 3.1 – Diagrama microrrede zero carbono.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O problema de pesquisa visa determinar o dimensionamento ótimo de turbinas eólicas e maremotriz, painéis FV, bem como a capacidade de armazenamento dos sistemas BESS e H2V. Portanto, trata-se de um problema de otimização não linear multiobjetivo com diferentes restrições.

## 3.1 Funções Objetivo

### 3.1.1 Minimizar o custo total

A função para minimizar o Custo total ( $C_{total}$ ) é representada pela Equação 3.1. O custo total é composto pelos custos de instalação, custo de substituição e custo de operação e manutenção de todos os recursos energéticos da microrrede. O modelo de custos serão discutidos na seção 4.6.

$$f1 = \min C_{total} = C_i + C_{om} + C_s \quad (3.1)$$

Onde,

$C_{total}$ : Custo total do sistema [US\$];

$C_i$ : Custo total de instalação [US\$];

$C_{om}$ : Custo total de operação e manutenção [US\$] e

$C_s$ : Custo total de substituição [US\$].

### 3.1.2 Minimizar a energia vertida

A energia vertida é definida como a energia disponível pela fonte primária, mas que não pode ser gerada, pois a demanda de carga esta sendo atendida e os sistemas de armazenamento estão completamente carregados. Nesse instante, a geração deverá ser cortada para atender a restrição de balanço de potência.

A função de minimizar a energia vertida total ( $E_{vertida}$ ) é representada na Equação 3.2, composta pelo somatório dos excessos de energia em todos os instantes da operação da microrrede.

$$f2 = \min E_{vertida} = \sum_{t=0}^{tmax} (P_{vertida}(t)) \Delta t \quad (3.2)$$

Onde,

$E_{vertida}$ : Energia vertida total [kWh]

$P_{total}^{vertida}$ : Potência vertida total no instante  $t$  [kW];

$\Delta t$ : intervalo de tempo;

$tmax$ : Instante de tempo máximo e

$t$ : Instante de tempo de operação.

### 3.1.3 Função Multiobjetivo

A função multiobjetivo  $F$  é representada pela Equação 3.3, composta pelas funções de minimizar o custo total ( $f1$ ) e minimizar a energia vertida total ( $f2$ ).

$$F = \min (C_{total}, E_{vertida}) \quad (3.3)$$

## 3.2 Variáveis de Controle

As variáveis de controle utilizadas neste trabalho estão apresentadas na Tabela 3.1. Elas incluem os parâmetros relacionados à quantidade de painéis (FV), turbinas eólicas e turbinas maremotrizes, além das capacidades dos BESS e H2V. Essas variáveis são fundamentais para o dimensionamento e a operação da microrrede, permitindo ajustar e otimizar o sistema.

Tabela 3.1 – Variáveis de Controle

Parâmetro	Descrição
$N_{pv}$	Quantidade de Painéis FV [und]
$N_{wind}$	Quantidade de Turbinas Eólicas [und]
$N_{tidal}$	Quantidade de Turbinas Maremotriz [und]
$CAP_{BESS}$	Capacidade do BESS [kWh]
$CAP_{H2V}$	Capacidade do H2V [kWh]

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 3.3 Restrições do Problema

O problema de otimização está sujeito às seguintes restrições descritas a seguir.

### 3.3.1 Balanço de potência

O balanço de potência deve ser atendido em todos os instantes de operação da microrrede. A Equação 3.4 representa a Equação de balanço de potência no instante  $t$ .

$$P_{load}(t) + P_c(t) + P_{el}(t) = P_{gr}(t) + P_d(t) + P_{fc}(t) + P_{pc}(t) \quad (3.4)$$

Onde,

$P_{load}$ : Potência de demanda de carga [kW];

$P_c$ : Potência de carga do BESS [ $kW$ ];  
 $P_{el}$ : Potência do eletrolisador do H2V [ $kW$ ];  
 $P_{gr}$ : Potência de geração renovável total [ $kW$ ];  
 $P_d$ : Potência de descarga do BESS [ $kW$ ];  
 $P_{fc}$ : Potência da célula de combustível do H2V [ $kW$ ] e  
 $P_{pc}$ : Potência de Perda de carga (Corte de carga) [ $kW$ ].

### 3.3.2 Restrições do Sistema de Geração Renovável

As restrições relacionadas aos limites de quantidade de painéis FV ( $N_{pv}$ ), turbinas eólicas ( $N_{wind}$ ) e turbinas maremotrizes ( $N_{tidal}$ ) podem ser representadas, respectivamente, pelas equações 3.5, 3.6 e 3.7:

$$N_{min}^{pv} \leq N_{pv} \leq N_{max}^{pv} \quad (3.5)$$

$$N_{min}^{wind} \leq N_{wind} \leq N_{max}^{wind} \quad (3.6)$$

$$N_{min}^{tidal} \leq N_{tidal} \leq N_{max}^{tidal} \quad (3.7)$$

Os limites máximos das fontes renováveis são definidos pela capacidade suficiente de cada fonte para atender, de forma independente, à totalidade da demanda de carga. Já os limites mínimos são estabelecidos com base na capacidade mínima operacional, correspondente à instalação de pelo menos uma unidade de equipamento para cada fonte renovável.

### 3.3.3 Restrições do BESS

A capacidade de armazenamento do BESS [ $kWh$ ] a ser dimensionado representada na Equação 3.8 está entre um limite mínimo e máximo.

$$Cap_{min}^{BESS} \leq Cap_{BESS} \leq Cap_{max}^{BESS} \quad (3.8)$$

O limite máximo da capacidade do BESS, por se tratar de armazenamento de curto prazo, está dimensionado em até oito vezes o valor do pico máximo da demanda de carga. Já o limite mínimo é especificado no mínimo, a quatro vezes o pico máximo da demanda de carga, garantindo a operação mínima necessária para atender pico máximo da demanda de carga.

O valor do SOC do BESS irá operar entre um limite máximo e mínimo de acordo com a Equação 3.9.

$$SOC_{min}^{BESS} \leq SOC_{BESS} \leq SOC_{max}^{BESS} \quad (3.9)$$

O limite de potência do BESS é representado pela Equação 3.10.

$$P_{min}^{BESS}(t) \leq |P_{BESS}(t)| \leq P_{max}^{BESS}(t) \quad (3.10)$$

As equações 3.11 e 3.12 representam as potências máxima de carga e descarga do BESS respectivamente.

$$P_{max\_crate}^c \leq SOC_{max}^{BESS} Crate_c \quad (3.11)$$

$$P_{max\_crate}^d \leq SOC_{max}^{BESS} Crate_d \quad (3.12)$$

Onde,

$Crate_c$ : Taxa C de carga do BESS e

$Crate_d$ : Taxa C de descarga do BESS.

As equações 3.13 e 3.14 expressam o limite máximo e mínimo da potência de carga e descarga do BESS.

$$0 \leq P_c(t) \leq P_{max\_crate}^c \quad (3.13)$$

$$0 \leq P_d(t) \leq P_{max\_crate}^d \quad (3.14)$$

### 3.3.4 Restrições do H2V

A capacidade de armazenamento do H2V a ser dimensionado está entre um valor limite mínimo e máximo de acordo com a Equação 3.17.

$$Cap_{min}^{H2V} \leq Cap_{H2V} \leq Cap_{max}^{H2V} \quad (3.15)$$

O limite máximo da capacidade do sistema de armazenamento por hidrogênio verde (H2V), considerando sua função como armazenamento de longo prazo, é definido em até cem vezes o pico máximo da demanda de carga, garantindo flexibilidade em cenários de elevada variabilidade de geração e consumo. Por outro lado, o limite mínimo é previsto

como zero, representando a possibilidade de não contribuir para o atendimento da demanda de carga.

O valor de  $SOC_{H2V}$  deve permanecer entre um valor máximo e mínimo de acordo com a Equação 3.16.

$$SOC_{min}^{H2V} \leq SOC_{H2V}(t) \leq SOC_{max}^{H2V} \quad (3.16)$$

Os limites de potência do H2V são representados pela Equação 3.17.

$$P_{min}^{H2V}(t) \leq |P_{H2V}(t)| \leq P_{max}^{H2V}(t) \quad (3.17)$$

A potência do eletrolisador deve ter como limite mínimo o pico máximo da demanda de carga, conforme a Equação 3.18. Os limites de potência do eletrolisador utilizado para carregar o H2V é definida de acordo com a Equação 3.19.

$$P_{min}^{el}(t) \geq P_{max}^{load} \quad (3.18)$$

$$P_{min\_nom}^{el}(t) \leq P_{el}(t) \leq P_{max\_nom}^{el}(t) \quad (3.19)$$

A potência da célula de combustível deve ter como limite mínimo o pico máximo da demanda de carga, conforme a Equação 3.20. Os limites de potência da célula de combustível utilizada para descarregar o H2V é definida pela Equação 3.21 respectivamente.

$$P_{min}^{fc} \geq P_{max}^{load} \quad (3.20)$$

$$P_{min\_nom}^{fc} \leq P_{fc}(t) \leq P_{max\_nom}^{fc}(t) \quad (3.21)$$

### 3.3.5 Restrição de Perda de Carga

A restrição de perda de carga adotada neste trabalho foi a Probabilidade de Perda de Fornecimento de Energia (LPSP, do inglês *Loss of Power Supply Probability*), que representa a proporção de energia não atendida em relação à demanda total de carga [42]. Considerando que a energia não suprida (*LPS*, do inglês *Loss of Power Supply*) no instante  $[t]$  é dada pela Equação 3.22, o valor de  $LPSP(\%)$  pode ser calculado pela Equação 3.23. A Equação 3.24, expressa o limite da restrição de perda de carga. Os valores dos limites de  $LPSP(\%)$  adotados nesse trabalho são: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%.

$$LPS(t) = P_{pc}(t)\Delta t \quad (3.22)$$

$$LPSP(\%) = \frac{\sum_{t=1}^{t_{max}} LPS(t)}{\sum_{t=1}^{t_{max}} P_{load}(t)\Delta t} \quad (3.23)$$

$$LPSP(\%) \leq LPSP_{max}(\%) \quad (3.24)$$

Onde,

$LPS(t)$ : Energia não suprida no instante  $[t]$  [ $kWh$ ];

$LPSP$ : Perda de Carga [%];

$LPSP_{max}$ : Perda de Carga máximo [%];

$P_{pc}$ : Potência de perda de carga no instante  $[t]$  [ $kW$ ];

$P_{load}$ : Potência de demanda de carga [ $kW$ ];

$t$ : Instante de tempo e

$t_{max}$ : Instante de tempo máximo.

## 4 Modelagem da Microrrede

Neste capítulo são descritos os modelos utilizados para representar as fontes de geração renováveis (fotovoltaica, eólica e maremotriz) e os sistemas de armazenamento (baterias de lítio e hidrogênio verde), bem como os modelos de custos associados. Adicionalmente, são detalhadas as estratégias de operação e a análise do balanço de potência da microrrede, proporcionando uma compreensão abrangente dos aspectos técnicos e operacionais envolvidos.

### 4.1 Modelo de Geração Fotovoltaico

A potência de geração dos painéis fotovoltaicos (FV) no instante  $t$  pode ser descrita pela Equação 4.1. Essa potência é influenciada pela irradiação solar e temperatura que incide sobre os painéis FV e também considera fatores externos que reduzem a geração, como sombreamento, poeira, perdas nas conexões, etc [51]. O modelo FV adotado utiliza o painel FV CS6W-550MS, fabricado pela Canadian Solar, com potência nominal de 550 W e eficiência de 21,3% [58].

$$P_{pv}(t) = N_{pv} P_{nom}^{pv} f_{pv} \left( \frac{G(t)}{1kW/m^2} \right) (1 + \alpha(T_C - T_{TSTC})) \quad (4.1)$$

Onde,

$N_{pv}$ : Quantidade de painéis fotovoltaicos [*und*];

$P_{nom}^{pv}$ : Potência nominal de cada painel fotovoltaico [*kW*];

$f_{pv}$ : Fator de redução para a geração fotovoltaica [%];

$G(t)$ : Valor de irradiação que incide sobre os painéis no instante  $t$  [*kW/m<sup>2</sup>*];

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura do painel, cujo valor típico, varia entre 0,43% a 0,47% °C;

$T_C$ : Temperatura dos painéis FV [°C] e

$T_{TSTC}$ : Temperatura de operação nominal dos painéis FV [25°C].

### 4.2 Modelo de Geração Eólica

O modelo utilizado para estimar a potência de geração através da turbina eólica é composto por duas etapas. A primeira etapa tem a finalidade de extrapolar a velocidade do vento à altura do eixo da turbina. As medições de velocidade de vento podem ser realizadas em uma altura diferente em que as turbinas são instaladas. Neste caso, torna-se

necessário estimar a velocidade do vento na altura do eixo das turbinas a partir das medições existentes, de acordo com a Equação 4.2.

$$v_{wind} = v_{data} \left( \frac{\frac{\log(H_t)}{z_0}}{\frac{\log(H_{data})}{z_0}} \right) \quad (4.2)$$

Onde,

$v_{data}$ : Velocidade do vento medida na altura  $H_{data}$  [m/s];

$H_t$ : Altura do eixo da turbina eólica em relação ao solo [m/s];

$H_{data}$ : Altura de medição da velocidade de vento [m/s] e

$z_0$ : Valor de rugosidade.

O valor da rugosidade  $z_0$  pode ser consultado na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores Típicos de rugosidade.

<b>Tipo de cobertura</b>	<b>Faixa de Rugosidade <math>z_0</math> (m)</b>
Áreas urbanas	0,4 - 3,0
Florestas	0,4 - 0,8
Caatinga	0,1 - 0,4
Cerrado	0,1 - 0,4
Culturas agrícolas	0,02 - 0,05
Pastagens	0,02 - 0,05
Solo exposto	0,001 - 0,01
Corpos d'água (lagos,oceanos)	0,0002 - 0,001

Fonte: [51].

Posteriormente, a segunda etapa permite estimar a potência gerada pela turbina a partir da velocidade do vento extrapolada.

O modelo eólico utiliza a turbina Excel 7,5kW Wind Generator da fabricante Bergey apresentada na Figura 4.1 [59]. A tabela 4.2 mostra as especificações da turbina eólica.



Figura 4.1 – Turbina Bergey Excel 7,5 kW.

Fonte: [59].

Tabela 4.2 – Especificações da turbina eólica.

Parâmetro	Especificação	Valor
$P_{nom}^{wind}$	Potência Nominal	7,5 kW
$v_{in}^{wind}$	Velocidade de partida da turbina	3 m/s
$v_{out}^{wind}$	Velocidade de parada da turbina	15,6 m/s
$v_{nom}^{wind}$	Velocidade Nominal da turbina	13 m/s

Fonte: [59].

A curva de potência da turbina eólica disponibilizada pelo fabricante é modelada por uma função polinomial de ordem 9, da velocidade do vento, representada por  $PL(v_{wind})$ , pela Equação 4.3. A curva de potência de uma turbina indica a potência fornecida pela turbina em função da velocidade de vento disponível. A curva de potência da turbina eólica apresentada na Figura 4.2, mostra o função polinomial em comparação com a curva de potência disponibilizada pelo fabricante.

$$\begin{aligned}
 PL(v_{wind}) = & (8e^{-6})v_{wind}^9 - (5,7e^{-4})v_{wind}^8 + 0,0178v_{wind}^7 - 0,316v_{wind}^6 + \dots \\
 & \dots + 3,51v_{wind}^5 - 25,29v_{wind}^4 + 117,99v_{wind}^3 - 343v_{wind}^2 + 562,59v_{wind} - 396
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Onde,

 $PL(v_{wind})$ : Função polinomial da velocidade de vento.

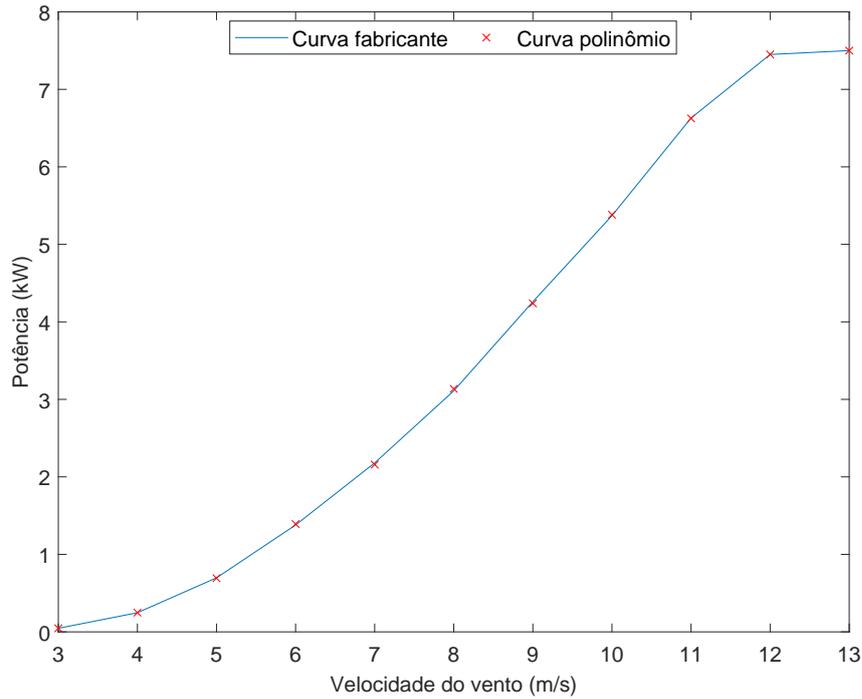


Figura 4.2 – Curva de potência - Turbina Eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A potência de geração das turbinas eólicas é modelada pela Equação 4.4.

$$P_{model}^{wind} = \begin{cases} 0 & \text{se } v_{wind} < v_{in}^{wind} \\ PL(v_{wind}) & \text{se } v_{in}^{wind} \leq v_{wind} \leq v_{nom}^{wind} \\ P_{nom}^{wind} & \text{se } v_{nom}^{wind} \leq v_{wind} \leq v_{out}^{wind} \\ 0 & \text{se } v_{wind} > v_{out}^{wind} \end{cases} \quad (4.4)$$

Onde,

$P_{model}^{wind}$ : Potência modelada de uma turbina eólica [kW];

$v_{wind}$ : Velocidade do vento [m/s];

$v_{in}^{wind}$ : Velocidade de partida da turbina eólica [m/s];

$v_{out}^{wind}$ : Velocidade de parada da turbina eólica [m/s];

$v_{nom}^{wind}$ : velocidade nominal da turbina eólica [m/s];

$P_{nom}^{wind}$ : Potência nominal da turbina eólica [kW].

Se a velocidade do vento for menor que a velocidade de partida da turbina, a potência de geração será igual a zero. Quando a velocidade do vento estiver entre a velocidade de partida e a velocidade nominal da turbina, a potência é obtida através da função polinomial da velocidade do vento, expressa por  $PL(v_{wind})$  (Equação 4.3). Quando a velocidade do vento estiver entre a velocidade nominal e a velocidade de parada da turbina, a potência será igual a potência nominal da turbina. E por fim, quando a velocidade do

vento for maior que a velocidade de parada da turbina, a potência de geração será igual a zero.

A potência modelada será multiplicada pela quantidade de turbinas instaladas, conforme a Equação 4.5. Nesse modelo eólico não será considerado o efeito de turbulências entre as turbinas eólicas.

$$P_{wind} = N_{wind} P_{model}^{wind} \quad (4.5)$$

Onde,

$N_{wind}$ : Quantidade de turbinas eólicas [*und*];

$P_{model}^{wind}$ : Potência modelada de uma turbina eólica [*kW*];

### 4.3 Modelo de Geração Maremotriz

O modelo maremotriz utiliza a turbina Smart Monofloat Turbine de 5 kW apresentada na Figura 4.3. A Tabela 4.3 mostra as especificações da turbina maremotriz.



Figura 4.3 – Turbina Smart Monofloat.

Fonte: [60].

Tabela 4.3 – Especificações da turbina maremotriz.

Parâmetro	Especificação	Valor
$P_{nom}^{tidal}$	Potência Nominal	5 kW
$v_{in}^{tidal}$	Velocidade de partida da turbina	0.5 m/s
$v_{out}^{tidal}$	Velocidade de parada da turbina	2.8 m/s
$v_{nom}^{tidal}$	Velocidade Nominal da turbina	2.8 m/s

Fonte: [60].

A curva de potência da turbina maremotriz disponibilizada pelo fabricante é modelada por uma função polinomial de ordem 5, da corrente de maré, representada por  $PL(v_{tidal})$ , pela Equação 4.6. A curva de potência de uma turbina indica a potência fornecida pela turbina em função da corrente de maré disponível. A curva de potência da turbina maremotriz apresentada na Figura 4.4, mostra o função polinomial em comparação com a curva de potência disponibilizada pelo fabricante.

$$PL(v_{tidal}) = 0,0542v_{tidal}^5 - 0,387v_{tidal}^4 + 1,134v_{tidal}^3 - 0,486v_{tidal}^2 + 0,876v_{tidal} - 0,803 \quad (4.6)$$

Onde,

$PL(v_{tidal})$ : Função polinomial da velocidade de corrente de maré.

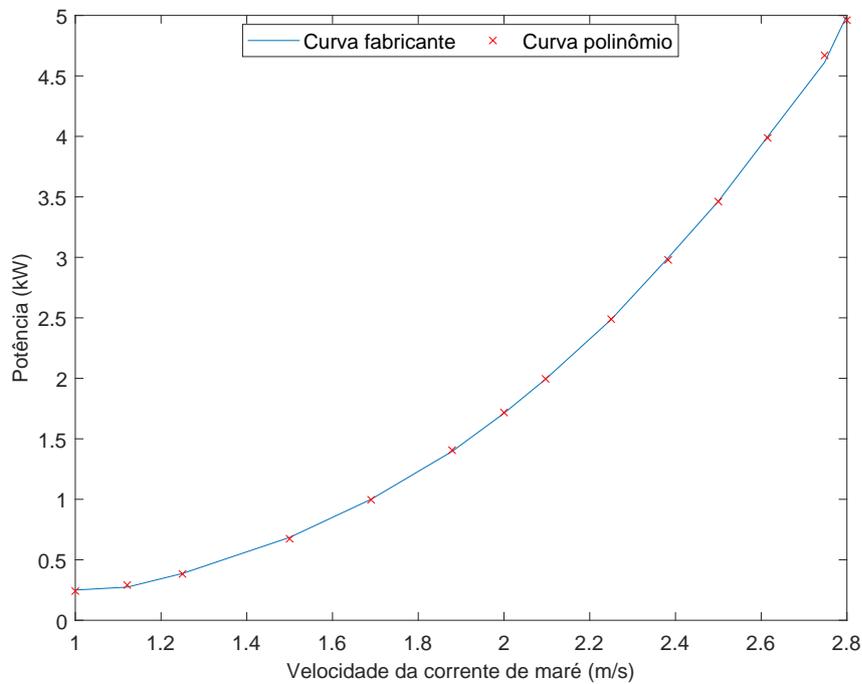


Figura 4.4 – Curva de potência da turbina maremotriz.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A potência de geração das turbinas maremotriz é modelada pela Equação 4.7.

$$P_{model}^{tidal} = \begin{cases} 0 & \text{se } v_{tidal} < v_{in}^{tidal} \\ PL_{tidal}(v) & \text{se } v_{in}^{tidal} \leq v_{tidal} \leq v_{nom}^{tidal} \\ P_{tidal_{nom}} & \text{se } v_{nom}^{tidal} \leq v_{tidal} \leq v_{out}^{tidal} \\ 0 & \text{se } v_{tidal} > v_{out}^{tidal} \end{cases} \quad (4.7)$$

Onde,

$P_{model}^{tidal}$ : Potência modelada de uma turbina eólica [kW];

- $v_{tidal}$ : Velocidade da corrente de maré [ $m/s$ ];  
 $v_{in}^{tidal}$ : Velocidade de partida da turbina maremotriz [ $m/s$ ];  
 $v_{out}^{tidal}$ : Velocidade de parada da turbina maremotriz [ $m/s$ ];  
 $v_{nom}^{tidal}$ : Velocidade nominal da turbina maremotriz [ $m/s$ ];  
 $PL(v_{tidal})$ : Função polinomial da curva de potência maremotriz;  
 $P_{nom}^{tidal}$ : Potência nominal da turbina maremotriz [ $kW$ ].

Da forma análoga ao modelo eólico, se a velocidade da corrente de maré for menor que a velocidade de partida da turbina, a potência de geração será igual a zero. Quando a velocidade da corrente de maré estiver entre a velocidade de partida e a velocidade nominal da turbina, a potência maremotriz é obtida através da função polinomial da velocidade da corrente de maré, representada por  $PL(v_{tidal})$  (Equação 4.6). Quando a velocidade da corrente de maré estiver entre a velocidade nominal e a velocidade de parada da turbina, a potência será igual a potência nominal da turbina. E por fim, quando a velocidade da corrente de maré for maior que a velocidade de parada da turbina, a potência de geração será igual a zero.

A potência modelada será multiplicada pela quantidade de turbinas instaladas, conforme a Equação 4.8. Nesse modelo maremotriz não será considerado o efeito de turbulências entre as turbinas maremotriz.

$$P_{tidal} = N_{tidal} P_{model}^{tidal} \quad (4.8)$$

Onde,

- $N_{tidal}$ : Quantidade de turbinas maremotriz [ $und$ ];  
 $P_{model}^{tidal}$ : Potência modelada de uma turbina maremotriz [ $kW$ ];

## 4.4 Modelo de Armazenamento do BESS

O BESS é um sistema de armazenamento de energia composto por baterias. Neste modelo de BESS, estão sendo utilizadas baterias do tipo íons de lítio. As taxas de carga e descarga são significativamente maiores em comparação com as baterias de chumbo-ácido, assim como a profundidade de descarga das baterias de lítio. No entanto, neste modelo de BESS, a degradação do estado de vida das baterias de lítio não está sendo considerada, pois está sendo analisado apenas o primeiro ano de operação do sistema. É importante observar que uma bateria de lítio tem uma média de vida útil de aproximadamente 8 a 15 anos a depender da profundidade de carga. [61].

A capacidade nominal de armazenamento do BESS pode ser calculado pela Equação

4.9. Essa Equação considera a capacidade nominal de cada bateria, tensão nominal, e também os quantidade de baterias em série que formam um arranjo e a quantidade de arranjos em paralelo.

$$Cap_{nom}^{BESS} = \frac{Cap_{nom}^{bat} V_{bat} N_s^{bat} N_p^{bat}}{1000} \quad (4.9)$$

Onde,

$Cap_{nom}^{BESS}$ : Capacidade nominal de armazenamento do BESS [ $kWh$ ];

$Cap_{nom}^{bat}$ : Capacidade nominal da bateria [ $Ah$ ];

$V_{bat}$ : Tensão nominal da bateria [ $V$ ] e

$N_s^{bat}$ : Quantidade de baterias em série [ $und$ ] e

$N_p^{bat}$ : Quantidade de baterias em paralelo [ $und$ ].

A potência do BESS no instante  $t$  pode ser representada pela Equação 4.10. Essa Equação é composta pelas potências de carga e descarga do BESS, incluindo os seus valores de rendimento. Os valores da potência do BESS serão positivos em caso de carga e negativos para descarga.

$$P_{BESS}(t) = P_c(t)\eta_c - \frac{P_d(t)}{\eta_d} \quad (4.10)$$

Onde,

$P_{BESS}(t)$ : potência do BESS no instante  $t$  [ $kW$ ];

$P_c$ : potência de entrada do BESS, carga [ $kW$ ];

$\eta_c$ : Rendimento para carga do BESS [%];

$P_d$ : potência de saída do BESS, descarga [ $kW$ ] e

$\eta_d$ : rendimento para descarga do BESS [%].

O C-rate é a taxa de carga e descarga de uma bateria. Para baterias de lítio é utilizado o C-rate 1C, ou seja, carga ou descarga completa em 1 hora em corrente máxima. As potências máximas de carga e descarga do BESS no instante  $t$  são representadas pelas equações 4.11 e 4.12 respectivamente.

$$P_{max\_Crate}^c = Cap_{nom}^{BESS} C_{rate}_c \quad (4.11)$$

$$P_{max\_Crate}^d = Cap_{nom}^{BESS} C_{rate}_d \quad (4.12)$$

Onde,

$C_{rate}_c$ : Taxa de carga do BESS e

$C_{rate}_d$ : Taxa de descarga do BESS.

O SOC é a estimativa do estado de carga do BESS, sendo a razão entre a quantidade atual de carga da bateria e a máxima carga que a BESS pode armazenar. É expresso pela Equação 4.13.

$$SOC = \frac{(Q_0 + Q)}{Q_{max}} \quad (4.13)$$

Onde,

$SOC_{BESS}$ : SOC [%];

$Q_0$ : Estado de carga inicial da bateria [Ah];

$Q$ : Quantidade de carga fornecido ou retirado da bateria ao longo de sua operação [Ah] e

$Q_{max}$ : Máxima carga que a bateria pode armazenar [Ah];

A Equação 4.14 representa o valor do  $SOC_{BESS}(\%)$ , sendo a razão entre o SOC atual e o SOC máximo do BESS.

$$SOC_{BESS}(\%) = \frac{SOC_{BESS}(t)}{SOC_{max}^{BESS}} \quad (4.14)$$

O valor do SOC no instante  $t$  pode ser expressa pela Equação 4.15.

$$SOC_{BESS}(t) = SOC_{BESS}(t - 1) + P_{BESS}(t)\Delta t \quad (4.15)$$

Onde,

$SOC_{BESS}(t)$ : SOC do BESS no instante  $t$  [kWh] e

$SOC_{BESS}(t - 1)$ : SOC do BESS no instante  $t$  anterior [kWh].

O valor do SOC máximo do BESS pode ser representado pela Equação 4.16.

$$SOC_{max}^{BESS} = Cap_{nom}^{BESS} \quad (4.16)$$

A Equação 4.17 representa a profundidade máxima de descarga do BESS.

$$DOD_{BESS} = SOC_{max}^{BESS} - SOC_{min}^{BESS} \quad (4.17)$$

## 4.5 Modelo de Armazenamento do H2V

O H2V é o sistema de armazenamento de energia por hidrogênio verde, sendo composto por três componentes principais: eletrolisador, responsável por converter o excedente de energia em hidrogênio verde; o tanque de armazenamento de H2V e a célula

de combustível, responsável por converter o hidrogênio verde armazenado em energia elétrica.

A Equação 4.18 representa a potência do H2V no instante  $t$ . Essa Equação é composta pelas potências do eletrolisador e da célula de combustível, incluindo os seus valores de rendimento. A potência de carga do H2V será igual a potência de entrada do eletrolisador, enquanto que potência de descarga do H2V será igual a potência de saída da célula de combustível. Os valores da potência do H2V serão positivos em caso de carga e negativos para descarga.

$$P_{H2V}(t) = P_{el}(t)\eta_{el} - \frac{P_{fc}(t)}{\eta_{fc}} \quad (4.18)$$

Onde,

$P_{H2V}$ : potência do H2V [ $kW$ ];

$P_{el}$ : potência de entrada do eletrolisador [ $kW$ ];

$\eta_{el}$ : Rendimento do eletrolisador [%] e

$P_{fc}$ : potência de saída da célula de combustível [ $kW$ ].

$\eta_{fc}$ : Rendimento da célula de combustível [%].

O  $SOC_{H2V}$  é a estimativa do estado de carga do H2V, sendo a razão entre o SOC atual e o SOC máximo que a H2V pode armazenar. A Equação 4.19 representa o valor do  $SOC_{H2V}$  (%).

$$SOC_{H2V}(\%) = \frac{SOC_{H2V}(t)}{SOC_{max}^{H2V}} \quad (4.19)$$

O valor do SOC do H2V no instante  $t$  pode ser expressa pela Equação 4.20.

$$SOC_{H2V}(t) = SOC_{H2V}(t-1) + P_{H2V}(t)\Delta t \quad (4.20)$$

Onde,

$SOC_{H2V}(t)$ : SOC do BESS no instante  $t$  [ $kWh$ ] e

$SOC_{H2V}(t-1)$ : SOC do BESS no instante  $t$  anterior [ $kWh$ ].

O SOC máximo do H2V é representado pela Equação 4.21. O valor da capacidade nominal do H2V está representada em kWh.

$$SOC_{max}^{H2V} = Cap_{nom}^{H2V} \quad (4.21)$$

A Equação 4.22 representa a profundidade máxima de descarga do H2V.

$$DOD_{H2V} = SOC_{max}^{H2V} - SOC_{min}^{H2V} \quad (4.22)$$

## 4.6 Modelo de Custos

O custo total de instalação é expresso pela Equação 4.23. O custo de instalação considera a quantidade ou a capacidade total de cada equipamento da microrrede. Os custos de instalação do H2V consideram o eletrolisador e a célula de combustível.

$$C_i = (N_{pv}C_i^{pv}) + (N_{wind}C_i^{wind}) + (N_{tidal}C_i^{tidal}) + (Cap_{BESS}C_i^{BESS}) + (Cap_{H2V}C_i^{H2V}) \quad (4.23)$$

Onde,

$C_i$ : Custo total de instalação [\$];

$N_{pv}$ : Quantidade de painéis FV [und];

$N_{wind}$ : Quantidade de turbinas eólicas [und];

$N_{tidal}$ : Quantidade de turbinas maremotriz [und];

$Cap_{BESS}$ : Capacidade do BESS [kWh];

$Cap_{H2V}$ : Capacidade do H2V [kWh];

$C_i^{pv}$ : Custo de instalação de painéis FV [\$/und];

$C_i^{wind}$ : Custo de instalação de turbinas eólicas [\$/und];

$C_i^{tidal}$ : Custo de instalação de turbinas maremotriz [\$/und];

$C_i^{BESS}$ : Custo de instalação do BESS [\$/kWh] e

$C_i^{H2V}$ : Custo de instalação do H2V (eletrolisador e a célula de combustível) [\$/kWh].

O custo de operação e manutenção (O&M) expresso pela Equação 4.24, demonstra a custo anual de manutenção e operação de equipamento. Os valores de operação de manutenção são reajustados a cada ano de acordo com o valor de juros aplicados ao tempo de vida da simulação. Os custos de O&M do H2V consideram o eletrolisador e a célula de combustível.

$$C_{om} = \sum_{k=1}^{k_{max}} \frac{(N_{pv}C_{om}^{pv})^k + (N_{wind}C_{om}^{wind})^k + (N_{tidal}C_{om}^{tidal})^k + (Cap_{BESS}C_{om}^{BESS})^k + (Cap_{H2V}C_{om}^{H2V})^k}{(1 + J_{om})^k} \quad (4.24)$$

Onde,

$C_{om}$ : Custo total de O&M [\$];

$C_{om}^{pv}$ : Custo de O&M dos painéis FV [\$];

- $C_{om}^{wind}$ : Custo de O&M das turbinas eólicas [\$];  
 $C_{om}^{tidal}$ : Custo de O&M das turbinas maremotriz [\$];  
 $C_{om}^{BESS}$ : Custo de O&M do BESS [\$];  
 $C_{om}^{H2V}$ : Custo de O&M do H2V (eletrolisador e a célula de combustível) [\$];  
 $J_{om}$ : Juros anual de O&M [%];  
 $k$ : Ano de início do projeto [ano] e  
 $k_{max}$ : Tempo de vida do projeto [ano].

O custo de substituição é dado pela Equação 4.25. Cada equipamento (painéis FV, turbinas eólicas e maremotriz, BESS e H2V) terá um tempo de vida diferente. O valor de substituição terá um reajuste de acordo com o tempo de vida da simulação. Os custos de substituição do H2V consideram o eletrolisador e a célula de combustível.

$$C_s = \sum_{k=1}^{k_{max}} \frac{(N_{pv}C_s^{pv})^k + (N_{wind}C_s^{wind})^k + (N_{tidal}C_s^{tidal})^k + (Cap_{BESS}C_s^{BESS})^k + (Cap_{H2V}C_s^{H2V})^k}{(1 + J_s)^k} \quad (4.25)$$

Onde,

- $C_s$ : Custo total de substituição [\$];  
 $C_s^{pv}$ : Custo de substituição dos paineis FV [\$/und];  
 $C_s^{wind}$ : Custo de substituição das turbinas eólicas [\$/und];  
 $C_s^{tidal}$ : Custo de substituição das turbinas maremotriz [\$/und];  
 $C_s^{BESS}$ : Custo de substituição do BESS [\$/kWh];  
 $C_s^{H2V}$ : Custo de substituição do H2V (eletrolisador e a célula de combustível) [\$/kWh];  
 $J_s$ : Juros anual de substituição [%];  
 $k$ : Ano de início do projeto [ano] e  
 $k_{max}$ : Tempo de vida do sistema [ano].

O custo total da microrrede é definida pela Equação 4.26, ou seja, o somatório dos custos de instalação, substituição, operação e manutenção de todos os equipamentos da microrrede.

$$C_{total} = C_i + C_{om} + C_s \quad (4.26)$$

## 4.7 Geração Renovável Total

A geração renovável total será o somatório de potência gerada pelas fontes renováveis disponíveis na microrrede, sendo elas geração fotovoltaica, eólica e maremotriz. A geração

total é representada pela seguinte Equação:

$$P_{gr}(t) = P_{pv}(t) + P_{wind}(t) + P_{tidal}(t) \quad (4.27)$$

Onde,

$P_{gr}$ : Geração renovável total [ $kW$ ];

$P_{pv}$ : Geração fotovoltaica [ $kW$ ];

$P_{wind}$ : Geração eólica [ $kW$ ] e

$P_{tidal}$ : Geração maremotriz [ $kW$ ].

## 4.8 Potência Vertida Total

A Potência vertida total ( $P_{vertida}$ ) é representada na Equação 4.28, composta pelo somatório dos excessos de energia das fontes renováveis no instante  $t$  da operação da microrrede.

$$P_{vertida}(t) = P_{vertida}^{PV}(t) + P_{vertida}^{WIND}(t) + P_{vertida}^{TIDAL}(t) \quad (4.28)$$

Onde,

$E_{vertida}$ : Energia vertida total [ $kWh$ ]

$P_{vertida}^{PV}$ : Potência vertida FV no instante  $t$  [ $kW$ ];

$P_{vertida}^{WIND}$ : Potência vertida Eólica no instante  $t$  [ $kW$ ];

$P_{vertida}^{TIDAL}$ : Potência vertida Maremotriz no instante  $t$  [ $kW$ ];

$tmax$ : Instante de tempo máximo;

$t$ : Instante de tempo de operação.

## 4.9 Estratégia de operação

A estratégia de operação da microrrede zero carbono apresentada neste trabalho adota a abordagem de seguidor de carga, onde a prioridade de atendimento da demanda é dada às fontes renováveis. Quando a geração renovável não é suficiente para suprir a carga, os sistemas de armazenamento, compostos pelo BESS e H2V, são acionados para complementar o fornecimento de energia. A cada instante de operação, o sistema da microrrede é analisado para garantir o atendimento da demanda, respeitando as restrições de perda de carga estabelecidas.

No instante  $t$  de operação da microrrede, é verificado se a geração renovável total  $P_{gr}$  será suficiente para atender a demanda de carga. Se  $P_{gr}$  for igual à demanda, apenas

$P_{gr}$  será utilizada para suprir a demanda de carga. Caso  $P_{gr}$  seja maior que a demanda de carga, a demanda será plenamente suprida e o excedente de potência será direcionado para carregar os sistemas de armazenamento BESS e H2V. Se ainda houver excesso de potência disponível, a demanda de carga estiver atendida e os sistemas de armazenamento estiverem com suas capacidades máximas, ocorrerá o corte de geração, a fim de evitar possíveis problemas à microrrede. Essa potência excedente que não será utilizada é considerada como potência vertida.

Quando  $P_{gr}$  for menor que a demanda de carga em um determinado instante de operação da microrrede, será verificado se os sistemas de armazenamento têm capacidade para suprir a demanda. Primeiramente, é avaliado se o BESS é capaz de complementar o fornecimento de energia. Caso o BESS não tenha carga suficiente para atender a demanda, o sistema de armazenamento a H2V será acionado. O BESS é priorizado para acionamento devido à sua natureza de armazenamento de curto prazo, sendo projetado para operar com maior frequência e lidar com variações rápidas de carga e geração. Em contrapartida, o armazenamento de H2V é reservado para aplicações de longo prazo, com menor frequência de uso devido, ao tempo adicional necessário para a conversão de energia elétrica para hidrogênio e, posteriormente, de hidrogênio para energia elétrica.

Se, em um determinado instante  $t$ , as fontes renováveis, juntamente com os sistemas de armazenamento, não forem suficientes para suprir a demanda de carga, ocorrerá uma perda de carga.

A Figura 4.5 apresenta o fluxograma da estratégia de operação da microrrede zero carbono, conforme descrito pela Equação 3.4. O balanço de potência da microrrede zero carbono é executado ao longo do tempo de vida  $t_{max}$ , e opera em intervalos de tempo  $t$ , definido pela taxa de amostragem da simulação. A seguir, são descritos os blocos do fluxograma, detalhando cada etapa do processo de operação.

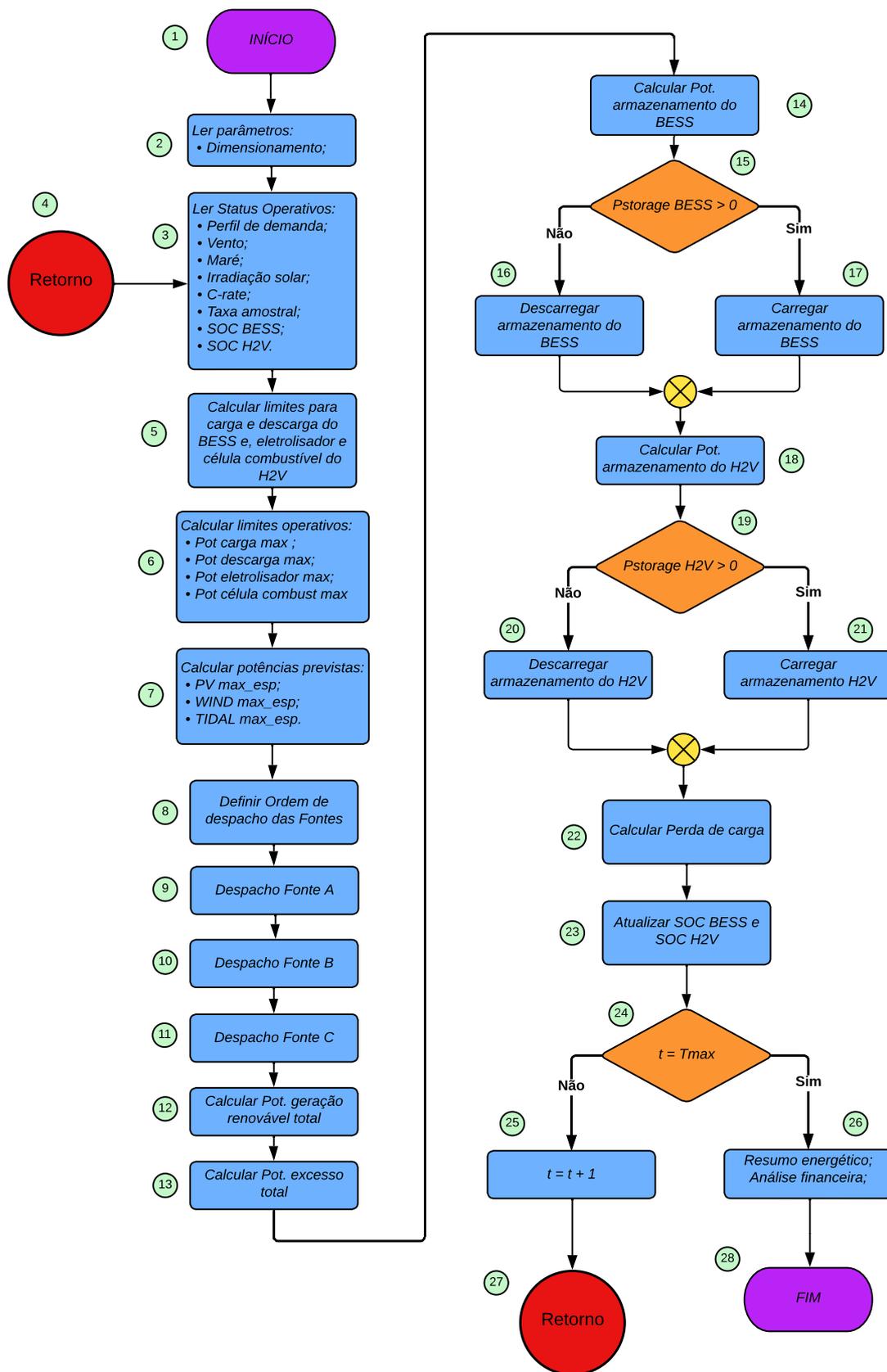


Figura 4.5 – Fluxograma - Estratégia de Operação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

1. Início do algoritmo;
2. Leitura de parâmetros iniciais: dimensionamento dos equipamentos (Painéis FV, Turbinas eólicas e maremotriz, e Capacidade BESS e H2V), conforme a Tabela 3.1;
3. Leitura de dados operativos: Perfil de demanda de carga, dados de medição da velocidade vento, corrente de maré e irradiância solar, C-rate do BESS, tempo de simulação, taxa amostral das simulações, SOC BESS inicial e SOC H2V inicial;
4. Retorno do algoritmo;
5. Calcular limites para carga (Equação 4.29) e descarga (Equação 4.30) do BESS, eletrolisador (Equação 4.31) e célula de combustível (Equação 4.32) do H2V. Esses valores representam os limites necessários para atingir o SOC mínimo e o SOC máximo dos armazenamentos BESS e H2V em cada instante de simulação;

$$\Delta SOC_{BESS}^c(t) = (SOC_{max}^{BESS} - SOC_{BESS})\Delta t \quad (4.29)$$

$$\Delta SOC_{BESS}^d(t) = (SOC_{BESS} - SOC_{min}^{BESS})\Delta t \quad (4.30)$$

$$\Delta SOC_{H2V}^{el}(t) = (SOC_{max}^{H2V} - SOC_{H2V})\Delta t \quad (4.31)$$

$$\Delta SOC_{H2V}^{fc}(t) = (SOC_{H2V} - SOC_{min}^{H2V})\Delta t \quad (4.32)$$

6. Calcular limites operativos: Potência máxima de carga (Equação 4.33) e descarga do BESS (Equação 4.34), Potência máxima do eletrolisador (Equação 4.35) e Potência máxima da célula de combustível (Equação 4.36). O limite de carga ou descarga do armazenamento tanto BESS ou H2V será o mínimo valor entre a potência máxima de carga ou descarga e os limites calculas no bloco 5.

$$P_{max}^c(t) = \min (P_{max\_Crate}^c, \Delta SOC_{BESS}^c(t)) \quad (4.33)$$

$$P_{max}^d(t) = \min (P_{max\_Crate}^d, \Delta SOC_{BESS}^d(t)) \quad (4.34)$$

$$P_{max}^{el}(t) = \min (P_{max\_nom}^{el}, \Delta SOC_{BESS}^{el}(t)) \quad (4.35)$$

$$P_{max}^{fc}(t) = \min (P_{max\_nom}^{fc}, \Delta SOC_{BESS}^{fc}(t)) \quad (4.36)$$

7. Definir ordem de despacho das fontes de geração. A ordem de despacho pode ser definida pelo fator econômico, ou outro fator que considera a característica das fontes renováveis. Durante as simulações se considerou a seguinte ordem: maremotriz, eólica e fotovoltaico, devido a características das fontes. Sendo:
  - I. Fonte de geração despachada A;
  - II. Fonte de geração despachada B;
  - III. Fonte de geração despachada C.
8. Calcular as potências máximas instalada das Fontes A (Equação 4.37), B (Equação 4.38) e C (Equação 4.39);

$$P_{maxinst}^A = N_A P_{inst}^A \quad (4.37)$$

$$P_{maxinst}^B = N_B P_{inst}^B \quad (4.38)$$

$$P_{maxinst}^C = N_C P_{inst}^C \quad (4.39)$$

Onde:

$N_A$ : Quantidade de equipamentos de geração (turbinas ou painéis) da Fonte A [und];

$N_B$ : Quantidade de equipamentos de geração (turbinas ou painéis) da Fonte B [und];

$N_C$ : Quantidade de equipamentos de geração (turbinas ou painéis) da Fonte C [und];

$P_{inst}^A$ : Potência instalada do equipamento de geração da Fonte A [kW];

$P_{inst}^B$ : Potência instalada do equipamento de geração da Fonte B [kW] e

$P_{inst}^C$ : Potência instalada do equipamento de geração da Fonte C [kW].

9. Despacho da Fonte A: Durante o despacho das fontes, a primeira fonte, pela Equação 4.40, determina a potência máxima necessária para atender à demanda de carga e carregar os sistemas de armazenamento do BESS e o H2V. A potência disponível pela Fonte A é representada pela Equação 4.41, que calcula a potência real fornecida pela Fonte A. Já a Equação 4.42 estima a potência vertida da Fonte A.

$$P_{saldo}^A = P_{load}(t) + P_{max}^c(t) + P_{max}^{el}(t) \quad (4.40)$$

$$P_{total}^A(t) = N_{atual}^A(t) P_{inst}^A \quad (4.41)$$

$$P_{vertida}^A(t) = P_{maxinst}^A - P_{total}^A(t) \quad (4.42)$$

Onde,

$N_{atual}^A(t)$ : Quantidade de turbinas máxima ou suficientes para suprir  $P_{saldo}^A$ . Se a fonte A for FV,  $N_{atual}^A(t)$  será a quantidade máxima de painéis FV [und].

10. Despacho da Fonte B: A Equação 4.43 calcula a potência que não foi suprida por  $P_{total}^A(t)$ . A potência disponível pela Fonte B é representada pela Equação 4.44, que calcula a potência real fornecida pela Fonte B. Já a Equação 4.45 estima a potência vertida da Fonte B.

$$P_{saldo}^B = P_{saldo}^A - P_{total}^A \quad (4.43)$$

$$P_{total}^B(t) = N_{atual}^B(t)P_{inst}^B \quad (4.44)$$

$$P_{vertida}^B(t) = P_{maxinst}^B - P_{total}^B(t) \quad (4.45)$$

Onde,

$N_{atual}^B(t)$ : Quantidade de turbinas máxima ou suficientes para suprir  $P_{saldo}^B$ . Se a fonte B for FV,  $N_{atual}^B(t)$  será a quantidade máxima de painéis FV [und].

11. Despacho da Fonte C: A Equação 4.46 determina a potência que não foi suprida por  $P_{total}^B(t)$ . A potência disponível pela Fonte C é representada pela Equação 4.47, que calcula a potência real fornecida pela Fonte C. Já a Equação 4.48 estima a potência vertida da Fonte C.

$$P_{saldo}^C = P_{saldo}^B - P_{total}^B \quad (4.46)$$

$$P_{total}^C(t) = N_{atual}^C(t)P_{inst}^C \quad (4.47)$$

$$P_{vertida}^C(t) = P_{maxinst}^C - P_{total}^C(t) \quad (4.48)$$

Onde,

$N_{atual}^C(t)$ : Quantidade de turbinas máxima ou suficientes para suprir  $P_{saldo}^C$ . Se a fonte C for FV,  $N_{atual}^C(t)$  será a quantidade máxima de painéis FV [und].

12. Calcular Potência de geração total (Equação 4.49);

$$P_{gr}(t) = P_A(t) + P_B(t) + P_C(t) \quad (4.49)$$

13. Calcular Potência de excesso total (Equação 4.50);

$$P_{vertida}^{total}(t) = P_{vertida}^A(t) + P_{vertida}^B(t) + P_{vertida}^C(t) \quad (4.50)$$

14. Calcular Potência de armazenamento do BESS (Equação 4.51);

$$P_{storage}^{BESS}(t) = P_{gr}(t) - P_{load}(t) \quad (4.51)$$

15. Verificar se Potência de armazenamento do BESS é maior que 0. Nesse caso verificar se a geração renovável é maior do que a demanda de carga, para carregar ou descarregar o H2V;
16. Se Potência de armazenamento do BESS for menor ou igual 0, descarregar o armazenamento do BESS conforme a Equação 4.52. Nesse caso a geração renovável é menor ou igual do que a demanda de carga, sendo necessario descarregar o BESS;

$$P_d(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } P_{storage}^{BESS}(t) \geq 0 \\ -P_{storage}^{BESS}(t) & \text{se } -P_{max}^d(t) \leq P_{storage}^{BESS}(t) < 0 \\ P_{max}^d(t) & \text{se } P_{storage}^{BESS}(t) < -P_{max}^d(t) \end{cases} \quad (4.52)$$

17. Se Potência de armazenamento do BESS for maior que 0, carregar o armazenamento do BESS conforme a Equação 4.53. Nesse caso, a geração renovável é maior do que a demanda de carga, sendo necessário carregar o BESS;

$$P_c(t) = \begin{cases} P_{max}^c(t) & \text{se } P_{storage}^{BESS}(t) > P_{max}^c(t) \\ P_{storage}^{BESS}(t) & \text{se } 0 < P_{storage}^{BESS}(t) \leq P_{max}^c(t) \\ 0 & \text{se } P_{storage}^{BESS}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (4.53)$$

18. Calcular Potência de armazenamento do H2V (Equação 4.54), considerando que Potência do BESS é igual a Equação 4.55. Nesse caso verifica-se o H2V será carregado ou descarregado. Quando o BESS não for suficiente para atender a demanda de carga, o H2V acionará para complementar a demanda de carga. Se tiver excesso de potência e o BESS tiver carregado o H2V será carregado.;

$$P_{storage}^{H2V}(t) = P_{storage}^{BESS}(t) - P_{BESS}(t) \quad (4.54)$$

$$P_{BESS}(t) = P_c(t) - P_d(t) \quad (4.55)$$

19. Verificar se Potência de armazenamento do H2V é maior que 0. Nesse caso verificar se após a utilização do BESS, o H2V irá carregar ou descarregar;

20. Se Potência de armazenamento do H2V for menor igual a 0, descarregar o armazenamento do H2V conforme a Equação 4.56. Nesse caso, o BESS não foi suficiente para atender a demanda de carga;

$$P_{fc}(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } 0 \geq P_{storage}^{H2V}(t) \\ -P_{storage}^{H2V}(t) & \text{se } -P_{max}^{fc}(t) \leq P_{storage}^{H2V}(t) \leq 0 \\ P_{max}^{fc}(t) & \text{se } P_{storage}^{H2V}(t) < -P_{max}^{fc}(t) \end{cases} \quad (4.56)$$

21. Se Potência de armazenamento do H2V for maior que 0, carregar o armazenamento do H2V conforme a Equação 4.57. Nesse caso, a excesso de potência foi suficiente para carregar o H2V;

$$P_{el}(t) = \begin{cases} P_{max}^{el}(t) & \text{se } P_{storage}^{H2V}(t) > P_{max}^{el}(t) \\ P_{storage}^{H2V}(t) & \text{se } 0 < P_{storage}^{H2V}(t) \leq P_{max}^{el}(t) \\ 0 & \text{se } P_{storage}^{H2V}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (4.57)$$

22. Calcular Potência da perda de carga conforme a Equação 4.58. Nesse caso, calcula-se a potência do corte da demanda de carga;

$$P_{pc}(t) = \begin{cases} (P_{storage}^{H2V}(t) + P_{max}^d(t)) & \text{se } P_{storage}^{H2V}(t) < -P_{max}^{fc}(t) \\ 0 & \text{se } \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (4.58)$$

23. Atualizar valores de SOC BESS e SOC H2V;
24. Verificar se instante de tempo atual é igual o instante de tempo máximo;
25. Se instante de tempo atual for diferente do instante máximo, incrementar mais 1 instante de tempo;
26. Se instante de tempo atual for igual do instante máximo, gerar resumo energético da operação da microrrede e realizar análise financeira;
27. Retornar ao bloco 3;
28. Final do algoritmo;

## 4.10 Modelo do Otimizador

O Algoritmo Genético (AG) será utilizado para otimizar os dimensionamentos propostos da microrrede zero carbono.

Os AG têm se consolidado como uma das ferramentas mais eficazes para resolver problemas de otimização complexos, principalmente em sistemas de energia e microrredes. Inspirados em princípios da evolução biológica, esses algoritmos utilizam operadores como seleção, cruzamento (crossover) e mutação para explorar espaços de busca amplos e identificar soluções que se aproximam do ótimo global. Essa abordagem é particularmente eficaz para lidar com problemas multiobjetivo e cenários de alta incerteza. A Figura 4.6 apresenta o fluxograma da operação do algoritmo genético.

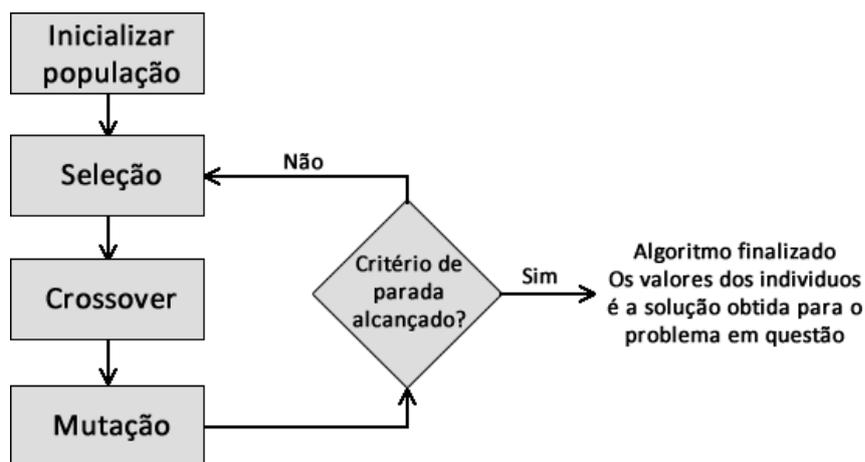


Figura 4.6 – Fluxograma - Algoritmo Genético.

Fonte: [62].

A base de um AG é formada por uma população de soluções candidatas, onde cada indivíduo representa uma possível solução para o problema. Esses indivíduos são avaliados por meio de funções objetivo que medem sua qualidade em relação aos critérios definidos. O autor [45] enfatiza que a diversidade inicial da população é essencial para permitir que o algoritmo explore eficientemente o espaço de busca e evite convergência prematura para soluções subótimas. Essa característica é particularmente relevante em sistemas de geração de energia híbridos, onde há grande variabilidade nos recursos renováveis e na demanda.

Ao longo das gerações, a população evolui com a aplicação de operadores genéticos. A seleção é o primeiro passo do processo evolutivo e define quais indivíduos irão participar das próximas etapas com base em sua aptidão. Métodos comuns incluem a roleta proporcional e o torneio, nos quais os indivíduos mais adaptados têm maior chance de serem selecionados. Após a seleção, ocorre o crossover, no qual pares de indivíduos "pais" trocam informações genéticas para gerar novos "filhos". Essa etapa é essencial para combinar características vantajosas de diferentes indivíduos e criar soluções mais promissoras. O operador de mutação, por sua vez, introduz variações aleatórias nos cromossomos, garantindo a diversidade genética e ajudando o algoritmo a escapar de máximos ou mínimos locais. Por fim, o elitismo assegura que as melhores soluções de uma geração sejam preservadas na próxima, mantendo a qualidade geral da população e favorecendo a busca por soluções

ótimas.

Nos problemas de otimização multiobjetivo, os AG buscam identificar a fronteira de Pareto, composta por soluções que não podem ser melhoradas em um objetivo sem comprometer pelo menos outro. Essas soluções são classificadas como não dominantes, pois nenhuma outra solução na população as supera em todos os objetivos. Por outro lado, uma solução é considerada dominante se for melhor que outra em pelo menos um objetivo, sem ser pior nos demais. Os autores [41] ressaltam que o uso da fronteira de Pareto nos AG permite representar uma variedade de compromissos entre objetivos conflitantes, como custo, confiabilidade e eficiência energética, oferecendo aos tomadores de decisão um conjunto de soluções diversificado e equilibrado.

Portanto, os AG continuam sendo ferramentas indispensáveis na otimização de sistemas de energia, especialmente em contextos multiobjetivo. A capacidade de selecionar, combinar e modificar soluções por meio dos operadores de seleção, crossover, mutação e elitismo, juntamente com a exploração da fronteira de Pareto, garante que os AG forneçam soluções robustas e eficientes para problemas desafiadores e de alta complexidade. Ao equilibrar esses elementos, os AG se consolidam como uma abordagem poderosa e versátil para atender aos desafios modernos em sistemas de energia.

A modelagem e otimização da microrrede zero carbono, foram realizadas no ambiente *MATLAB*, utilizando o *Toolbox Global Optimization* para implementar o Algoritmo Genético no dimensionamento da microrrede proposta. Nas simulações foram utilizadas 500 gerações, com uma população de 100 indivíduos, as taxas de cruzamento, mutação e elitismo foram de 10%, 5% e 5% respectivamente. Foram utilizados apenas números inteiros na otimização. Scripts e funções customizadas foram desenvolvidos para simular a operação do sistema, gerenciar o controle de geração e armazenamento de energia, além de realizar a análise de desempenho com base nos parâmetros operacionais e técnicos previamente definidos para a microrrede.

A Figura 4.7 apresenta o fluxograma de operação do AG. No início são levantados dados iniciais, dados da função objetivo, restrições, variáveis de controle, dados de geração e armazenamento e modelagem dos equipamentos da microrrede zero carbono. Logo em seguida é executado o balanço de potência de operação e verificação de perda de carga. A cada nova população, o algoritmo é executado, seguindo a função multiobjetivo, respeitando todas as restrições e verificando os critérios de parada. São realizadas a seleção dos melhores indivíduos, são realizados o crossover e a mutação entre esses indivíduos para melhor aproveitamento do campo de busca das variáveis de controle. As melhores soluções são mantidas para as próximas gerações. Ao final do fluxograma são apresentadas cada etapa do processo de operação.

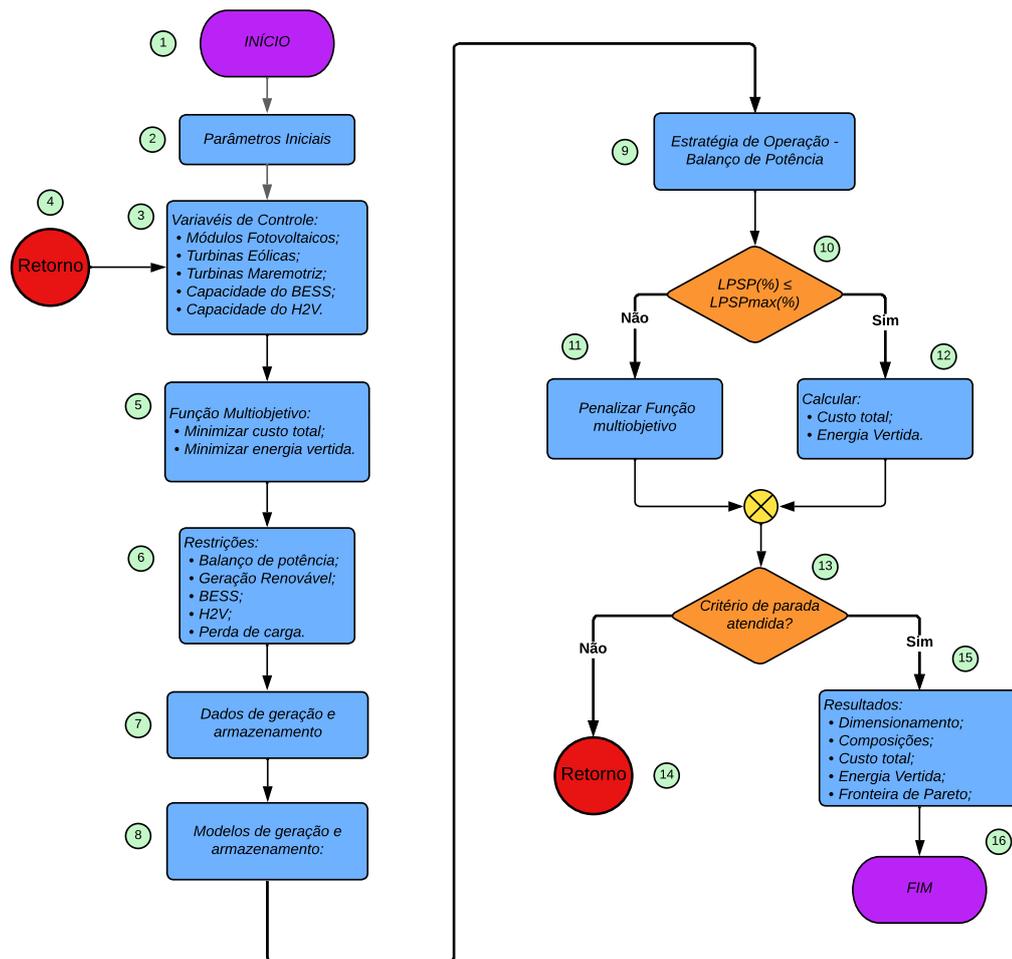


Figura 4.7 – Fluxograma - Algoritmo Genético.

Fonte: Elaborada pelo autor.

1. Início do algoritmo;
2. Parâmetros iniciais de entrada do algoritmo;
3. Definição das variáveis de controle;
4. retornar para uma nova população;
5. Definição da função multiobjetivo: minimizar custo total e minimizar energia vertida;
6. Definição das restrições utilizadas como: balanço de potência, limites relacionados a geração renovável, BESS, H2V e perda de carga;
7. Importação de dados primários de geração e armazenamento;
8. Modelagem de fontes de geração e armazenamento;
9. Execução das estratégias de operação do balanço de potência;

10. Verificar se perda de carga(LPSP(%)) é menor ou igual que restrição máxima determinada;
11. Se a restrição de perda de carga não for atendida, penalizar a função multiobjetivo;
12. Se a restrição de perda de carga for atendida, calcular a função multiobjetivo, custo total e energia vertida
13. verificar se o critério de parada for atendida. Os critérios utilizados são quantidade máxima de gerações alcançadas ou dez resultados próximos consecutivos, seguindo tolerância definida entre os resultados.
14. Retorno ao início do algoritmo, uma nova população;
15. Se critério de parada for atendida são gerados os resultados do otimizador;
16. Final do algoritmo.

## 5 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações realizadas para a análise da operação de uma microrrede zero carbono composta por fontes de energia renovável, como fotovoltaica (FV), eólica e maremotriz, combinadas com sistemas de armazenamento em baterias (BESS) e hidrogênio verde (H2V). Primeiramente, são descritos os dados de entrada da microrrede, incluindo os dados de demanda de carga, características das fontes renováveis e dos sistemas de armazenamento, custos dos equipamentos, limites das variáveis de controle e as restrições utilizadas nas simulações. Esses parâmetros fornecem a base para o dimensionamento e a operação da microrrede em diferentes cenários.

As simulações foram conduzidas com o objetivo de avaliar o desempenho, os custos e a eficiência da microrrede em diferentes cenários de operação, considerando o atendimento integral da demanda de carga e a aceitação de diferentes níveis de perda de carga. Os resultados são organizados em três casos principais, representando situações distintas de operação da microrrede. Para cada caso, são apresentados e discutidos os resultados de capacidade instalada de geração e armazenamento, custos totais, energia vertida e outros dados de simulação, buscando fornecer uma visão abrangente sobre o comportamento e a eficiência do sistema em diferentes condições. As análises são conduzidas para destacar os compromissos entre o custo total e energia vertida, permitindo uma compreensão detalhada das implicações e desafios da operação de microrredes zero carbono.

### 5.1 Dados de Entrada da Microrrede

Esta seção apresenta os dados de entrada para a simulação da operação da microrrede zero carbono.

#### 5.1.1 Demanda de Carga

O perfil de demanda de carga utilizado nas simulações é baseado em medições da curva de demanda do Sistema Isolado de Ilha Grande, localizado em Humberto de Campos - MA. Estes dados foram processados de modo a se obter uma curva semi-sintética que represente o período de 1 ano com uma amostragem de 1 minuto, conforme procedimento descrito em [11]. Para aumentar a média da demanda de carga nas simulações, o perfil de carga foi ajustado multiplicando-se por um fator de 10, permitindo uma análise mais representativa do comportamento da microrrede em cenários de maior demanda. As Figuras 5.1 e 5.2 ilustram, respectivamente, o perfil de demanda de carga anual e semanal. Esse

perfil de carga apresenta uma demanda média de aproximadamente 42 kW, com pico máximo de 77 kW. A demanda total de energia anual é de 365,73 MWh.

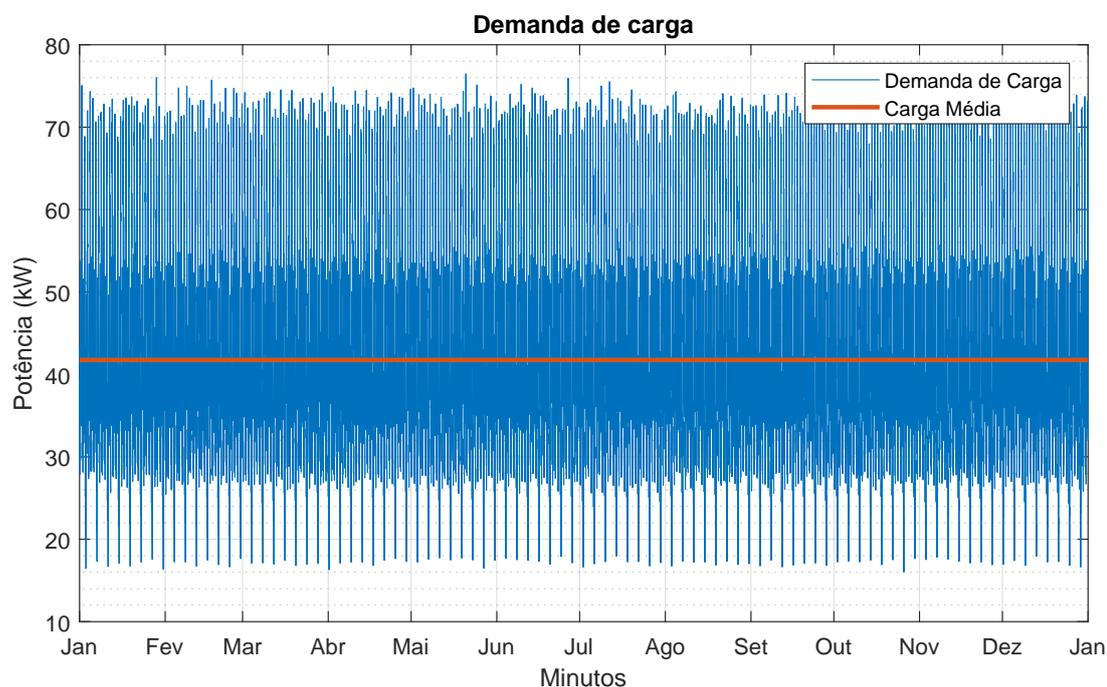


Figura 5.1 – Demanda de carga anual.

Fonte: Elaborada pelo autor.

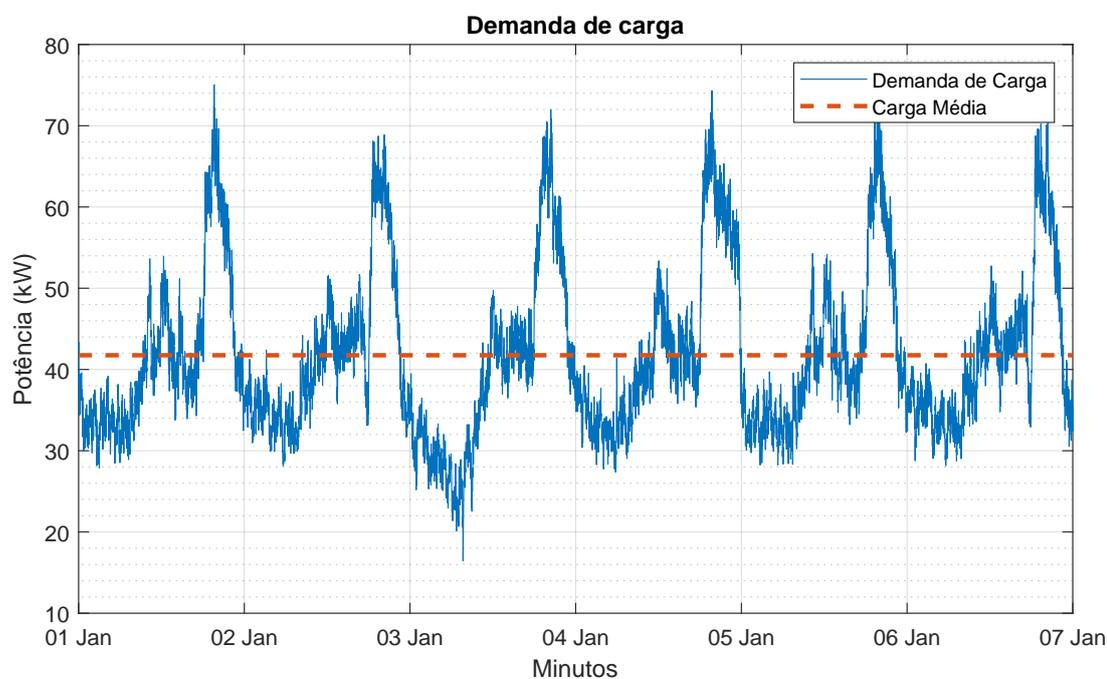


Figura 5.2 – Demanda de carga semanal.

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.1.2 Dados das Fontes Primárias de Geração

Este estudo de caso foi elaborado com base em dados reais coletados na região da Baía de São Marcos, localizada no estado do Maranhão, Brasil. As medições de velocidade da corrente de maré foram realizadas por meio de fundeios no Canal do Boqueirão, situado entre a Ilha do Medo e a cidade de São Luís. Os dados de velocidade do vento e irradiância solar foram fornecidos pelo Centro de Lançamento de Alcântara (CLA) e obtidos a partir de suas estações de medição localizadas na cidade de Alcântara - MA. Esses dados foram utilizados para a análise de viabilidade na prospecção de energia elétrica, contribuindo para a caracterização energética da região. A Figura 5.3 apresenta a localização geográfica dos pontos de medição.



Figura 5.3 – Localização dos pontos de medição dos dados primários de geração.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 mostram respectivamente, os dados de medições de irradiância, velocidade do vento e velocidade de corrente de maré. Os dados de medição, coletados ao longo de um período de 1 ano com uma amostragem inicial de 10 minutos, foram interpolados para intervalos de 1 minuto, utilizando o *MATLAB*, resultando em um

total de 525.600 dados.

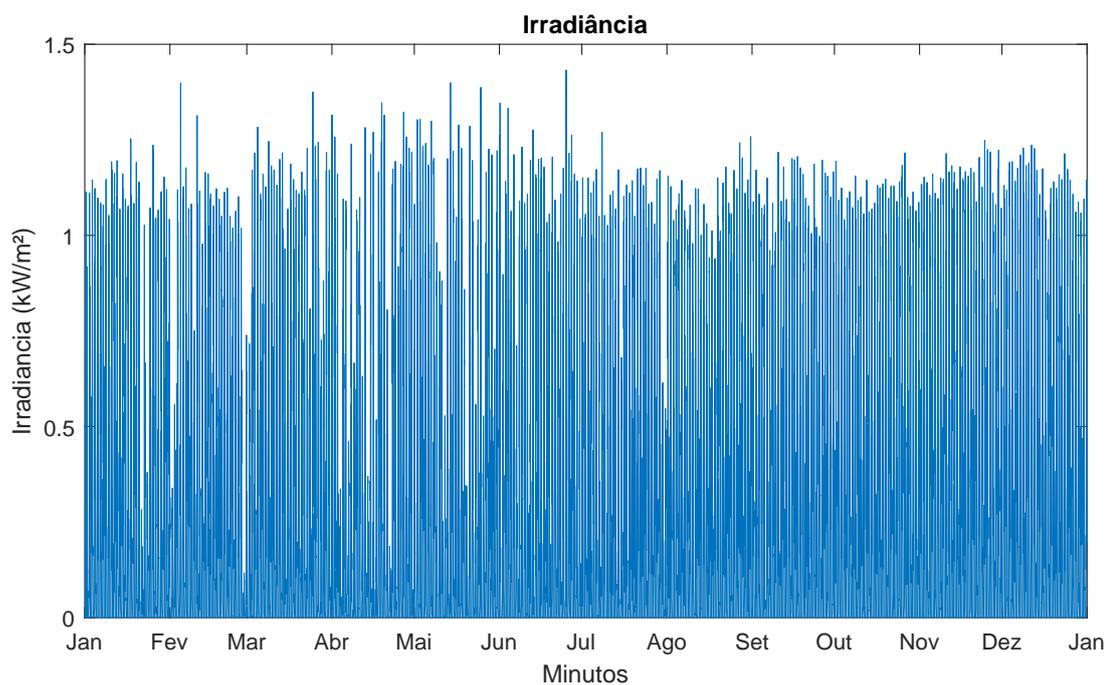


Figura 5.4 – Irradiância solar.

Fonte: Elaborada pelo autor.

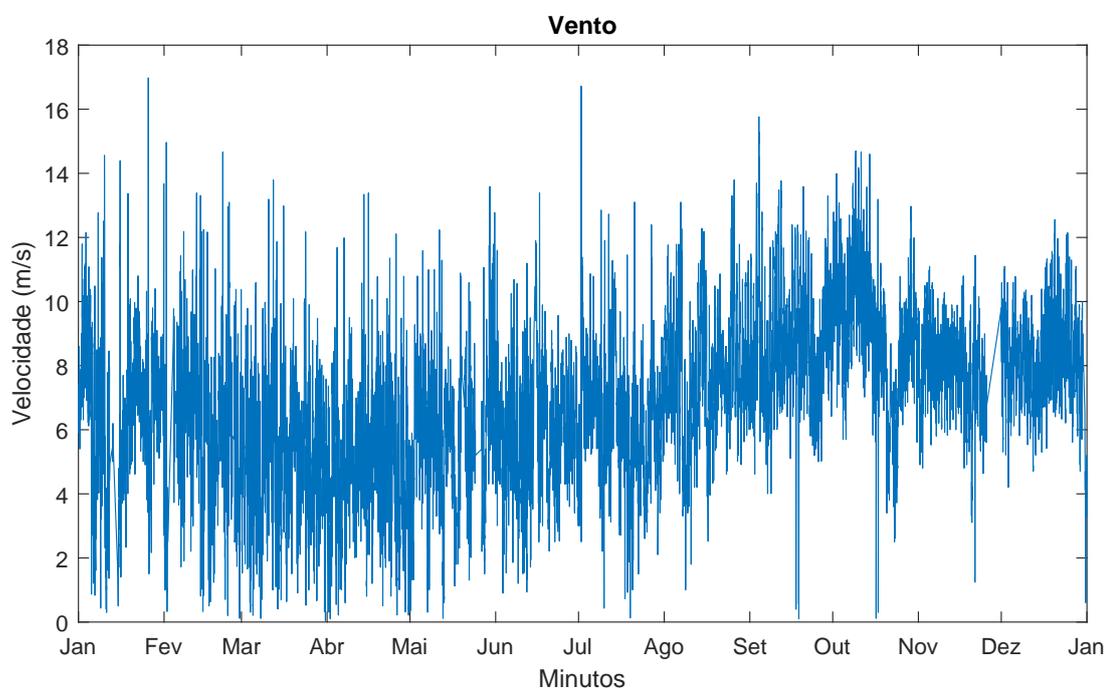


Figura 5.5 – Velocidade de vento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

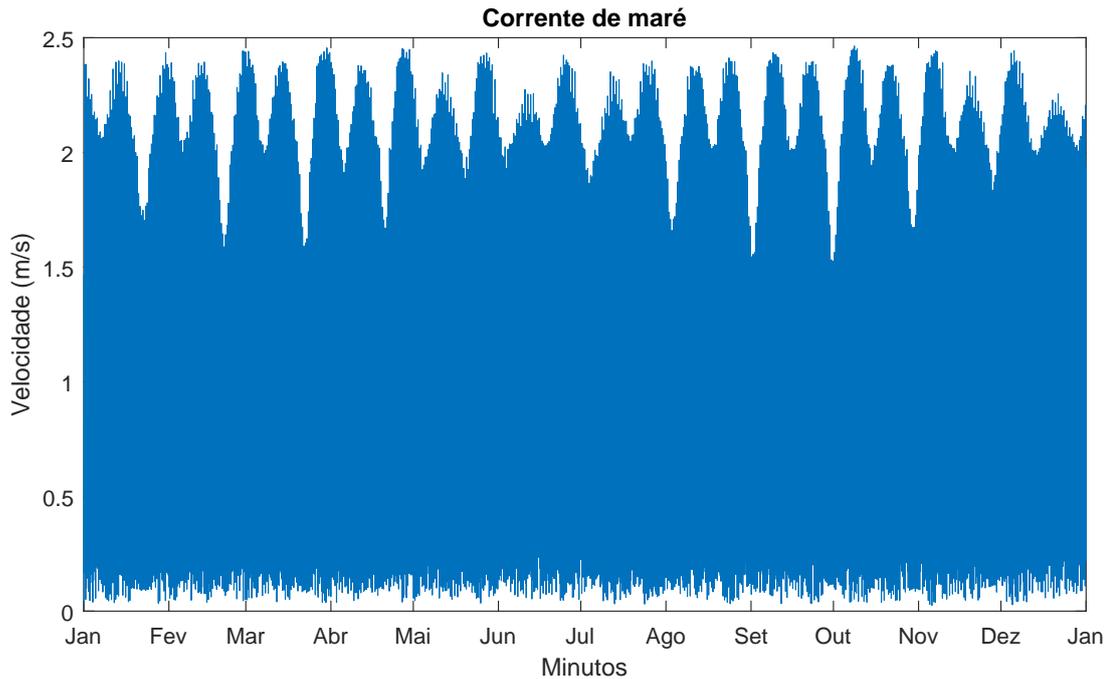


Figura 5.6 – Velocidade de correntes de maré.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.7 e 5.8, complementam as informações sobre o comportamento das fontes de geração de energia renovável, fornecendo uma visão detalhada das distribuições de frequência para a velocidade do vento e a velocidade das correntes de maré, respectivamente.

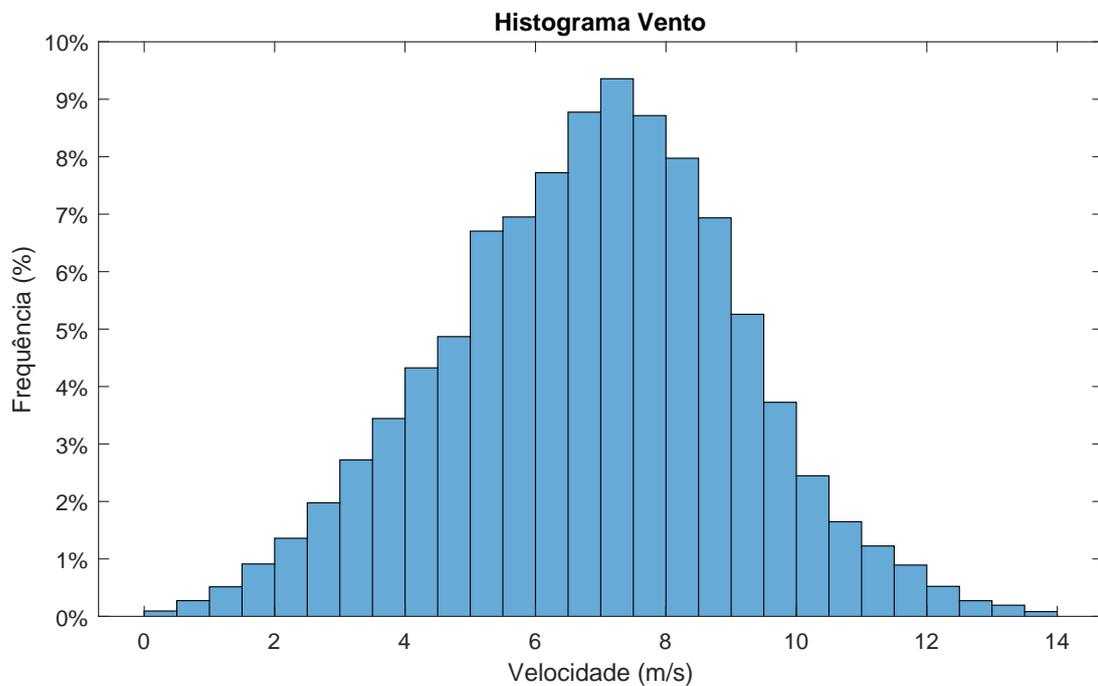


Figura 5.7 – Histograma velocidade de vento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O histograma mostra que a distribuição da velocidade do vento possui uma concentração predominante em valores entre aproximadamente 5 m/s e 9 m/s, cerca de 63% dos dados de medição e com velocidade mais frequentes em torno de 7 m/s.

Enquanto que o histograma da velocidade das correntes de maré mostra uma distribuição com maior concentração em torno de 1 m/s a 2 m/s, sendo que cerca de 81% dos dados de medição se encontra nesta faixa.

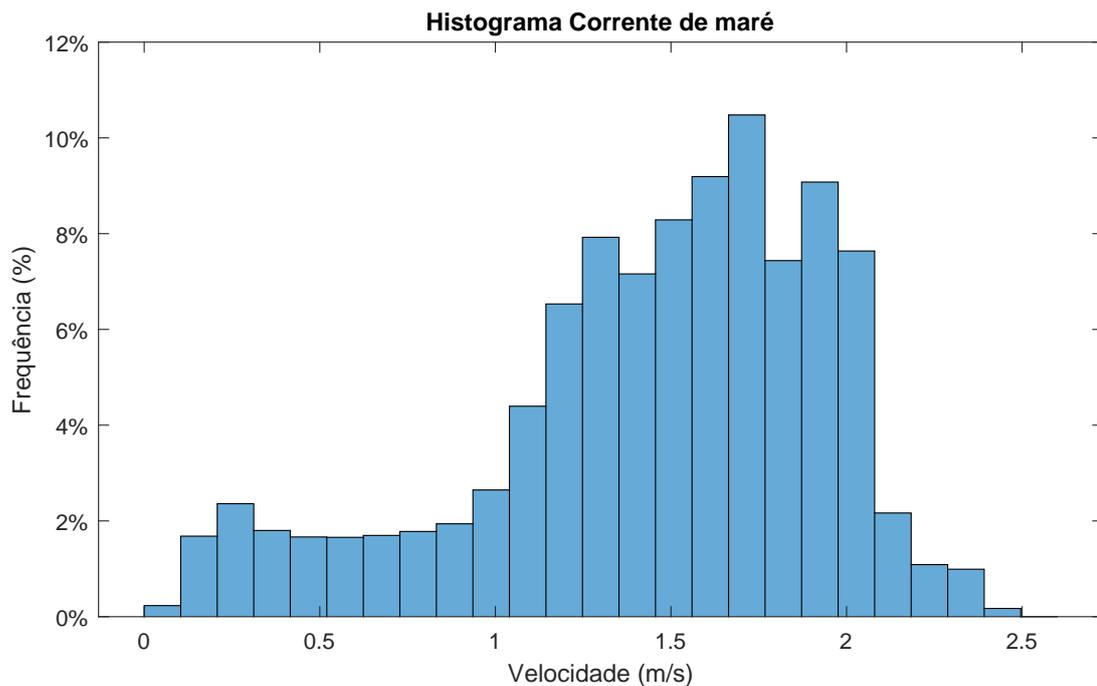


Figura 5.8 – Histograma da velocidade das correntes de maré.

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.1.3 Dados de Geração Renovável

Com base nos dados de medição, estimou-se a energia gerada por cada fonte renovável. Para isso, foram aplicadas as Equações 4.1, 4.4 e 4.7, que descrevem as potências geradas pelas fontes fotovoltaica, eólica e maremotriz, respectivamente. As especificações das turbinas eólica e maremotriz utilizadas foram descritas nas Tabelas 4.2 e 4.3, respectivamente.

As Figuras 5.9, 5.10 e 5.11 ilustram a energia diária gerada por um único equipamento de cada fonte: um painel fotovoltaico, uma turbina eólica e uma turbina maremotriz, respectivamente. Essas Figuras evidenciam a variabilidade diária na geração de energia.

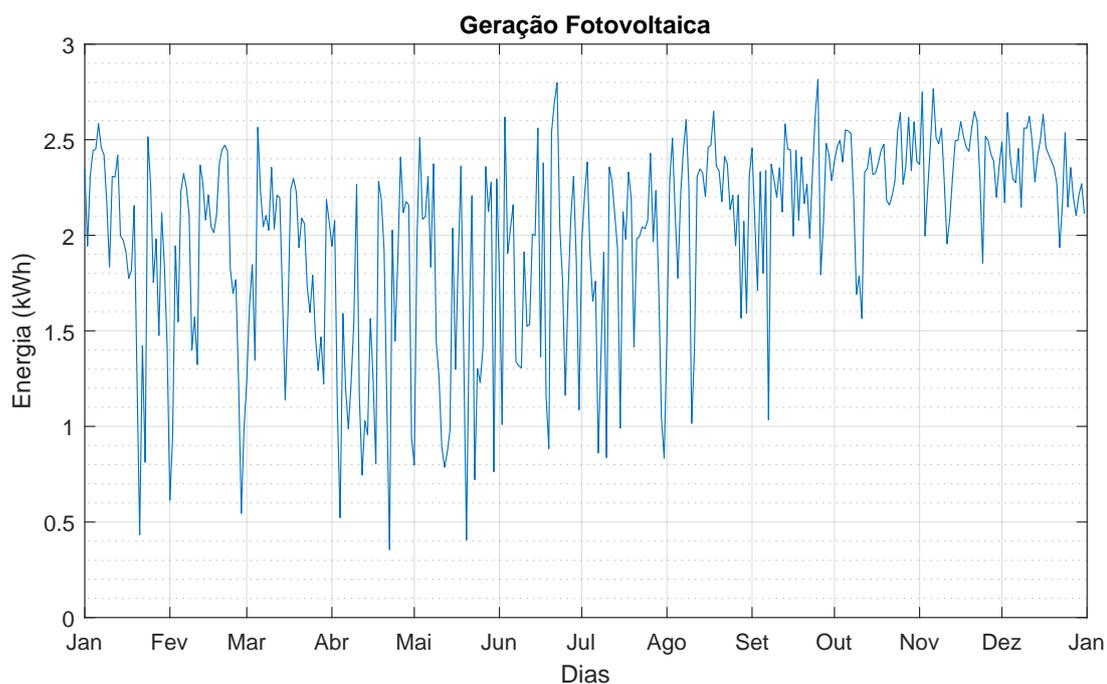


Figura 5.9 – Geração fotovoltaica diária.

Fonte: Elaborada pelo autor.

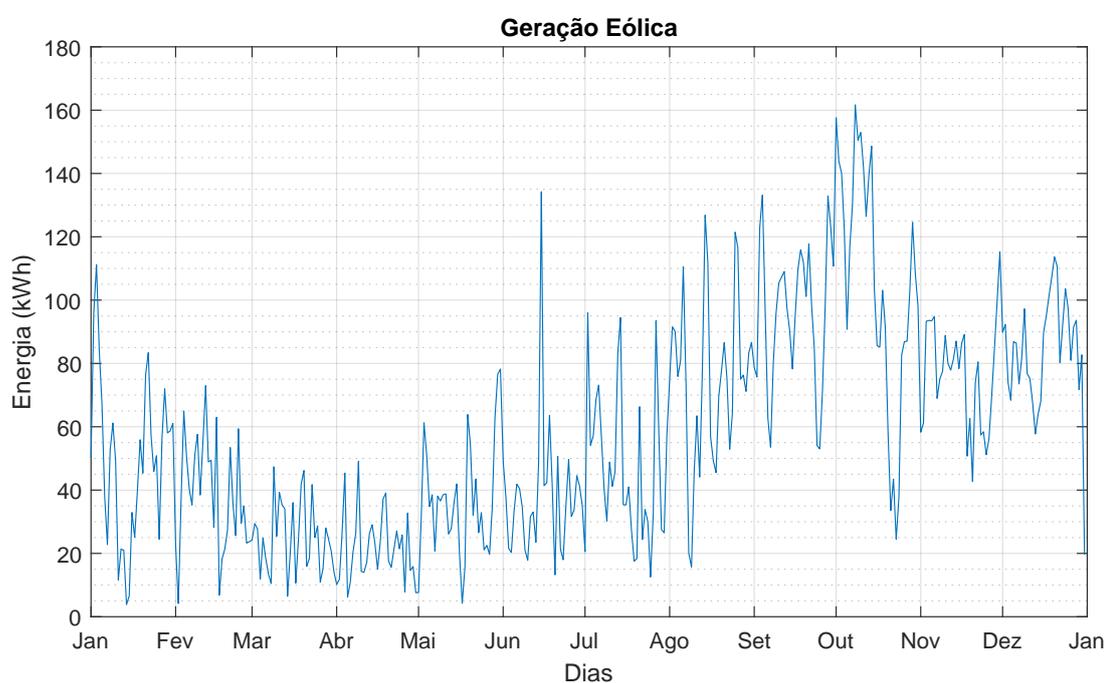


Figura 5.10 – Geração eólica diária.

Fonte: Elaborada pelo autor.

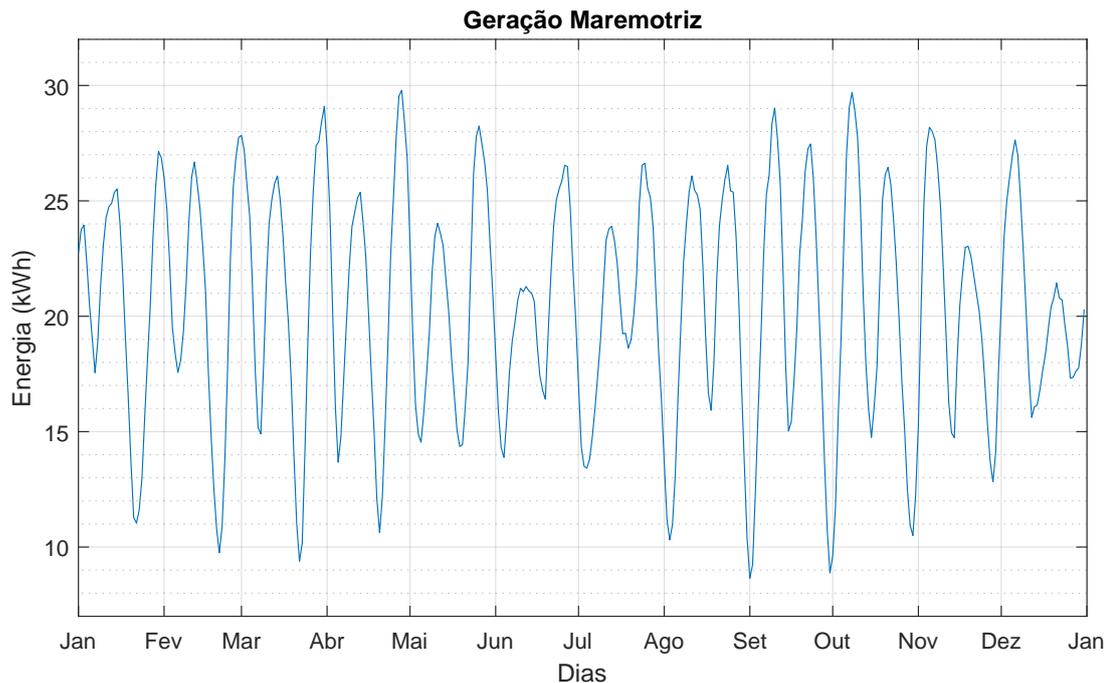


Figura 5.11 – Geração maremotriz diária.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O fator de capacidade (FC) expressa a relação entre a quantidade real de energia gerada por uma unidade de geração como uma turbina eólica ou painel FV, ao longo de um período específico e a quantidade máxima de energia que poderia ser gerado se a unidade operasse a plena capacidade durante todo o tempo (5.1). O FC dos equipamento utilizados nas Figuras 5.9, 5.10 e 5.11 estão descritos na Tabela 5.1. A tabela mostra que a turbina eólica apresenta o maior FC, de 32,15%, indicando uma eficiência superior na conversão da energia disponível em potência elétrica ao longo de um ano, em comparação com as turbinas maremotrizes e os painéis fotovoltaicos. Por outro lado, os painéis fotovoltaicos apresentam o menor FC, de 15,09%, enquanto as turbinas maremotrizes têm um FC de 17,04%.

$$FC(\%) = \frac{E(t)}{P_{instal}t} \quad (5.1)$$

Onde,

$E(t)$ : Energia gerada em um período específico de tempo  $t$  [kWh];

$P_{instal}$ : Potência instalada da unidade de geração [kW] e

$t$ : Período específico de tempo [h].

Tabela 5.1 – Fatores de capacidade.

<b>Equipamento</b>	<b>FC (%)</b>
Painel Fotovoltaico	15.09%
Turbina Eólica	32.15%
Turbina Maremotriz	17.04%

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 5.1.4 Custos dos Equipamentos

Os custos foram estimados com base em [63–67]. Os valores apresentados na Tabela 5.2 são estimativas que englobam os custos de instalação, transporte, carregamento, fixações, cabos elétricos, entre outros itens. A Tabela 5.2 detalha os custos instalação de cada equipamento, organizados conforme a referência de cada tipo: para os equipamentos fotovoltaicos, eólicos e maremotrizes, os custos são expressos por grupo de potência; para o BESS e o H2V, os valores são apresentados em custo por kWh. O custo de O&M será estimado em 10% do custo de instalação. O custo do BESS inclui instalação, baterias, controlador de carga e sistema de gerenciamento de energia (EMS). Já o custo do H2V contempla todo o processo de transformação da energia elétrica em hidrogênio, incluindo armazenamento e reconversão de hidrogênio em energia elétrica.

Tabela 5.2 – Custos dos equipamentos.

<b>Equipamento</b>	<b>Custo de instalação</b>	<b>Referência</b>	<b>Capacidade Nominal</b>
FV	USD 1.000,00	USD/und	550 W
Eólico	USD 30.000,00	USD/und	7,5 kW
Maremotriz	USD 25.000,00	USD/und	5 kW
BESS	USD 458,00	USD/kWh	1 kWh
H2V	USD 600,00	USD/kWh	1 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 5.1.5 Restrições Utilizadas

Conforme discutido no Capítulo 3, sobre a formulação do problema, e no Capítulo 4, referente à metodologia, foram definidas as variáveis de controle e as restrições do problema que serão aplicadas nas simulações. A Tabela 5.3 mostra os espaços de busca das variáveis de controle do problema, indicando os valores máximos e mínimos que orientarão o otimizador na busca pelos valores ótimos. Os valores utilizados correspondem ao anteriormente na seção 3, os limites máximos das fontes renováveis são definidos pela

capacidade suficiente de cada fonte para atender, de forma independente, à totalidade da demanda de carga. Já os limites mínimos são estabelecidos com base na capacidade mínima operacional, correspondente à instalação de pelo menos uma unidade de equipamento para cada fonte renovável.

O limite máximo da capacidade do BESS, por se tratar de armazenamento de curto prazo, está dimensionado em até oito vezes o valor do pico máximo da demanda de carga (576 kWh). Já o limite mínimo é especificado no mínimo, a quatro vezes o pico máximo da demanda de carga (288 kWh), garantindo a operação mínima necessária para atender pico máximo da demanda de carga.

O limite máximo da capacidade do sistema de armazenamento por hidrogênio verde (H2V), considerando sua função como armazenamento de longo prazo, é definido em até cem vezes o pico máximo da demanda de carga (7500 kWh), garantindo flexibilidade em cenários de elevada variabilidade de geração e consumo. Por outro lado, o limite mínimo é previsto como zero, representando a possibilidade de não contribuir para o atendimento da demanda de carga.

Tabela 5.3 – Limites superiores e inferiores das variáveis de controle.

Parâmetro	Descrição	Valores Utilizados
$N_{max}^{pv}$	Painéis FV Máximo	400 und
$N_{min}^{pv}$	Painéis FV Mínimo	1 und
$N_{max}^{wind}$	Turbinas Eólicas Máximo	40 und
$N_{min}^{wind}$	Turbinas Eólicas Mínimo	1 und
$N_{max}^{tidal}$	Turbinas Maremotriz Máximo	40 und
$N_{min}^{tidal}$	Turbinas Maremotriz Mínimo	1 und
$CAP_{max}^{BESS}$	Capacidade BESS Máximo	576 kWh
$CAP_{min}^{BESS}$	Capacidade BESS Mínimo	288 kWh
$CAP_{max}^{H2V}$	Capacidade H2V Máximo	7500 kWh
$CAP_{min}^{H2V}$	Capacidade H2V Mínimo	0 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 5.4, reúne todos os valores estabelecidos para as restrições, incluindo estado de carga, profundidade de descarga, taxa de descarga, rendimentos, potência do eletrolisador e potência da célula de combustível, etc. A ordem de despacho pode ser definida pelo fator econômico, ou outro fator que considera a característica das fontes renováveis. Durante as simulações se considerou a seguinte ordem: maremotriz, eólica e fotovoltaico, devido a características das fontes.

Tabela 5.4 – Restrições utilizadas.

Parâmetro	Descrição	Valores Utilizados
-	Ordem de despacho das Fontes	Maremotriz/Eólica/FV
$t_{max}$	Instante de tempo máximo	525600 minutos
$t$	Instante de tempo	1 minuto
$SOC_{BESS}$ inicial	SOC BESS Inicial	100%
$SOC_{max}^{BESS}$ inicial	SOC BESS Máximo	100%
$SOC_{min}^{BESS}$	SOC BESS Mínimo	30%
$DOD_{max}^{BESS}$	Profundidade de descarga BESS Máximo	70%
$Cr_{atec}$	C-Rate Carga BESS	1C
$Cr_{ated}$	C-Rate Descarga BESS	1C
$\eta_c$	Rendimento de Carga BESS	95%
$\eta_d$	Rendimento de Descarga BESS	95%
$SOC_{H2V}$ inicial	SOC H2V Inicial	0%
$SOC_{max}^{H2V}$	SOC H2V Máximo	100%
$SOC_{min}^{H2V}$	SOC H2V Mínimo	0%
$DOD_{max}^{BESS}$	Profundidade de descarga H2V Máximo	100%
$P_{max}^{el}$	Potência Eletrolisador Máxima	127 kW
$\eta_{el}$	Rendimento do Eletrolisador	70%
$P_{max}^{fc}$	Potência Célula de Combustível Máxima	127 kW
$\eta_{fc}$	Rendimento da Célula de Combustível	70%

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 5.2 Estudos de Caso

Nesta seção são apresentados os resultados e discussões acerca das simulações da operação da microrrede zero carbono. Serão realizadas as seguintes discussões e análises:

- Caso 1 - Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis para atendimento de 100% da demanda de carga;
  - Caso 1.A - Maior Custo e Menor Energia Vertida
  - Caso 1.B - Menor Custo e Maior Energia Vertida
- Caso 2 - Análise de sensibilidade: Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis, considerando perdas de carga;
  - Caso 2.A - Até 10% de perda de carga

- Caso 3 - Impacto das Fontes Renováveis: Análise Considerando Duas Fontes Renováveis;
  - Caso 3.A - Operação com FV e Maremotriz
  - Caso 3.B - Operação com Eólica e Maremotriz
  - Caso 3.C - Operação com FV e Eólica

### 5.2.1 Caso 1 - Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis para atendimento de 100% da demanda de carga

Neste Caso, a microrrede zero carbono é composta por três fontes de energia renovável distintas: eólica, maremotriz e fotovoltaica, e deverá ser dimensionada para atender 100% da demanda de carga, com armazenamento de energia fornecido por um sistema híbrido, combinando baterias (BESS) e hidrogênio verde (H2V). A capacidade máxima de armazenamento do BESS foi definida em 576 kWh, equivalente a aproximadamente oito vezes o pico máximo de demanda de carga.

A Figura 5.12 apresenta a Fronteira de Pareto entre duas funções objetivo: minimização do custo total e minimização da energia vertida. Foram encontradas 35 soluções, cada uma representando uma solução entre essas funções. Conforme ilustrado na Figura 5.12, a solução denominada de Solução 1 oferece o menor custo total, mas resulta na maior energia vertida, enquanto a solução denominada de Solução 35 apresenta o maior custo total, mas com a menor energia vertida. A Fronteira de Pareto evidencia uma relação inversamente proporcional entre as duas funções objetivo: à medida em que se adota soluções para minimizar a energia vertida, o custo total tende a aumentar. Em contrapartida, uma maior energia vertida implica menor custo total. Isso indica que as funções objetivo são conflitantes entre si.

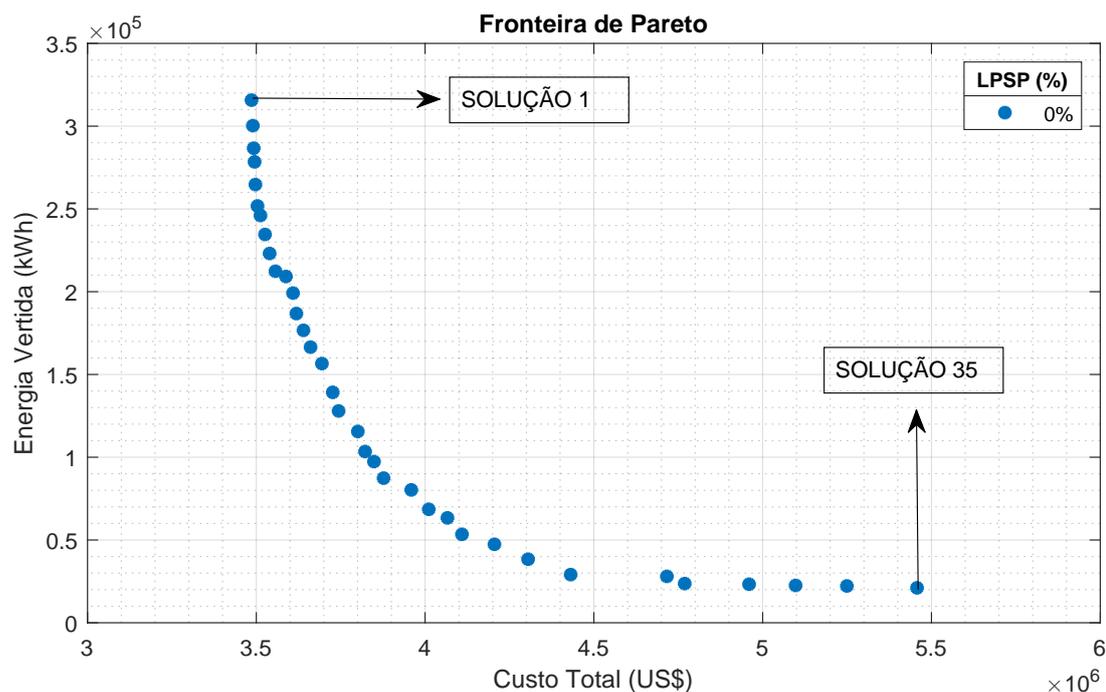


Figura 5.12 – Fronteira de Pareto Caso 1.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Detalhes dos resultados da Fronteira de Pareto exibida na Figura 5.12 são apresentados na Figura 5.13. Foram consideradas as variáveis de controle listadas na Tabela 5.3 e as restrições da Tabela 5.4. Para cada solução, são detalhados os seguintes parâmetros: capacidade instalada de geração (kW), que reflete a composição das fontes renováveis; capacidade de armazenamento instalada (kWh), representando a composição dos sistemas de armazenamento em energia; custo total (US\$); e, por fim, a energia vertida (kWh).

As soluções da Fronteira de Pareto apresentadas na Figura 5.13 demonstram que, quanto menor a energia vertida, maior é o custo total, influenciado pelo aumento da capacidade instalada de armazenamento. Observa-se também que, conforme a capacidade de armazenamento cresce, a capacidade instalada de geração tende a se reduzir. Além disso, verifica-se que, à medida que a energia vertida aumenta, a capacidade de geração da fonte eólica também cresce, enquanto a capacidade de geração maremotriz diminui. Isso ocorre porque a energia eólica apresenta maior variabilidade e sazonalidade ao longo do ano em comparação à geração maremotriz.

Na Figura 5.10, a geração diária de energia eólica ao longo do ano é exibida, destacando-se uma menor geração entre março e junho e picos de geração entre setembro e outubro. Devido a essa variação, o dimensionamento das turbinas eólicas precisa ser superdimensionado para garantir o atendimento da demanda de carga nos períodos de menor geração, o que, por consequência, leva a um aumento significativo de energia vertida

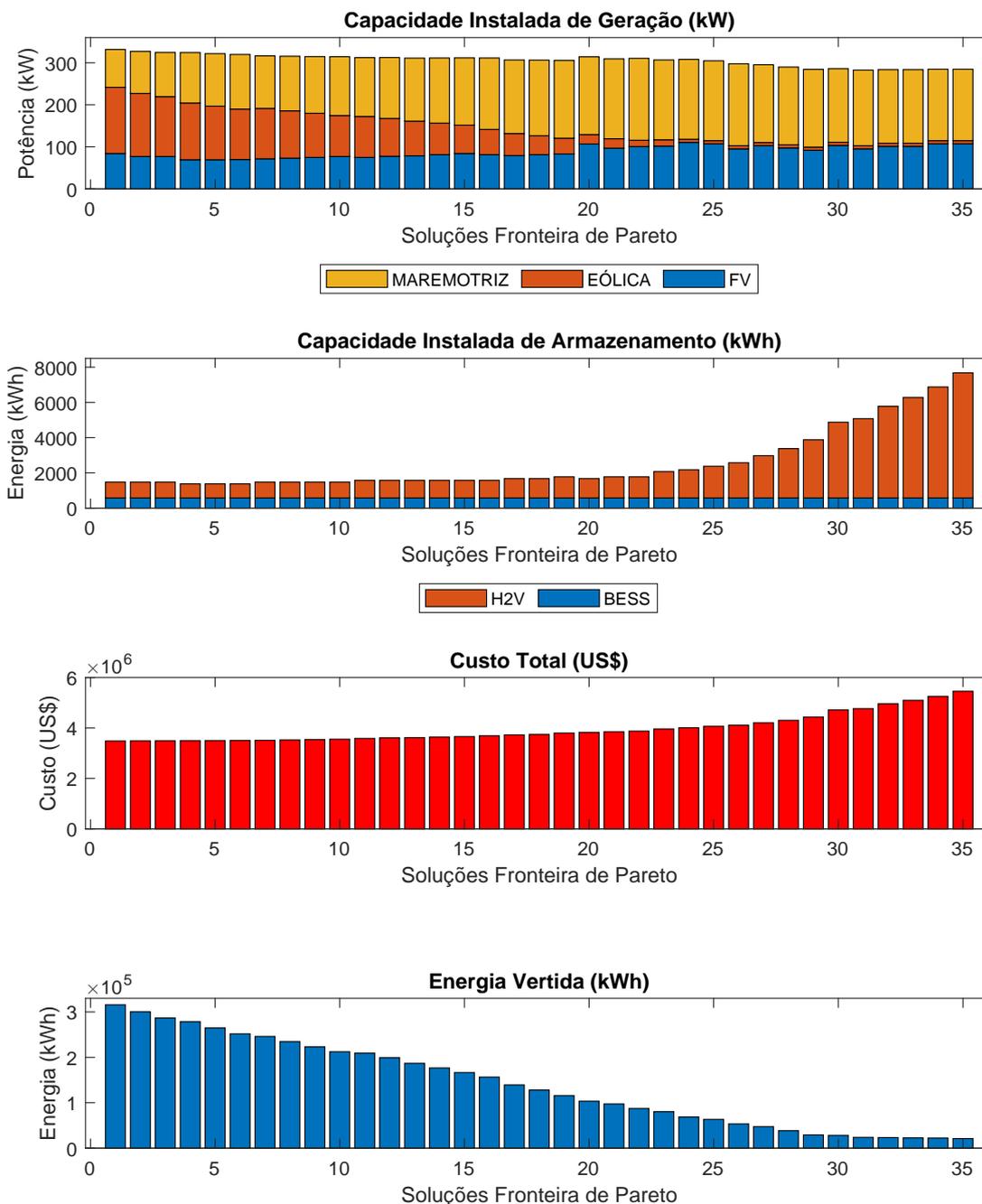


Figura 5.13 – Composições de resultados Caso 1.

Fonte: Elaborada pelo autor.

nos meses de maior produção eólica. Por outro lado, a geração maremotriz apresenta uma variabilidade menor e é mais previsível, contribuindo com uma fonte de energia mais estável.

Dentre as soluções apresentadas na Fronteira de Pareto (Figura 5.12), foram analisadas as operações das soluções destacadas nas subseções 5.2.1.1 e 5.2.1.2. Estas correspondem, respectivamente, ao Caso 1.A (Solução 35: Maior Custo e Menor Energia Vertida) e ao Caso 1.B (Solução 1: Menor Custo e Maior Energia Vertida).

### 5.2.1.1 CASO 1.A

Os resultados apresentados neste caso, referem-se à solução 35 da Fronteira de Pareto, ilustrada na Figura 5.12. Esta solução representa a solução com o maior custo total e a menor quantidade de energia vertida.

A Tabela 5.5 mostra o resumo do dimensionamento do Caso 1.A. Nesse caso a capacidade de instalada de geração tem 284,75 kW e capacidade de armazenamento de 7676 kWh.

Tabela 5.5 – Resumo do Dimensionamento Caso 1.A

Descrição	Dimensionamento	Capacidade Instalada
Módulos Fotovoltaicos	195 und	107,25 kW
Turbinas Eólicas	1 und	7,5 kW
Turbinas Maremotriz	34 und	170kW
Capacidade BESS	576 kWh	576 kWh
Capacidade H2V	7100 kWh	7100 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.14 e 5.15 apresentam, respectivamente, os balanços energéticos mensais e diários do Caso 1.A. Nessas figuras, observa-se a composição da energia disponível, que inclui as gerações renováveis, a descarga do sistema BESS e a descarga do sistema H2V. Já a composição da energia consumida abrange a demanda de carga, a carga do BESS e a carga do H2V. As Figuras 5.14 e 5.15 são representadas pela Equação 3.4, que demonstra que a energia disponível é sempre igual à energia consumida durante toda a operação da microrrede. De acordo com a Figura 5.13, a composição da capacidade instalada de geração é predominantemente formada pela geração maremotriz, o que se reflete em sua maior utilização em comparação às gerações FV e eólica.

Conforme comentado anteriormente, nessas situações, a utilização da geração eólica resulta em um aumento da energia vertida devido à sua variabilidade. Em contrapartida, a geração maremotriz, por ser menos variável, é preferida em cenários que buscam minimizar a geração de energia vertida.

A energia vertida, por sua vez, não é contabilizada no balanço energético, uma vez que, embora esteja disponível em determinados momentos da operação da microrrede, ela não é gerada. Isso ocorre porque, nesses momentos específicos, a demanda de carga já foi atendida e os sistemas de armazenamento atingiram sua capacidade máxima.

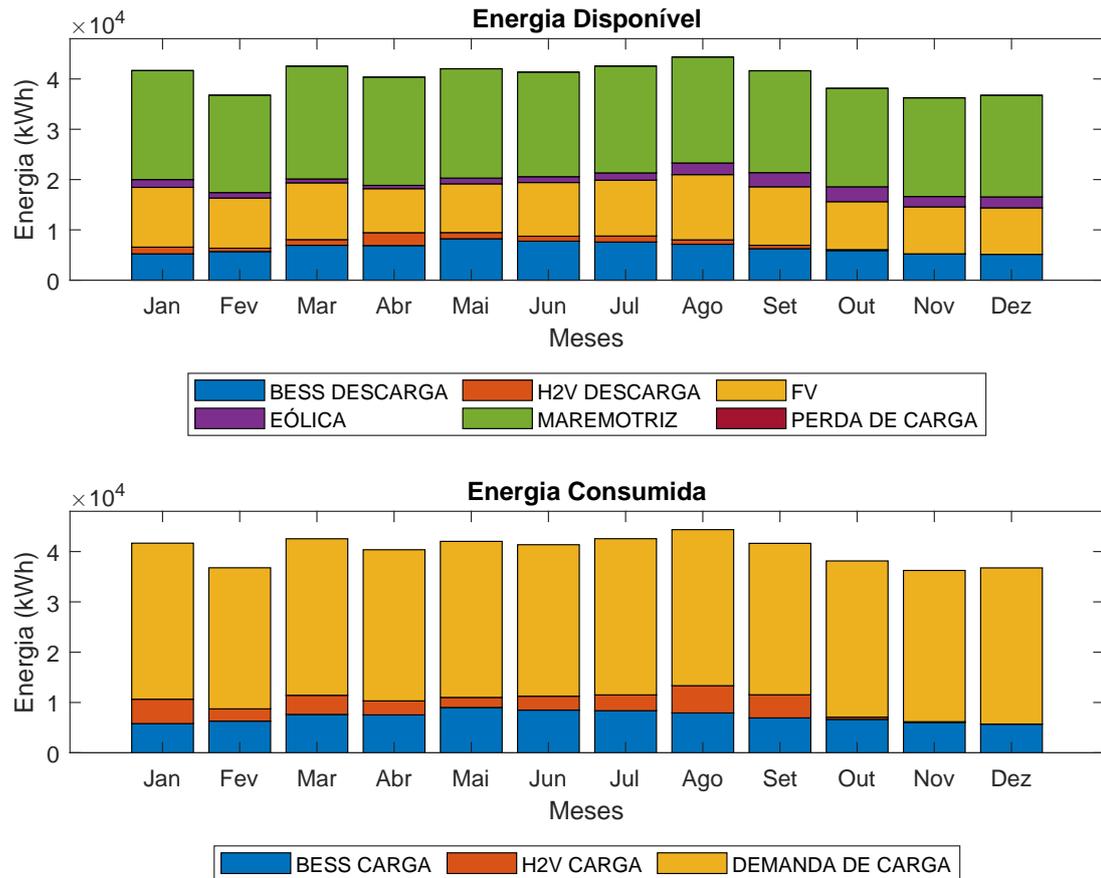


Figura 5.14 – Balanço energético mensal.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.17 e 5.16 apresentam as composições mensais e diárias da energia vertida ao longo da operação da microrrede. A maior parcela de energia vertida nessa situação esta relacionada a energia FV, devido a capacidade eólica ser mínima e a energia maremotriz ser tipicamente mais constante ao longo da operação. A Figura também mostra que o maior volume de energia vertida se concentra entre os meses de outubro e dezembro, quando a geração renovável aumenta a sua produção, a demanda de carga esta sendo atendida e os sistemas de armazenamentos estão com as capacidades máximas.

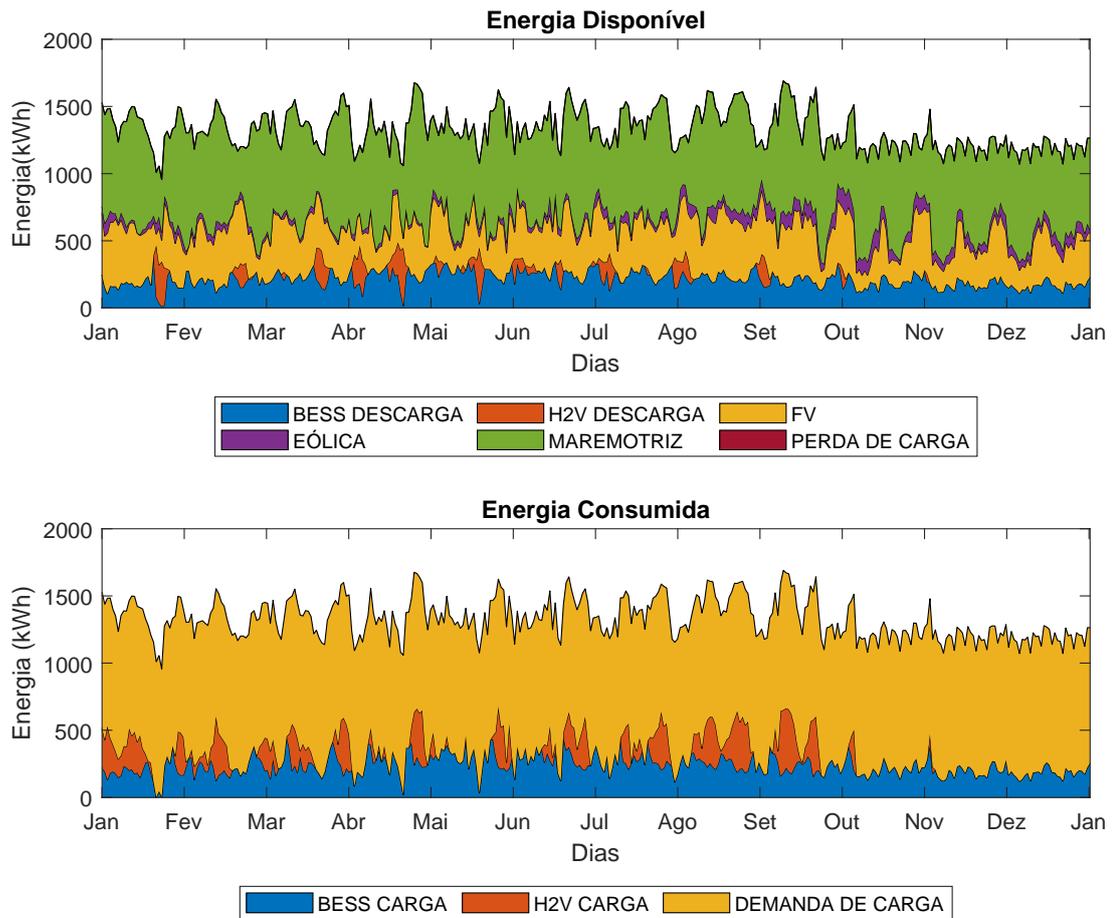


Figura 5.15 – Balanço energético diário.

Fonte: Elaborada pelo autor.

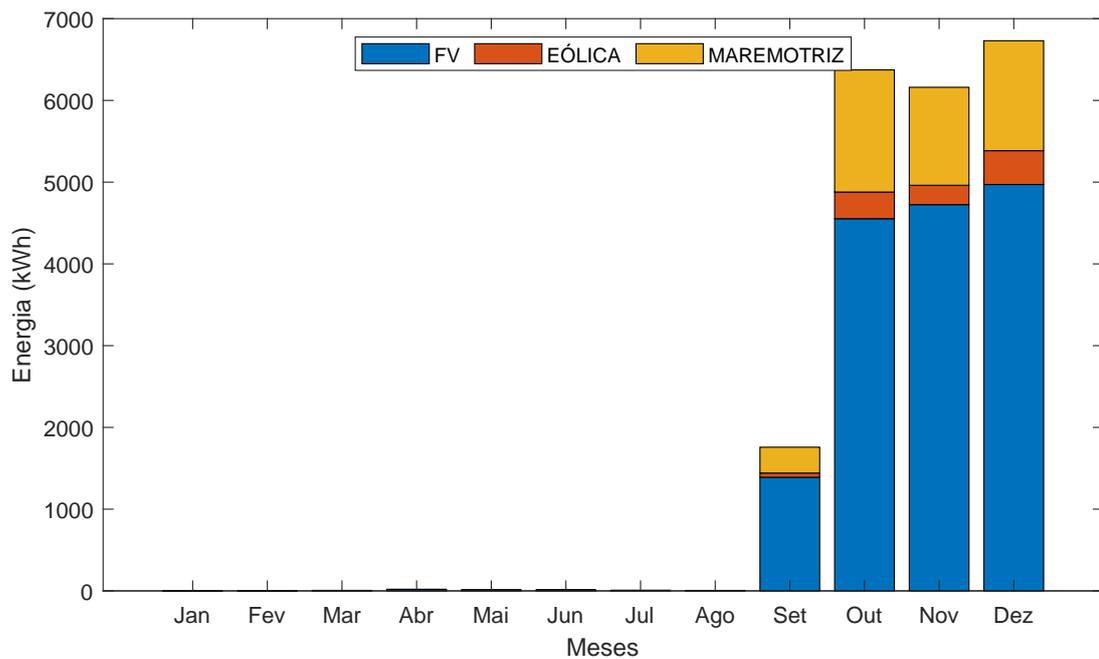


Figura 5.16 – Composição mensal da energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

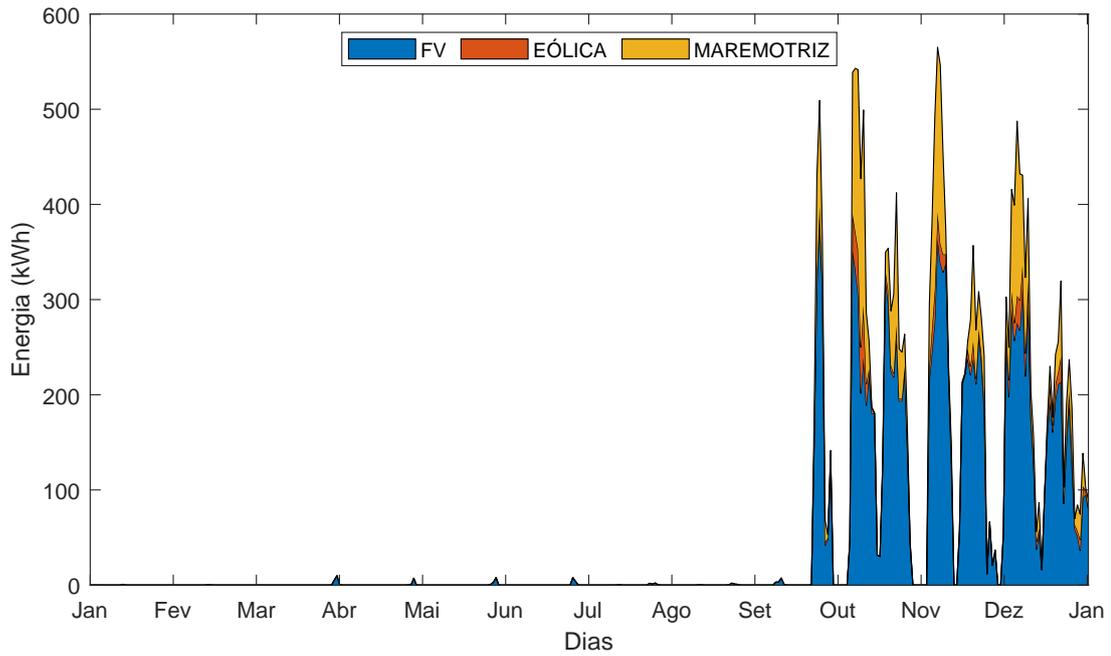


Figura 5.17 – Composição diária da energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

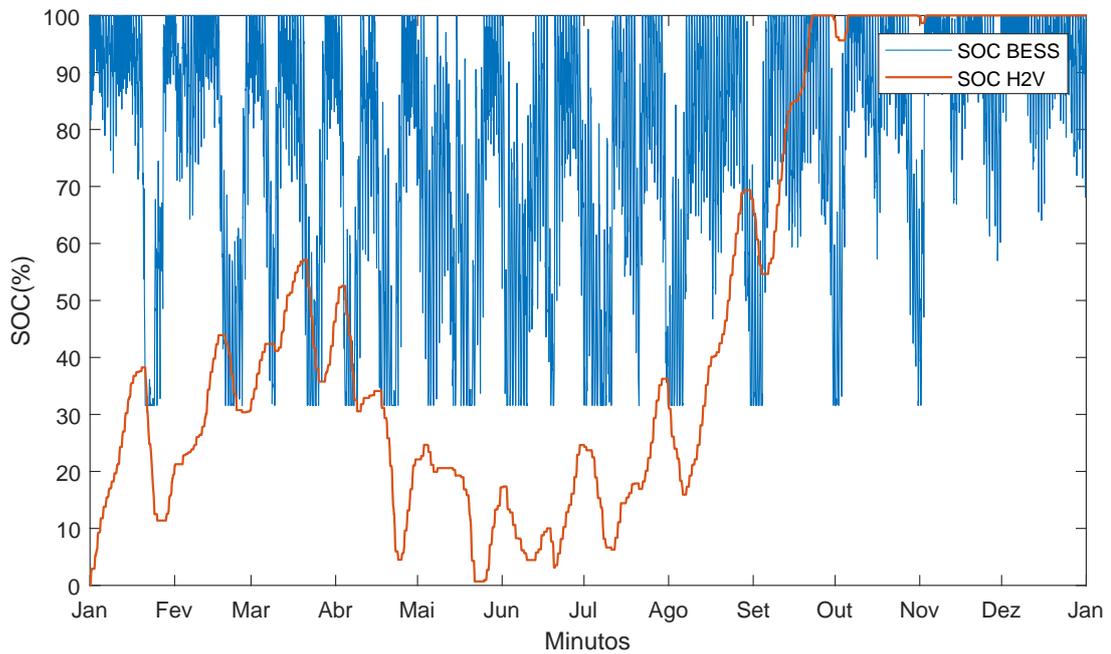


Figura 5.18 – SOC BESS e SOC H2V.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O maior volume de energia vertida entre os meses de outubro e dezembro, também é evidenciado na Figura 5.18, que mostra o Estado de carga (SOC) do BESS e H2V durante a operação da microrrede. Durante os meses de outubro e dezembro o SOC do H2V alcança os 100%. Devido os sistemas de armazenamentos estarem com sua capacidade

máxima, associados a uma maior geração de energia renovável e a demanda de carga ser suprida.

A Figura 5.18 mostra a variação do SOC do BESS e do H2V ao longo do ano, indicando que o SOC do BESS apresenta maior variabilidade em comparação com o H2V. Isso ocorre porque o BESS é utilizado como sistema de armazenamento de curto prazo, com maior frequência de carga e descarga, enquanto o H2V funciona como armazenamento de longo prazo. A operação do H2V envolve a conversão da energia excedente em hidrogênio e, posteriormente, sua reconversão em energia. Esse ciclo de transformação implica em perdas devido à baixa eficiência, tornando o uso do H2V mais complexo e menos frequente para armazenamento de uso imediato.

A Tabela 5.6 resume os dados energéticos da operação da microrrede para o Caso 1.A, destacando os principais resultados da análise. Nela, são apresentados os valores do balanço energético total, com detalhes sobre as fontes de energia disponível e consumida. Esta Tabela especifica também as contribuições de cada componente de geração renovável e a parcela de energia vertida. Por fim, é indicado o custo total associado ao Caso 1.A.

Para essa análise, observa-se que não houve perda de carga durante a operação da microrrede. A demanda de carga representou 75,50% da energia consumida total. O subsistema de Carga do H2V contribuiu com apenas 6,68% desse consumo, enquanto a Descarga do H2V utilizou 2,25% da energia disponível no sistema. A geração maremotriz foi responsável por 63,05% de toda a energia renovável gerada na microrrede, destacando-se como a principal fonte de geração, seguida pela fotovoltaica com 31,87%, e pela eólica, que teve uma participação menor, de 5,08%.

A energia vertida totalizou 21,08 MWh, o equivalente a 5,76% da demanda de carga, com a energia fotovoltaica apresentando a maior parcela, em torno de 15,7 MWh e 74,47% da energia vertida total. Além disso, os sistemas de armazenamento concluíram a simulação com capacidade máxima de 100%, considerando que o sistema BESS foi inicializado com 100% de sua capacidade e o H2V com 0%. Finalmente, o custo total para a operação do sistema foi de US\$ 5.457.221,29, refletindo o investimento necessário para atender à demanda da microrrede, considerando os custos de geração, armazenamento e distribuição envolvidos.

A utilização do sistema H2V, neste caso, foi predominantemente voltada para o armazenamento de carga, com pouca contribuição para o suprimento direto da demanda de carga. Esse uso estratégico do H2V, aliado à composição otimizada das fontes renováveis, resultou em uma redução da energia vertida em comparação com outras soluções da Fronteira de Pareto, apresentada na Figura 5.12. Essa abordagem favorece uma maior eficiência no uso dos recursos energéticos disponíveis, minimizando desperdícios e potencializando o aproveitamento das fontes renováveis na operação da microrrede.

Tabela 5.6 – Resumo Energético do Caso 1.A.

<b>Descrição</b>	<b>Energia Disponível (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração Renovável Total	395,626	81,67%
BESS Descarga	77,919	16,08%
H2V Descarga	10,892	2,25%
Perda de carga	0	0,00%
TOTAL	484,437	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Consumida (MWh)</b>	<b>%</b>
Demanda de carga	365,729	75,50%
BESS Carga	86,33712	17,82%
H2V Carga	32,371	6,68%
TOTAL	484,437	100,00%
Balanco Energético	0	
<b>Descrição</b>	<b>Energia Gerada (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração FV	126,079	31,87%
Geração Eólica	20,094	5,08%
Geração Maremotriz	249,453	63,05%
Geração Renovável Total	395,626	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Vertida (kWh)</b>	<b>%</b>
FV Vertida	15,69927	74,47%
Eólica Vertida	1,02741	4,87%
Maremotriz Vertida	4,3544	20,66%
TOTAL	21,08108	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia (MWh)</b>	<b>%</b>
SOC BESS Inicial	576	100,00%
SOC BESS Final	576	100,00%
SOC H2V Inicial	0	0,00%
SOC H2V Final	7100	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Ordem de Despacho</b>	
Ordem de Despacho	Maremotriz - Eólica - FV	
<b>Descrição</b>	<b>Custo USD</b>	
Custo Total	USD 5.457.221,29	

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.19 apresenta a composição do custo total para o Caso 1A. Observa-se que o H2V possui a maior contribuição, representando 40% do custo total, seguido pela fonte maremotriz, que responde por 36%. As fontes FV e eólica com 16% e 1%, respectivamente. No Caso 1A, a predominância de custos associados ao H2V decorre da busca por minimizar

a energia vertida, o que exige uma solução de armazenamento robusta. O custo do H2V permanece elevado em comparação com outras formas de armazenamento, justificando seu impacto significativo nos custos totais.

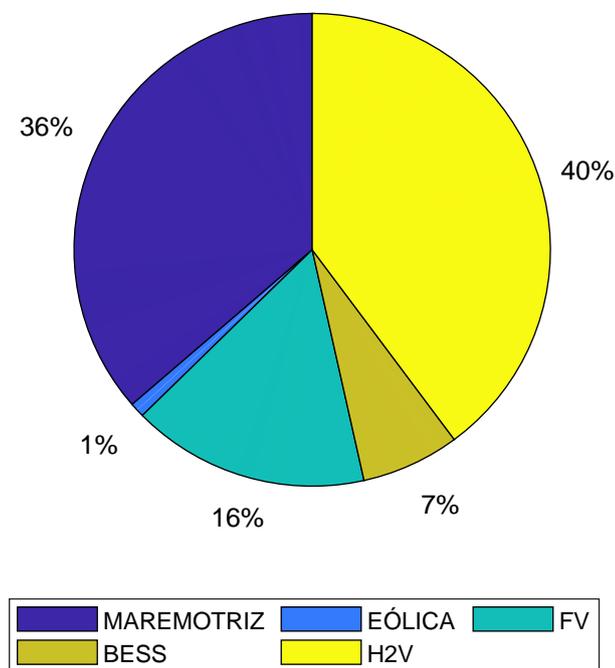


Figura 5.19 – Composição do custo total.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O Caso 1.A apresenta uma configuração otimizada para minimizar a energia vertida, resultando em um custo elevado devido ao investimento em armazenamento e gerenciamento eficiente de geração e consumo. O balanço energético mensal e diário e os baixos níveis de energia vertida destacam a eficiência desse cenário para operar a microrrede com uma alta utilização das fontes renováveis.

### 5.2.1.2 CASO 1.B

Nesta subseção são apresentados os resultados da operação da microrrede zero carbono do Caso 1.B referentes a solução 1 da Figura 5.12, onde a solução prioriza o menor custo total e maior energia vertida.

A Tabela 5.7 apresenta o resumo do dimensionamento do Caso 1.B. A solução do Caso 1.B prioriza o menor custo total e apresenta um dimensionamento mais modesto em relação ao armazenamento. Nesse caso a capacidade de instalada de geração tem 331,65 kW e capacidade de armazenamento de 1476 kWh.

Neste Caso o dimensionamento está mais equilibrado, a quantidade de turbinas eólicas é maior do que de Turbinas maremotriz. A capacidade é menor que do o Caso 1.A.

Tabela 5.7 – Resumo do dimensionamento do Caso 1.B.

Descrição	Dimensionamento	Capacidade Instalada
Módulos Fotovoltaicos	153 und	84,15 kW
Turbinas Eólicas	21 und	157,5 kW
Turbinas Maremotriz	18 und	90 kW
Capacidade BESS	576 kWh	576 kWh
Capacidade H2V	900 kWh	900 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.20 e 5.21 apresentam, respectivamente, os balanços energéticos mensais e diários do Caso 1.B. A energia vertida, principalmente nas fontes FV e maremotriz são notáveis, especialmente nos meses de setembro a dezembro. O menor investimento em armazenamento contribui para o aumento da energia vertida, uma vez que não há capacidade suficiente para armazenar toda a energia disponível. Nota-se flutuações mensais acentuadas, com a energia eólica dominando a geração.

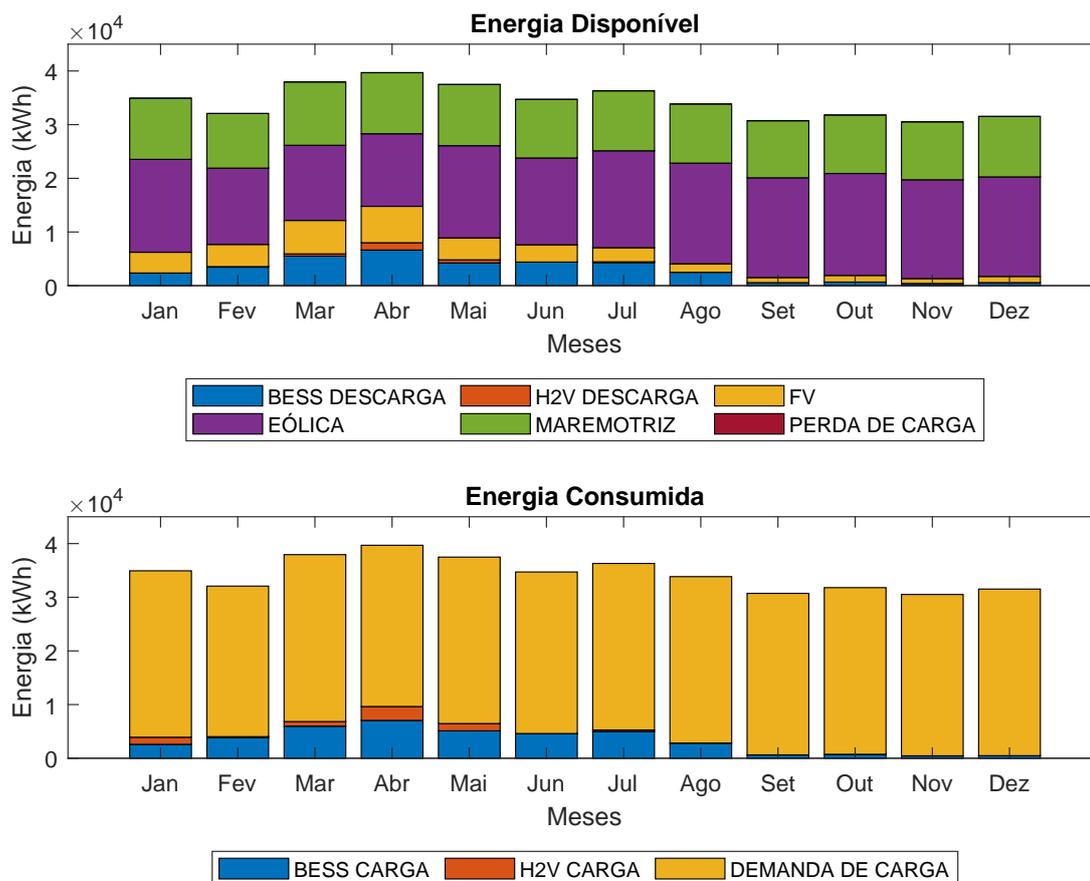


Figura 5.20 – Balanço energético mensal.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A energia consumida mostra que a demanda é relativamente constante, mas o

armazenamento limitado faz com que parte da energia disponível não seja utilizada. A falta de armazenamento suficiente leva a uma maior dependência de fontes disponíveis e aumenta a energia vertida em momentos de alta geração.

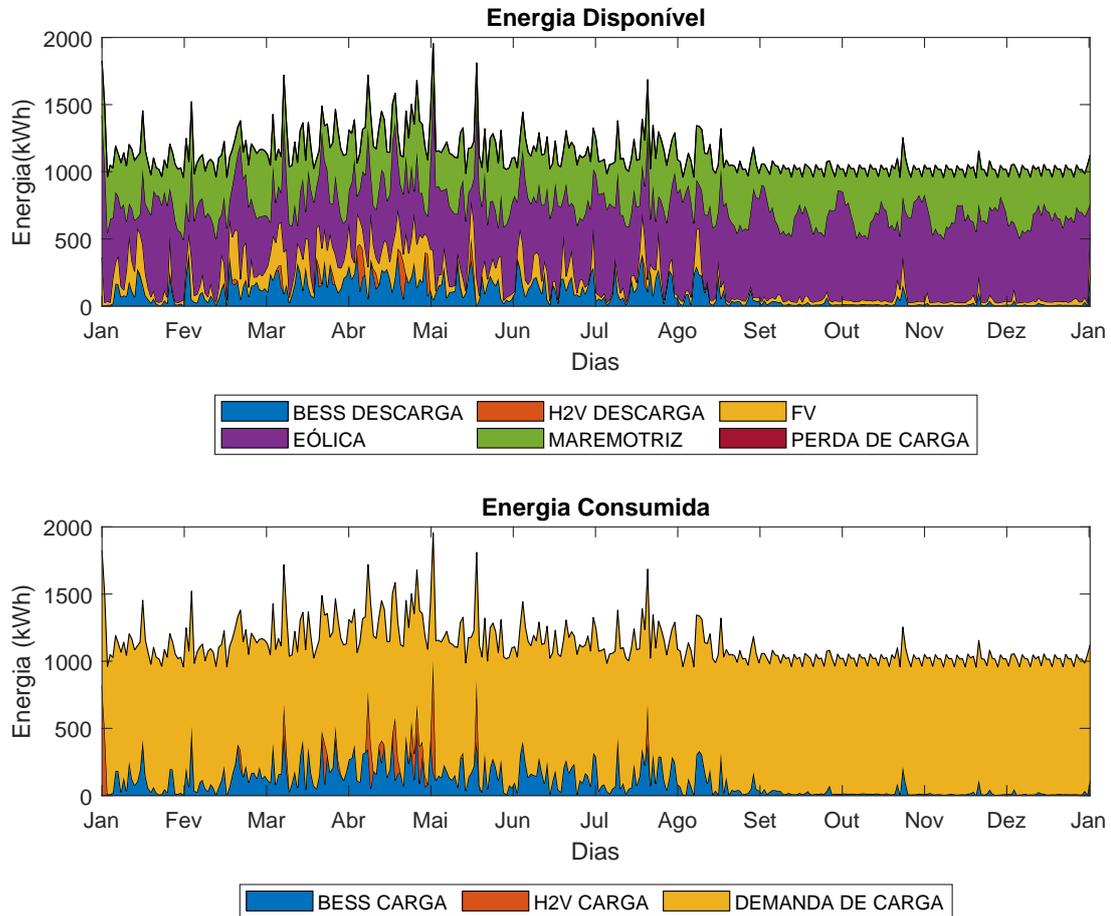


Figura 5.21 – Balanço energético diário.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.22 e 5.23 apresentam a composição mensal e diária da energia vertida do Caso 1.B. A energia vertida ao longo do ano é significativa, especialmente a partir de junho, com a maior contribuição da fonte eólica. A falta de um sistema de armazenamento robusto faz com que a microrrede não consiga aproveitar o excesso de geração, especialmente em períodos de maior disponibilidade de vento e sol.

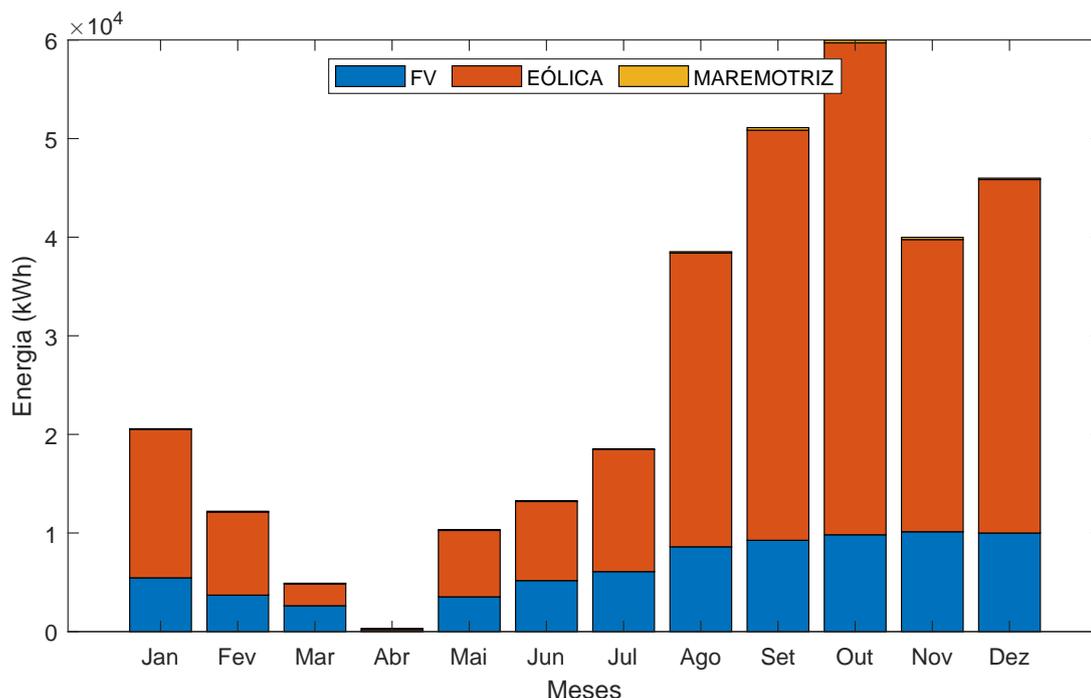


Figura 5.22 – Composição mensal da energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

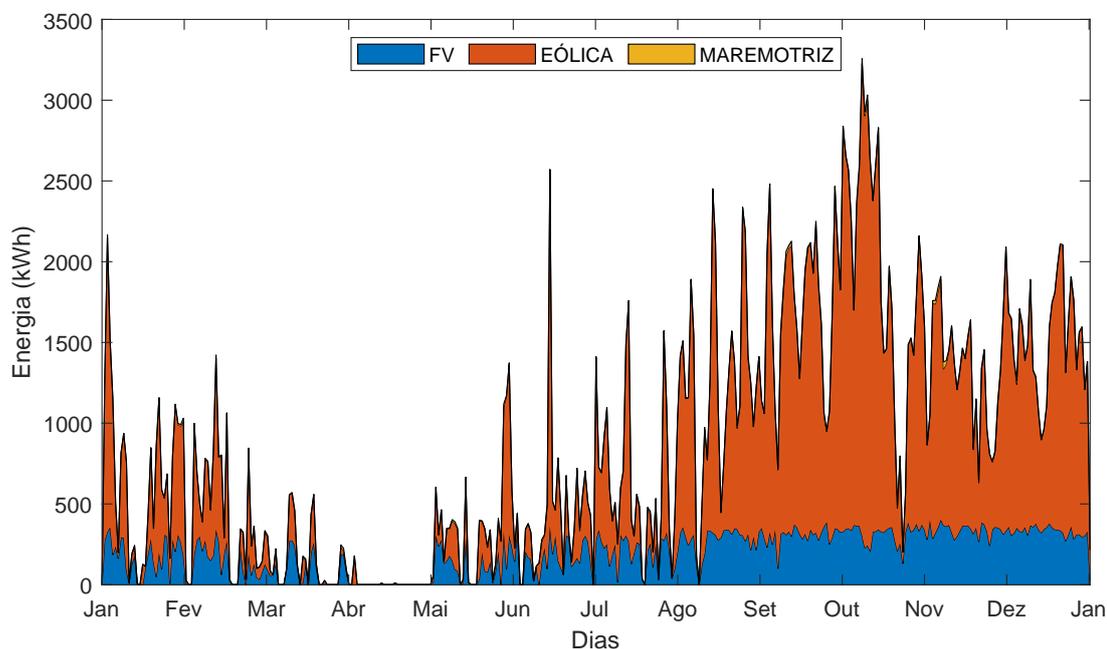


Figura 5.23 – Composição diária da energia Vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.24 mostra a variação do SOC do BESS e H2V ao longo da simulação. O SOC do BESS flutua com frequência, indicando que este armazenamento é usado intensivamente para equilibrar a demanda. O SOC do H2V é estável, sugerindo que o hidrogênio é utilizado apenas como uma reserva de longo prazo e, com uma capacidade

menor, de 900 kWh, em relação ao Caso 1.A, contribui menos para o atendimento diário da demanda.

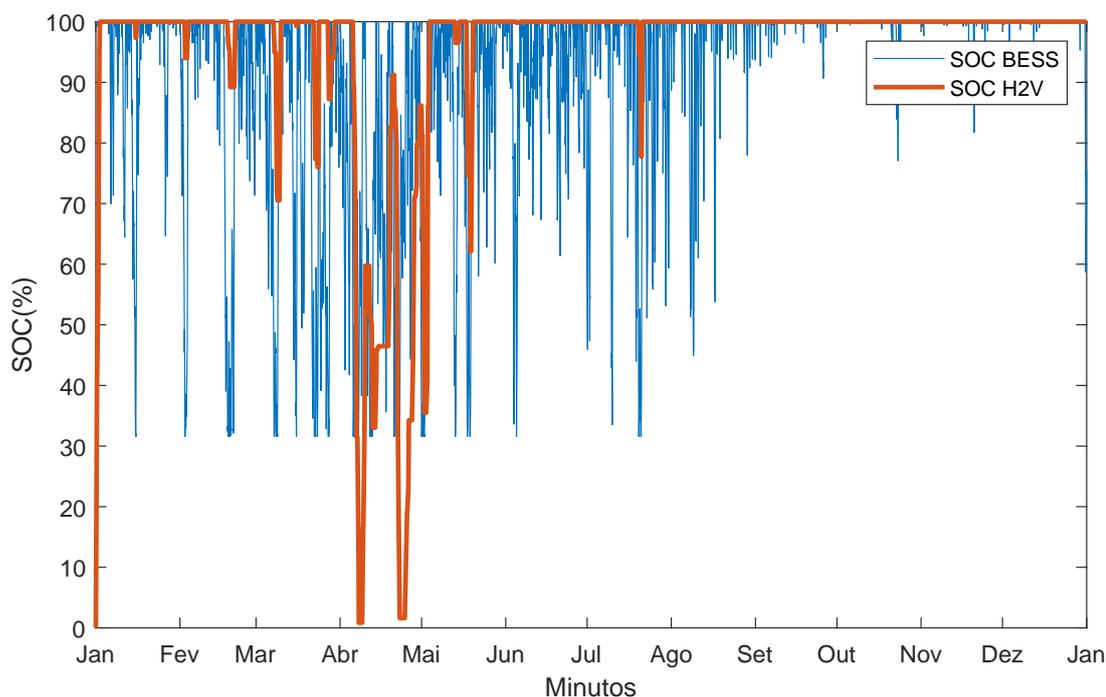


Figura 5.24 – SOC BESS e SOC H2V - Caso 1.B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 5.8 apresenta o resumo energético do Caso 1.B. A geração renovável total apresentou 373,43 MWh, com a energia eólica contribuindo com 54,57%, seguida pela maremotriz com 35,58% e a FV com 9,85%. A energia vertida total foi de 315,72 MWh, o equivalente a 86,33% da demanda de carga, sendo a eólica responsável por 75,91% desse montante de energia, evidenciando a falta de armazenamento. A energia vertida gerada atingiu quase o valor de energia da demanda de carga. O custo total foi de US\$ 3.485.795,30, mais baixo em relação ao Caso 1.A, pois este cenário prioriza um menor custo com um maior valor de energia vertida. O Caso 1.B apresenta uma solução com menor capacidade de armazenamento e menor custo, mas com um aumento considerável de energia vertida, especialmente das fontes eólica e FV. Essa solução é adequada para um cenário em que o custo é a principal restrição, mesmo que resulte em um menor aproveitamento da energia disponível.

A Figura 5.25 apresenta a composição do custo total para o Caso 1B. Note-se que as fontes renováveis representam a maior parte do custo total, correspondendo a 77% do valor total. O H2V e o BESS são avaliados com 13% e 10%, respectivamente. No Caso 1B, a estratégia é minimizar o custo total, resultando em um menor investimento em armazenamento. Contudo, essa redução no investimento em armazenamento leva a um aumento da energia vertida em comparação com o Caso 1A.

Tabela 5.8 – Resumo energético do Caso 1.B.

<b>Descrição</b>	<b>Energia Disponível (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração Renovável Total	373,43	90,74%
BESS Descarga	35,49	8,62%
H2V Descarga	2,62	0,64%
Perda de carga	0	0,00%
TOTAL	411,55	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Consumida (MWh)</b>	<b>%</b>
Demanda de carga	365,72	88,87%
BESS Carga	39,18	9,52%
H2V Carga	6,63	1,61%
TOTAL	411,55	100,00%
Balanco Energético	0	
<b>Descrição</b>	<b>Energia Gerada (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração FV	36,79	9,85%
Geração Eólica	203,78	54,57%
Geração Maremotriz	132,85	35,58%
Geração Renovável Total	373,43	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Vertida (MWh)</b>	<b>%</b>
FV Vertida	74,44	23,58%
Eólica Vertida	239,75	75,94%
Maremotriz Vertida	1,51	0,48%
TOTAL	315,72	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>%</b>
SOC BESS Inicial	576	100,00%
SOC BESS Final	434,93	75,51%
SOC H2V Inicial	0	0,00%
SOC H2V Final	900	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Ordem de Despacho</b>	
Ordem de Despacho	Maremotriz - Eólica - FV	
<b>Descrição</b>	<b>Custo USD</b>	
Custo Total	USD 3.485.795,30	

Fonte: Elaborada pelo autor.

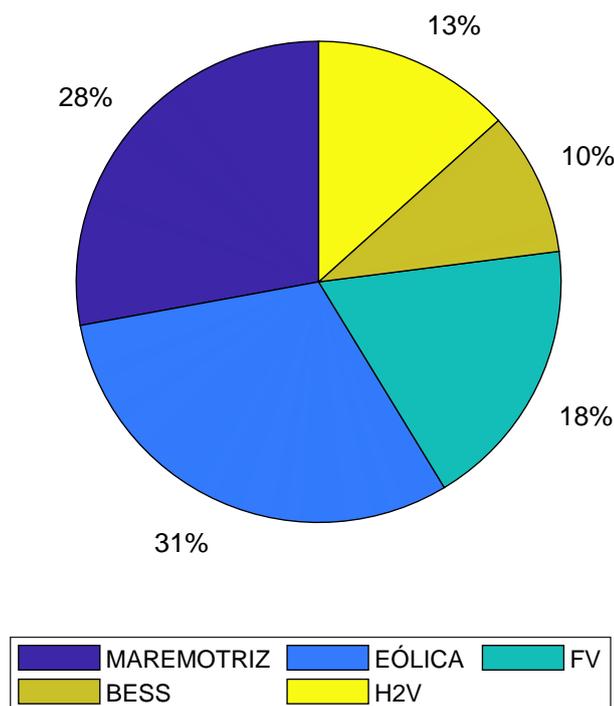


Figura 5.25 – Composição do custo total.

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.2.2 Caso 2: Análise de sensibilidade: Operação da microrrede zero carbono com 3 fontes renováveis, considerando perdas de carga

O Caso 2 realiza uma análise de sensibilidade na operação de uma microrrede zero carbono composta por três fontes renováveis: solar fotovoltaica, eólica e maremotriz, considerando que uma parte da demanda de carga pode não ser totalmente atendida. Difere do Caso 1, em que a operação foi projetada para garantir o atendimento de 100% da demanda de carga, o Caso 2 admite uma flexibilidade operacional ao considerar perdas de carga de até 10%. Essa abordagem permite uma análise mais abrangente das estratégias de otimização, avaliando o impacto da aceitação de perdas no dimensionamento da infraestrutura e nos custos totais da microrrede. A introdução de níveis de perda de carga oferece flexibilidade no dimensionamento, permitindo que a microrrede seja otimizada para diferentes cenários, desde configurações de máxima eficiência e atendimento total da demanda até soluções mais econômicas que aceitam uma parcela maior de perda de carga.

A Figura 5.26 apresenta a Fronteira de Pareto para diferentes níveis de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%. E mostra a relação entre o custo total e a energia vertida para cada cenário de perda de carga permitida. Observa-se que, ao permitir uma maior perda de carga, há uma redução considerável nos custos totais, embora essa redução não seja linear. Em cenários com 0% de perda de carga, o custo total é mais elevado devido à necessidade de dimensionamento robusto da infraestrutura para garantir o atendimento

total da demanda. Conforme a aceitação de perda de carga aumenta, as soluções se movem para configurações mais econômicas, com uma redução na energia vertida, porém, essa relação apresenta um ponto de saturação, onde os ganhos em redução de custo são menos expressivos.

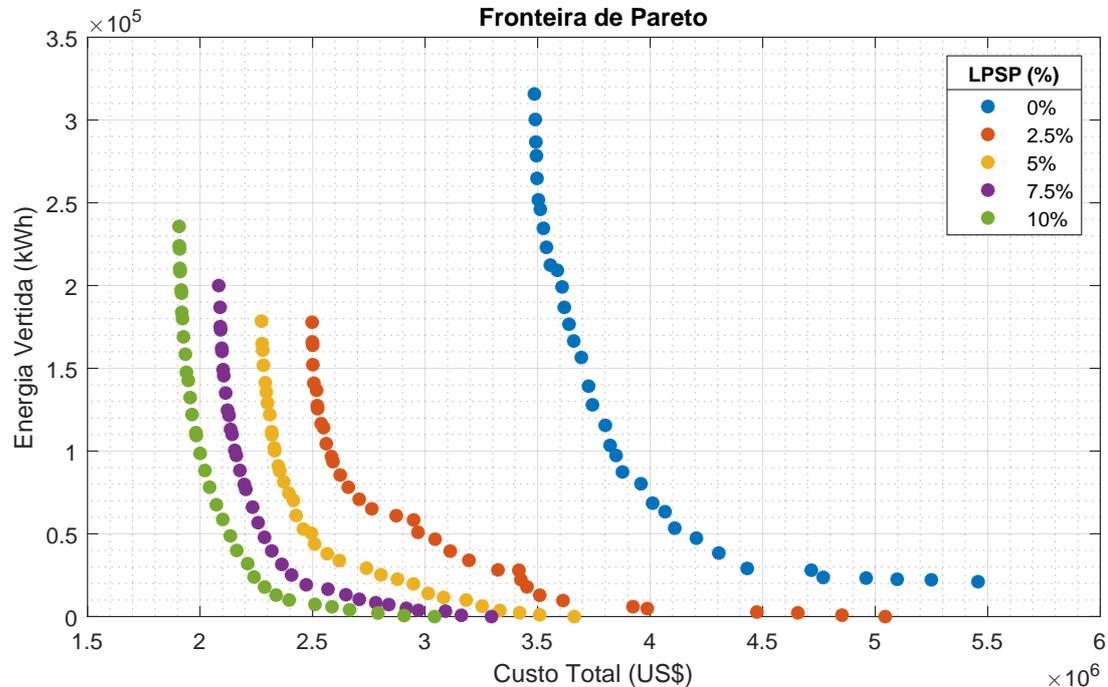


Figura 5.26 – Fronteira de Pareto para o Caso 2.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.27 apresenta a comparação entre as diferentes configurações de capacidade instalada de geração e armazenamento para a microrrede zero carbono em relação a várias porcentagens de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%. A Figura mostra como a composição da capacidade de geração e de armazenamento varia ao longo das soluções da Fronteira de Pareto, de acordo com os diferentes níveis de perda de carga. A Figura 5.27 ilustra a capacidade instalada de geração e armazenamento em diferentes níveis de perda de carga. Com 0% de perda de carga, observa-se a necessidade de maior capacidade instalada tanto em geração quanto em armazenamento, refletindo o compromisso com a confiabilidade total do sistema. À medida que a perda de carga é permitida, há uma redução progressiva no dimensionamento necessário das fontes de geração e armazenamento, especialmente para perdas de carga de 2,5% a 5%. Entretanto, para níveis superiores de perda, como 7,5% e 10%, a redução na capacidade instalada é menos acentuada, indicando que a maior parte da flexibilidade já foi aproveitada nos níveis mais baixos de perda.

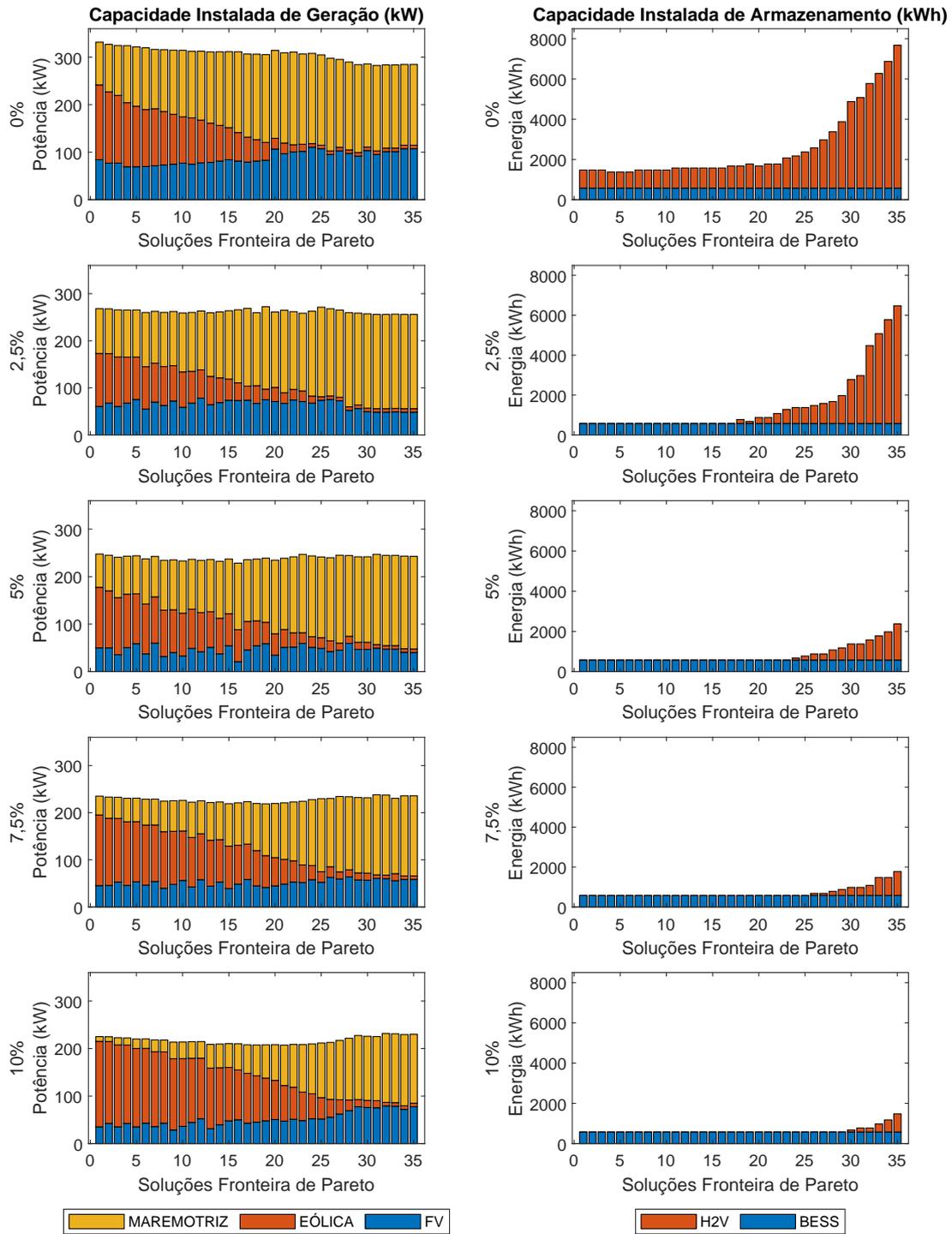


Figura 5.27 – Comparação perda de carga - capacidade de geração e armazenamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.28 ilustra a comparação do custo total e da energia vertida ao longo das soluções da Fronteira de Pareto para diferentes níveis de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%. Essa comparação permite observar o impacto do aumento da perda de carga permitida na relação entre o custo total e a energia vertida. A Figura 5.28 analisa a relação entre o custo total e a energia vertida para diferentes níveis de perda de carga.

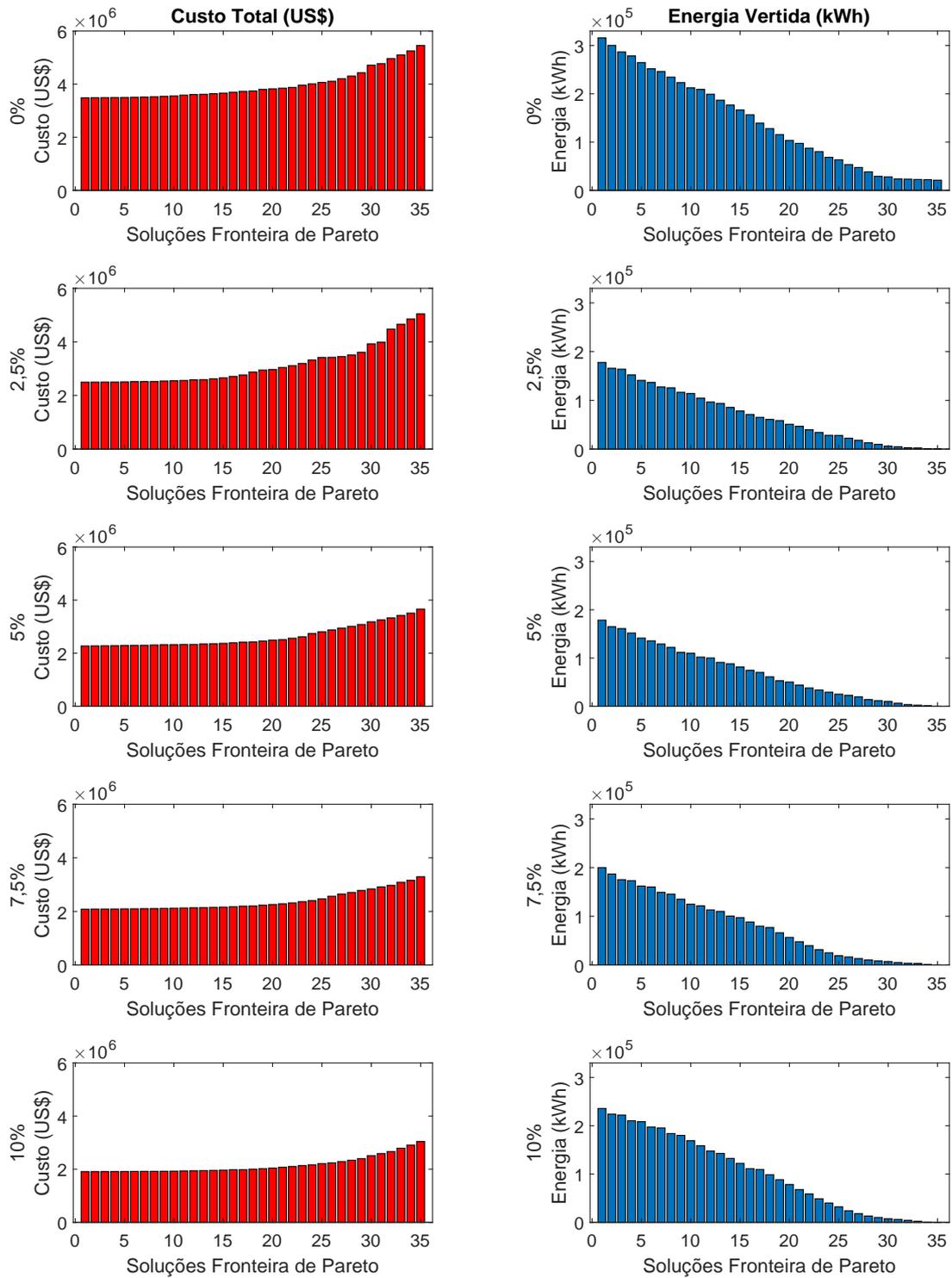


Figura 5.28 – Comparação perda de carga - Custo total e energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.2.2.1 CASO 2.A

Nesta seção, são apresentados os resultados do Caso 2.A, que se refere à operação ilustrada na Figura 5.27, a qual considera o menor custo e a maior energia na fronteira

de Pareto, correspondente a uma perda de carga de 10%. A Tabela 5.9 resume o dimensionamento do Caso 2.A. Nesse cenário, a capacidade instalada de geração totaliza 225,2 kW, com um armazenamento de 576 kWh. A fonte eólica predomina, com 180 kW de capacidade instalada, enquanto as fontes fotovoltaica (FV) e maremotriz contribuem com 35,2 kW e 10 kW, respectivamente. O otimizador optou por aumentar significativamente a capacidade instalada da fonte eólica, devido ao seu maior fator de capacidade, o que resulta em um custo mais baixo. No entanto, essa fonte apresenta alta variabilidade, o que justifica a ocorrência de energia vertida e um dimensionamento relativamente baixo de armazenamento, contribuindo para a perda de carga. Não foi dimensionado armazenamento por H2V neste caso.

Tabela 5.9 – Resumo do dimensionamento do Caso 2.A.

<b>Descrição</b>	<b>Dimensionamento</b>	<b>Capacidade Instalada</b>
Módulos Fotovoltaicos	64 und	35,2 kW
Turbinas Eólicas	24 und	180 kW
Turbinas Maremotriz	2 und	10 kW
Capacidade BESS	576 kWh	576 kWh
Capacidade H2V	0 kWh	0 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

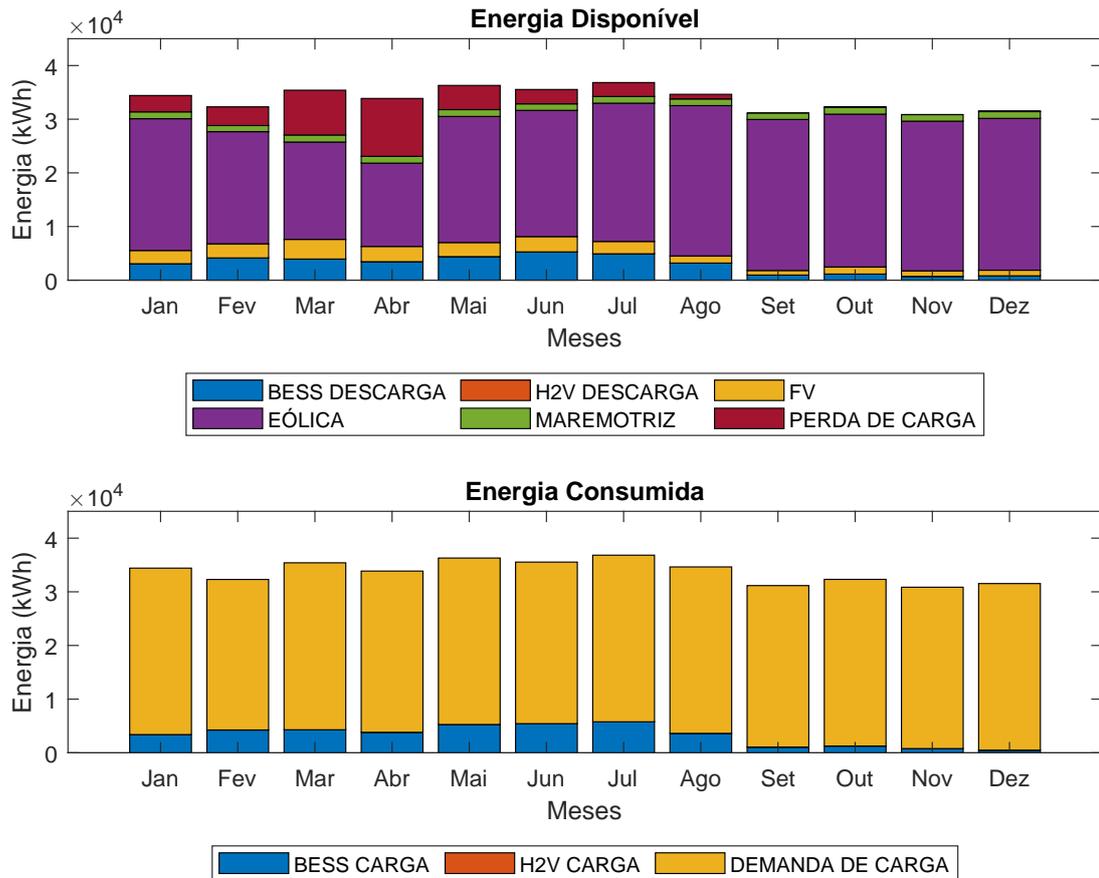


Figura 5.29 – Balanço Energético Mensal

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.29 e 5.30 apresentam o balanço energético mensal e diário, respectivamente. Observa-se que a energia eólica predomina em toda a operação da microrrede. As perdas de carga nesse caso são mais evidentes entre os meses de janeiro e julho, com picos mais acentuados em abril, coincidindo com a menor geração de energia eólica. Entre os meses de agosto e dezembro, a perda de carga foi reduzida devido ao aumento na geração de energia eólica durante esse período.

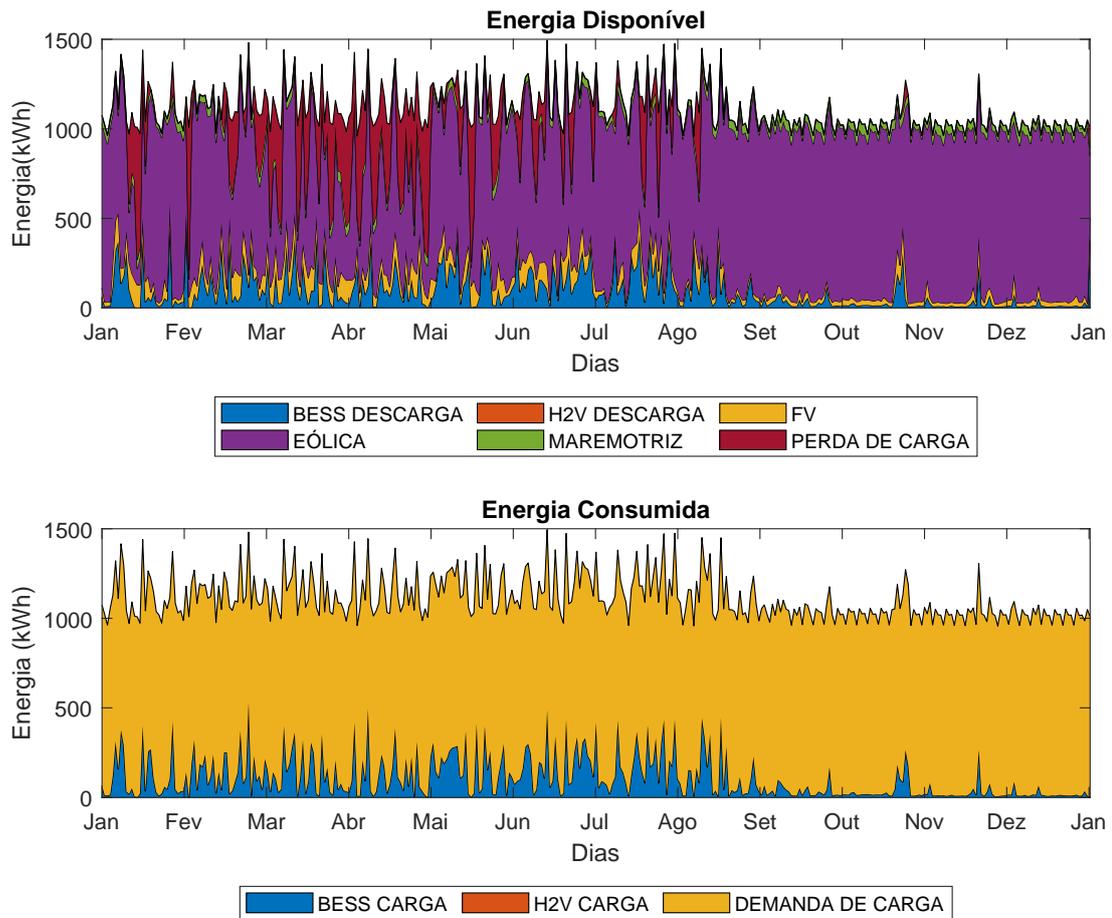


Figura 5.30 – Balanço Energético Diário

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 5.31 e 5.32 ilustram a energia vertida no Caso 2.A. Observa-se um maior volume de energia vertida entre os meses de agosto e dezembro, período que coincide com a maior geração eólica. O elevado volume de energia vertida deve-se à variabilidade da fonte eólica e ao dimensionamento relativamente reduzido de armazenamento.

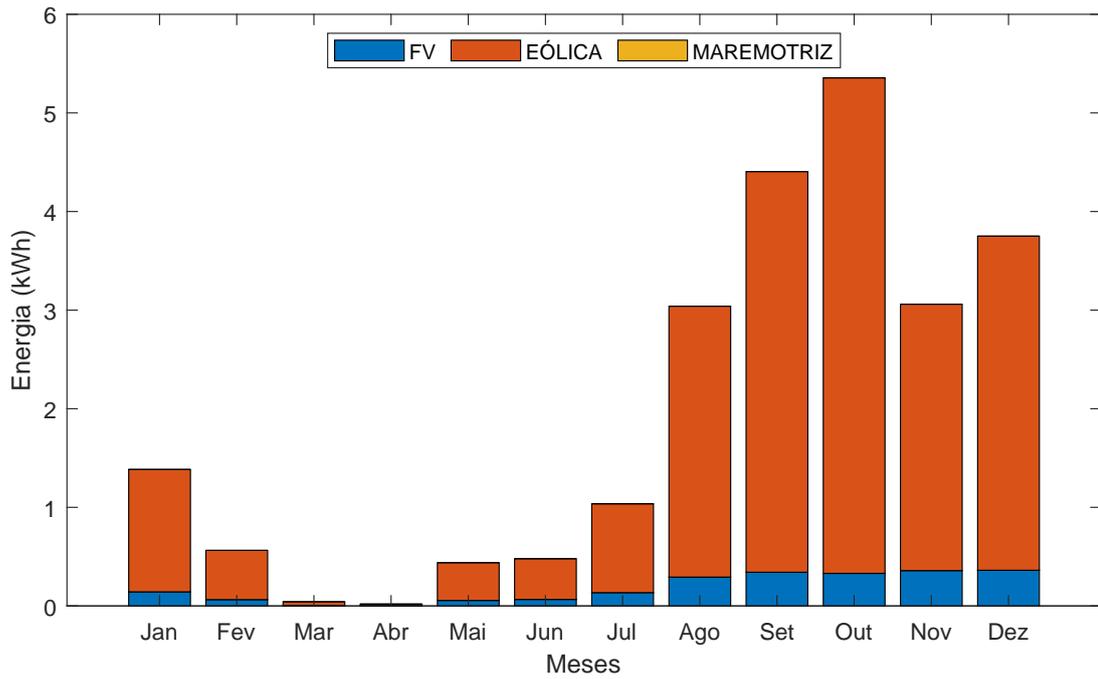


Figura 5.31 – Composição mensal da Energia Vertida

Fonte: Elaborada pelo autor.

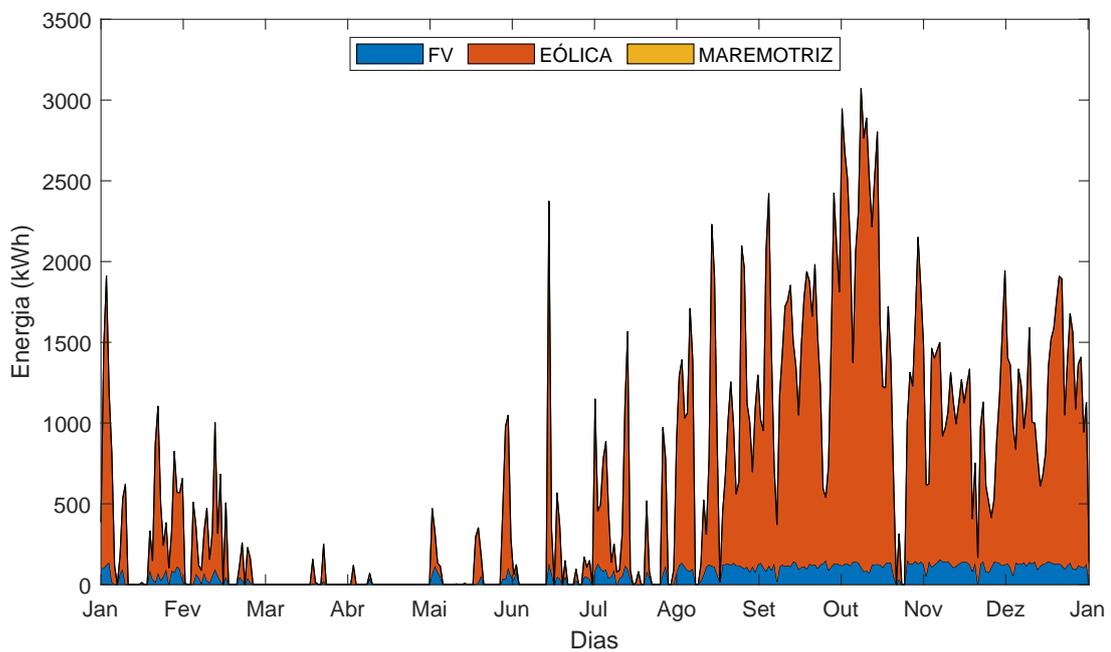


Figura 5.32 – Composição diário da Energia Vertida

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.33 apresenta a variação do SOC do sistema BESS ao longo da operação da microrrede. Nos primeiros meses do ano, observa-se uma grande frequência de variação do SOC, devido à elevada variabilidade da geração renovável. Já na segunda metade do ano,

a variação do SOC é menos acentuada, devido o SOC ficar mais tempo na sua capacidade máxima.

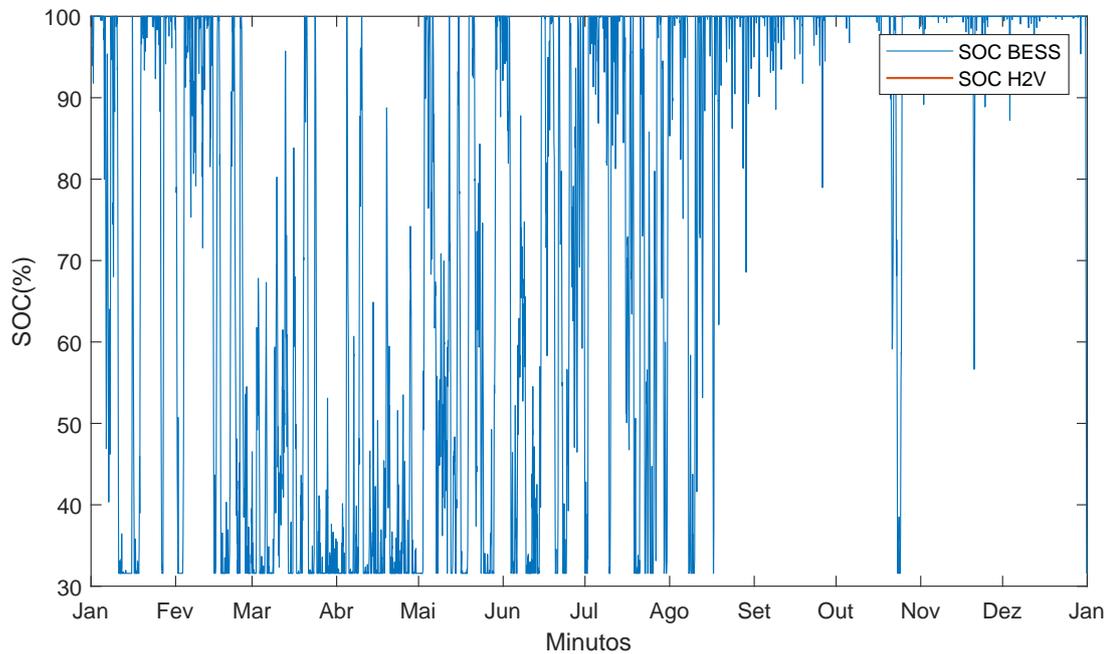


Figura 5.33 – SOC BESS e SOC H2V

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 5.10 apresenta o resumo energético do Caso 2.A. Observa-se que 90% de toda a energia consumida foi direcionada para a demanda de carga. A geração renovável total representou 82,10% de toda a energia disponível, com a fonte eólica contribuindo com 88% dessa geração, enquanto a fonte fotovoltaica (FV) e a maremotriz participaram com 7,52% e 4,49%, respectivamente. A energia vertida totalizou 235,72 MWh, o equivalente a 64,46% da demanda de carga. A energia eólica também foi responsável por 90,86% da energia vertida total. O custo total foi de USD 1.906.821,42, significativamente menor em comparação aos outros casos discutidos.

Tabela 5.10 – Resumo energético do Caso 2.A.

<b>Descrição</b>	<b>Energia disponível (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração Renovável Total	332,640	82,10%
BESS Descarga	35,953	8,87%
H2V Descarga	0	0,00%
Perda de carga	36,555	9,02%
TOTAL	405,148	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Consumida (MWh)</b>	<b>%</b>
Demanda de carga	365,727	90,27%
BESS Carga	39,421	9,73%
H2V Carga	0	0,00%
TOTAL	405,148	100,00%
Balanco Energético	0	
<b>Descrição</b>	<b>Energia Gerada (MWh)</b>	<b>%</b>
Geração FV	24,998	7,52%
Geração Eólica	292,712	88,00%
Geração Maremotriz	14,93	4,49%
Geração Renovável Total	332,640	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia Vertida (kWh)</b>	<b>%</b>
FV Vertida	21,534	9,14%
Eólica Vertida	214,194	90,86%
Maremotriz Vertida	0	0,00%
TOTAL	235,72800	100,00%
<b>Descrição</b>	<b>Energia (MWh)</b>	<b>%</b>
SOC BESS Inicial	576	100,00%
SOC BESS Final	181,89	31,58%
SOC H2V Inicial	0	0,00%
SOC H2V Final	0	0,00%
<b>Descrição</b>	<b>Ordem de Despacho</b>	
Ordem de Despacho	Maremotriz - Eólica - FV	
<b>Descrição</b>	<b>Custo USD</b>	
Custo Total	USD 1.906.821,42	

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.34 apresenta a composição dos custos do Caso 2.A. Observa-se que 63% dos custos são atribuídos à participação da fonte eólica, enquanto os demais componentes têm uma participação menor na composição dos custos.

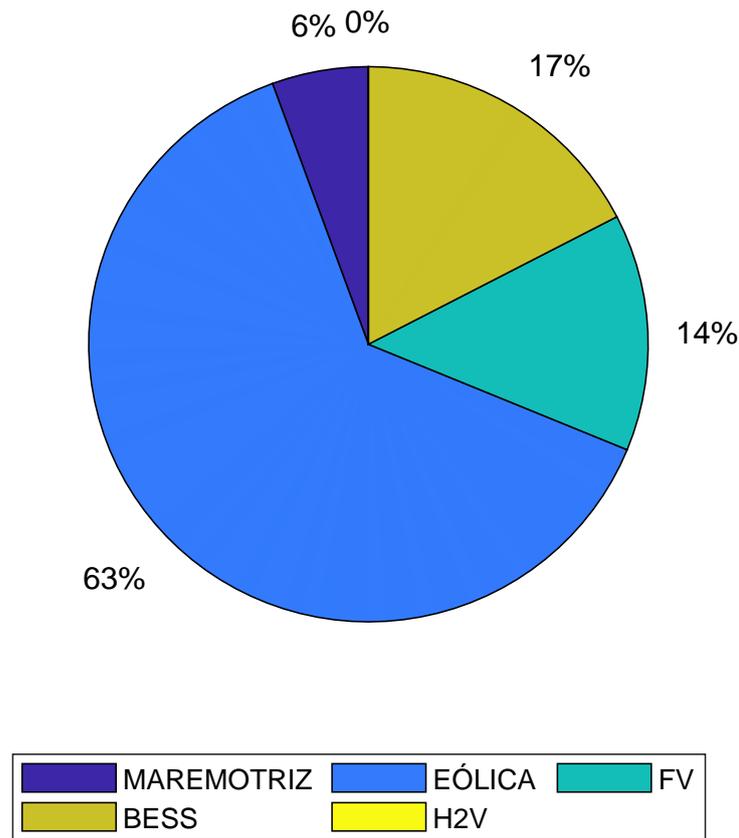


Figura 5.34 – Composição do custo total

Fonte: Elaborada pelo autor.

No Caso 2.A, foi considerada uma perda de carga de 10%, o que torna o sistema mais flexível para lidar com o suprimento da demanda, resultando em um menor dimensionamento das capacidades instaladas de geração e armazenamento. A predominância da energia eólica em soluções com menor custo é justificada pelo fator de capacidade elevado das turbinas. No entanto, devido à maior variabilidade da fonte eólica em comparação com outras fontes renováveis, é necessário um maior dimensionamento para atender à demanda de carga e cumprir a restrição de limite de perda de carga. Nas situações de maior geração eólica, observa-se um aumento na geração de energia vertida.

### 5.2.2.2 CASO 2.B

A comparação entre os Casos 1 e 2 da operação da microrrede zero carbono com três fontes renováveis destaca importantes aspectos relacionados ao atendimento à demanda, custos, energia vertida e flexibilidade operacional. No Caso 1, a microrrede foi projetada para atender 100% da demanda de carga ao longo de todo o período de simulação. Essa abordagem resulta em soluções que maximizam a robustez e confiabilidade do sistema, garantindo que a carga seja sempre suprida. O custo total neste caso tende a ser mais elevado, uma vez que é necessário dimensionar a geração e o armazenamento de forma

robusta, para garantir que não haja momentos de insuficiência na geração. A energia vertida é minimizada, já que o sistema é ajustado para consumir ou armazenar o máximo possível da energia gerada. Contudo, esse alto nível de confiabilidade e eficiência energética exige investimentos substanciais em infraestrutura e armazenamento, tornando o sistema mais oneroso.

Por outro lado, o Caso 2 introduz uma flexibilidade operacional ao permitir que uma parte da demanda de carga não seja totalmente atendida, com níveis de perda de carga de até 10%. Com isso, observa-se uma redução significativa nos custos totais, já que a infraestrutura necessária, incluindo a capacidade instalada de geração e armazenamento, pode ser dimensionada de maneira menos robusta. A aceitação de perdas controladas, como nos casos de 2,5%, 5%, 7,5% e 10%, permite que a operação da microrrede seja ajustada para soluções mais econômicas, mesmo que isso resulte em maior energia vertida. Esse cenário evidencia um compromisso entre custo e eficiência, com a possibilidade de escolher soluções que equilibrem o custo total com o nível de serviço prestado.

### **5.2.3 Caso 3 - Impacto das Fontes Renováveis: Análise Considerando Duas Fontes Renováveis**

O Caso 3 analisa a operação de uma microrrede zero carbono utilizando combinações de duas fontes renováveis, permitindo avaliar o impacto da redução da diversidade das fontes de geração na operação e eficiência do sistema. Ao considerar perdas de carga, o Caso 3 busca explorar as implicações de operar a microrrede com menos flexibilidade na geração, investigando as relações de custo e eficiência energética em diferentes cenários. A introdução de perdas de carga é uma abordagem que permite que a microrrede aceite um nível controlado de não atendimento à demanda de carga, reduzindo potencialmente os custos, mas com implicações para a confiabilidade do sistema. O objetivo desta análise é identificar como a redução na diversidade de fontes, ao considerar apenas a combinação de duas fontes renováveis, afeta o dimensionamento da capacidade instalada de geração e armazenamento, o custo total e a energia vertida.

As subseções 5.2.3.1, 5.2.3.2 e 5.2.3.3 apresentam respectivamente os Casos a seguir:

- O Caso 3.A: Operação com FV e Maremotriz
- O Caso 3.B: Operação com Eólica e Maremotriz
- O Caso 3.C: Operação com FV e Eólica

### 5.2.3.1 CASO 3.A

Este subcaso avalia o desempenho da microrrede com a combinação de energia FV e maremotriz. A energia solar é variável e depende da radiação solar diária, enquanto a maremotriz apresenta uma geração mais estável e previsível. Essa configuração permite observar como a variabilidade e a previsibilidade das fontes influenciam o custo e a energia vertida.

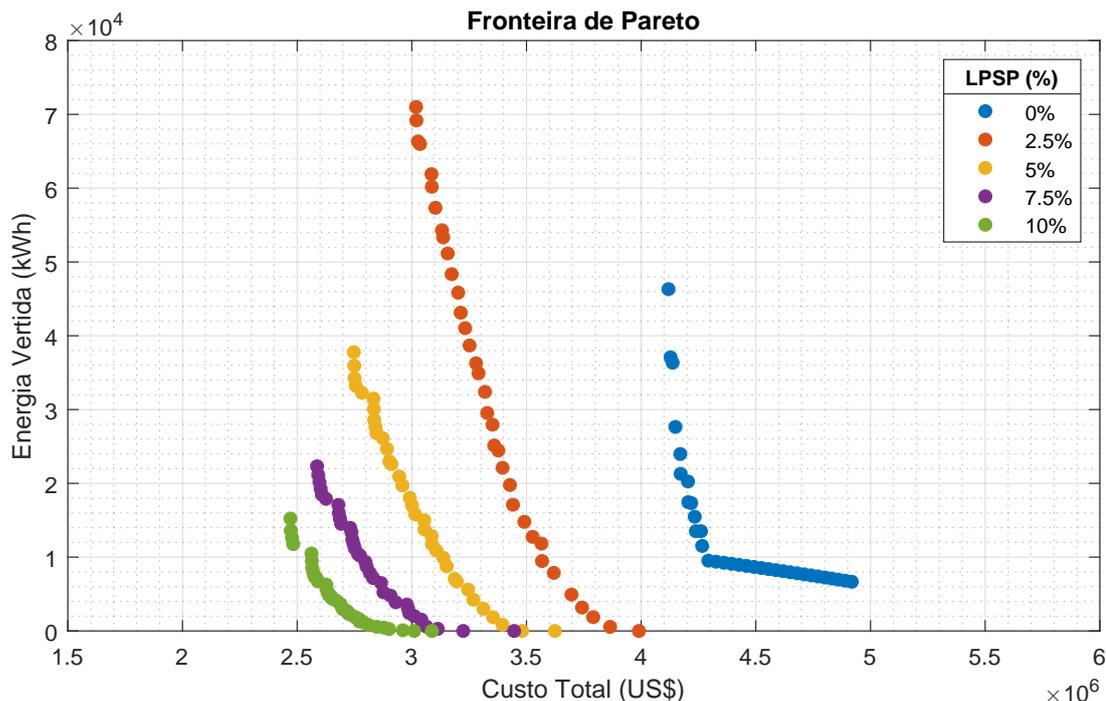


Figura 5.35 – Fronteira de Pareto para as fontes FV e Maremotriz.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.35 mostra a Fronteira de Pareto para diferentes níveis de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%, destacando a relação entre o custo total e a energia vertida em cada cenário. A Fronteira de Pareto representa as relação de soluções entre esses dois critérios para a combinação das fontes FV e maremotriz, demonstrando como o sistema responde a variações nos níveis de perda de carga permitida.

Na Figura 5.35, a distribuição da Fronteira de Pareto indica que, para cenários com 0% de perda de carga, as soluções exigem investimentos mais altos em infraestrutura para garantir o atendimento total da demanda, resultando em menores níveis de energia vertida. À medida que se permite um aumento na perda de carga, a redução nos custos totais ocorre de forma mais acentuada nos níveis iniciais (por exemplo, de 0% para 2,5% e 5%). Essa redução reflete a diminuição dos requisitos de dimensionamento da geração e armazenamento, permitindo que a microrrede opere com menor robustez. No entanto, quando a perda de carga permitida ultrapassa 5%, os ganhos econômicos tornam-se menores

em comparação com o aumento na energia vertida, indicando um ponto de saturação em termos de custo-benefício.

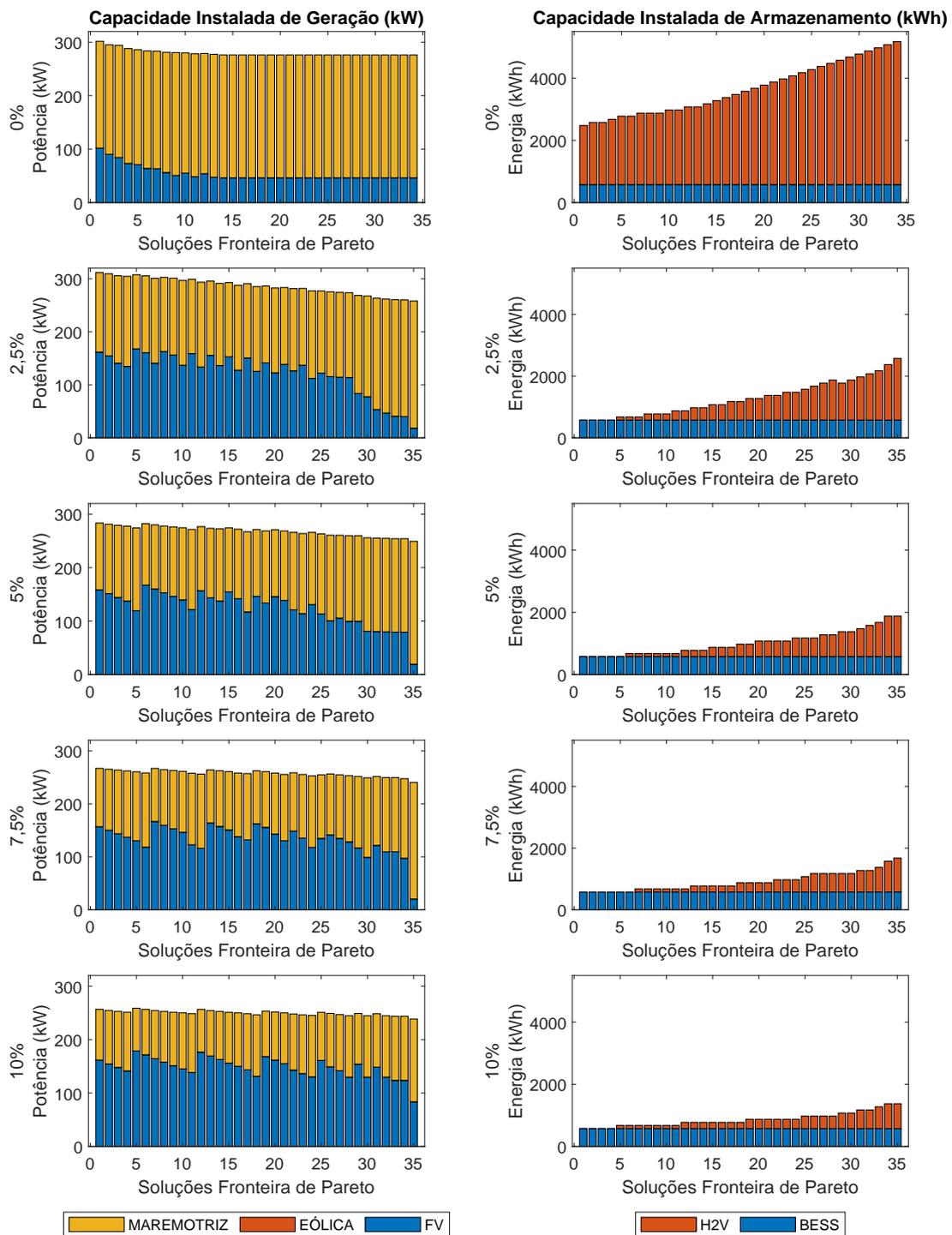


Figura 5.36 – Comparação perda de carga das fontes FV e Maremotriz - Capacidade de geração e armazenamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.36 mostra que a capacidade instalada de geração e armazenamento segue uma tendência de redução com o aumento da perda de carga. Em cenários com 0%

de perda de carga, a capacidade de geração fotovoltaica e maremotriz é maximizada para suprir toda a demanda, exigindo maior capacidade de geração e sistemas de armazenamento dimensionados de forma robusta. Com o aumento da flexibilidade permitida na demanda (até 10% de perda de carga), observa-se uma diminuição gradual da capacidade instalada, indicando uma estratégia de otimização que busca reduzir o dimensionamento excessivo, especialmente nas capacidades de armazenamento, como o sistema BESS e H2V. Essa redução é mais evidente nos níveis intermediários de perda de carga, resultando em menor custo total e menor capacidade de dimensionamento.

A Figura 5.37, por sua vez, destaca a relação entre os custos totais e a energia vertida da composição de fontes FV e Maremotriz, para diferentes níveis de perda de carga. Observa-se que, para cenários com menor perda (0% a 2,5%), a microrrede apresenta custos elevados devido ao alto grau de dimensionamento necessário para garantir a operação contínua. Contudo, conforme a perda de carga aumenta, há redução nos custos totais e energia vertida. Esse comportamento reflete a natureza intermitente das fontes FV e maremotriz, que requerem maior flexibilidade de armazenamento e infraestrutura de geração para alcançar níveis de eficiência energética mais altos.

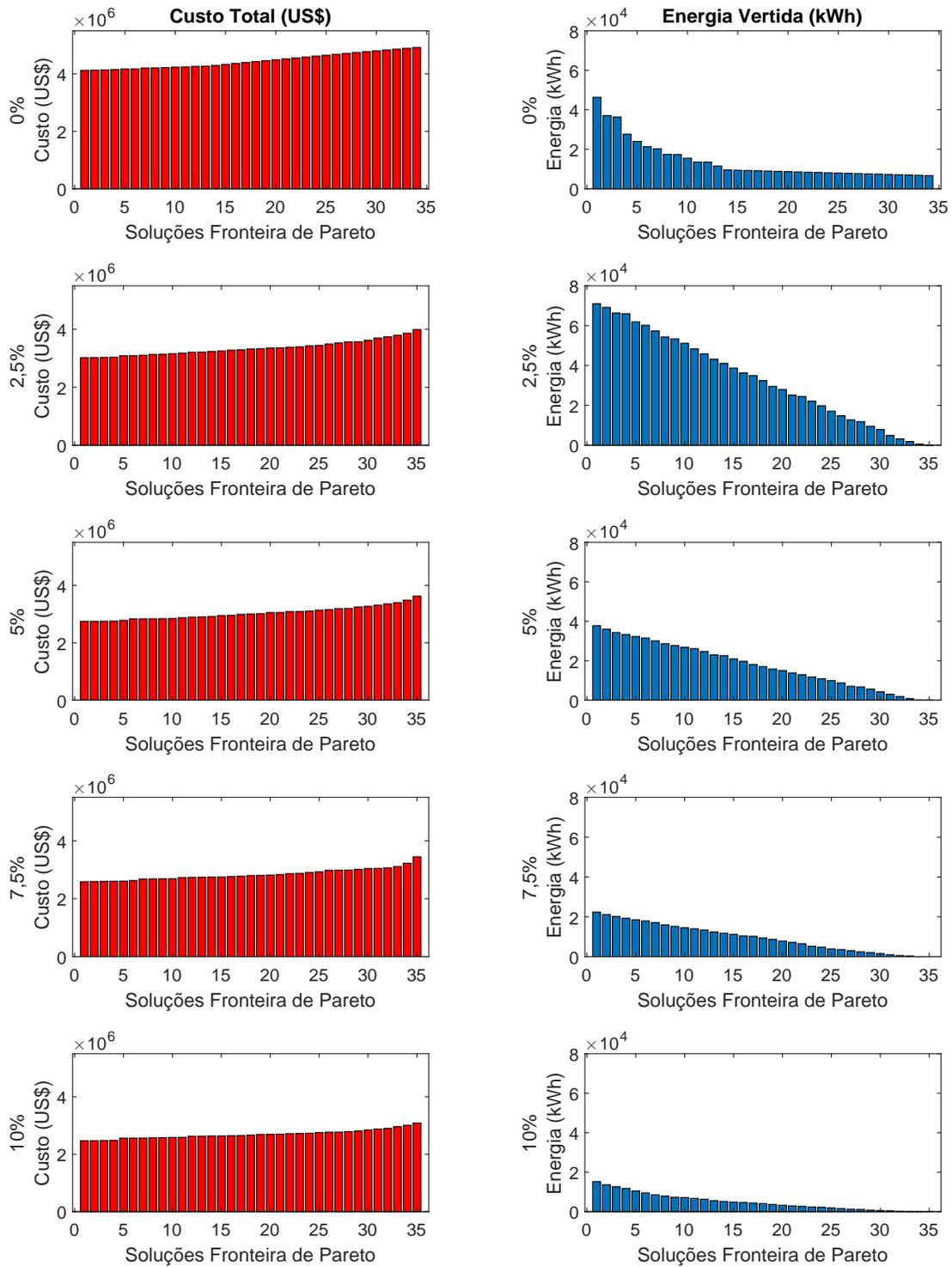


Figura 5.37 – Comparação perda de carga das fontes FV e Maremotriz - Custo total e energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.2.3.2 CASO 3.B

Neste subcaso, a microrrede opera com fontes eólica e maremotriz. A energia eólica é caracterizada por alta variabilidade, enquanto a maremotriz oferece uma base mais

estável de geração. O objetivo é avaliar como o sistema responde a diferentes níveis de variabilidade e previsibilidade, especialmente com a introdução de perdas de carga.

A Figura 5.38 apresenta a Fronteira de Pareto para diferentes níveis de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%. E mostra a relação entre o custo total e a energia vertida da composição de fontes eólica e maremotriz, para cada cenário de perda de carga permitida. Observa-se que a aceitação de níveis crescentes de perda de carga resulta em uma redução no custo total da microrrede. A energia vertida diminui com o aumento da perda de carga. Este comportamento reflete o compromisso entre a busca por soluções mais econômicas e a necessidade de manter um nível de confiabilidade aceitável na operação da microrrede.

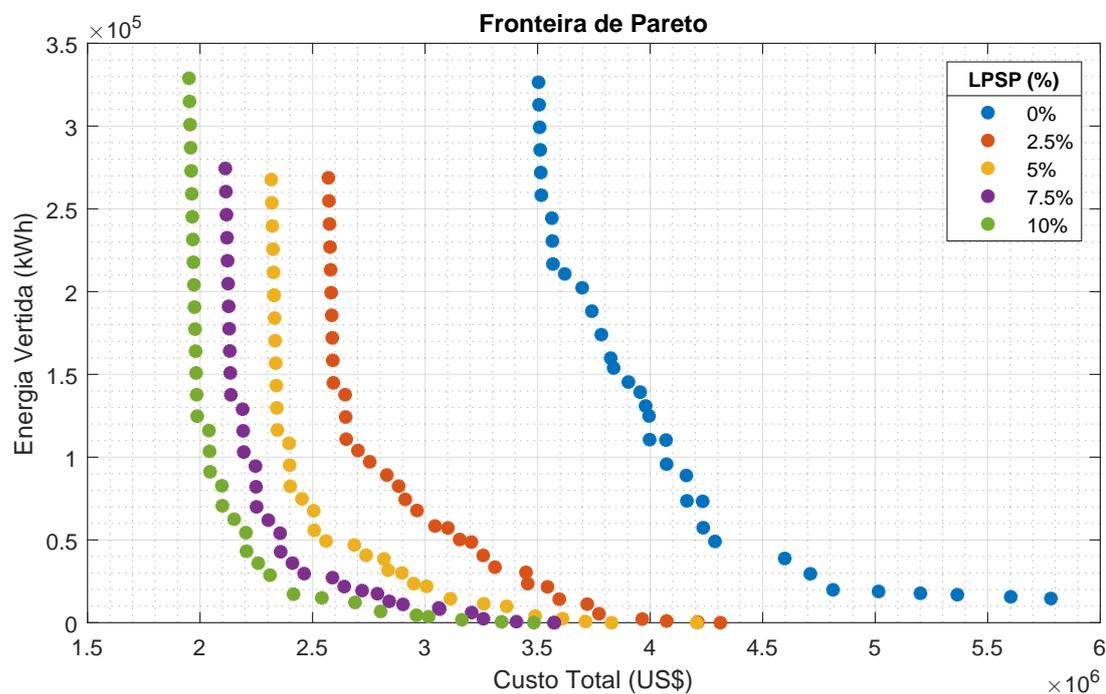


Figura 5.38 – Fronteira de Pareto para as fontes eólica e maremotriz.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.39 mostra que a capacidade instalada de geração e armazenamento do Caso 3.B. Quando a perda de carga é igual a 0%, a microrrede necessita de uma capacidade de geração e armazenamento maior para atender a demanda integralmente, sem interrupções. Com a aceitação de perdas de carga controladas, observa-se uma redução tanto na capacidade instalada das fontes de geração quanto dos sistemas de armazenamento (BESS e H2V), o que contribui para a diminuição dos custos totais do sistema. No entanto, essa redução na capacidade instalada também aumenta a dependência do gerenciamento da energia vertida, destacando a importância do dimensionamento adequado para balancear eficiência e custos operacionais.

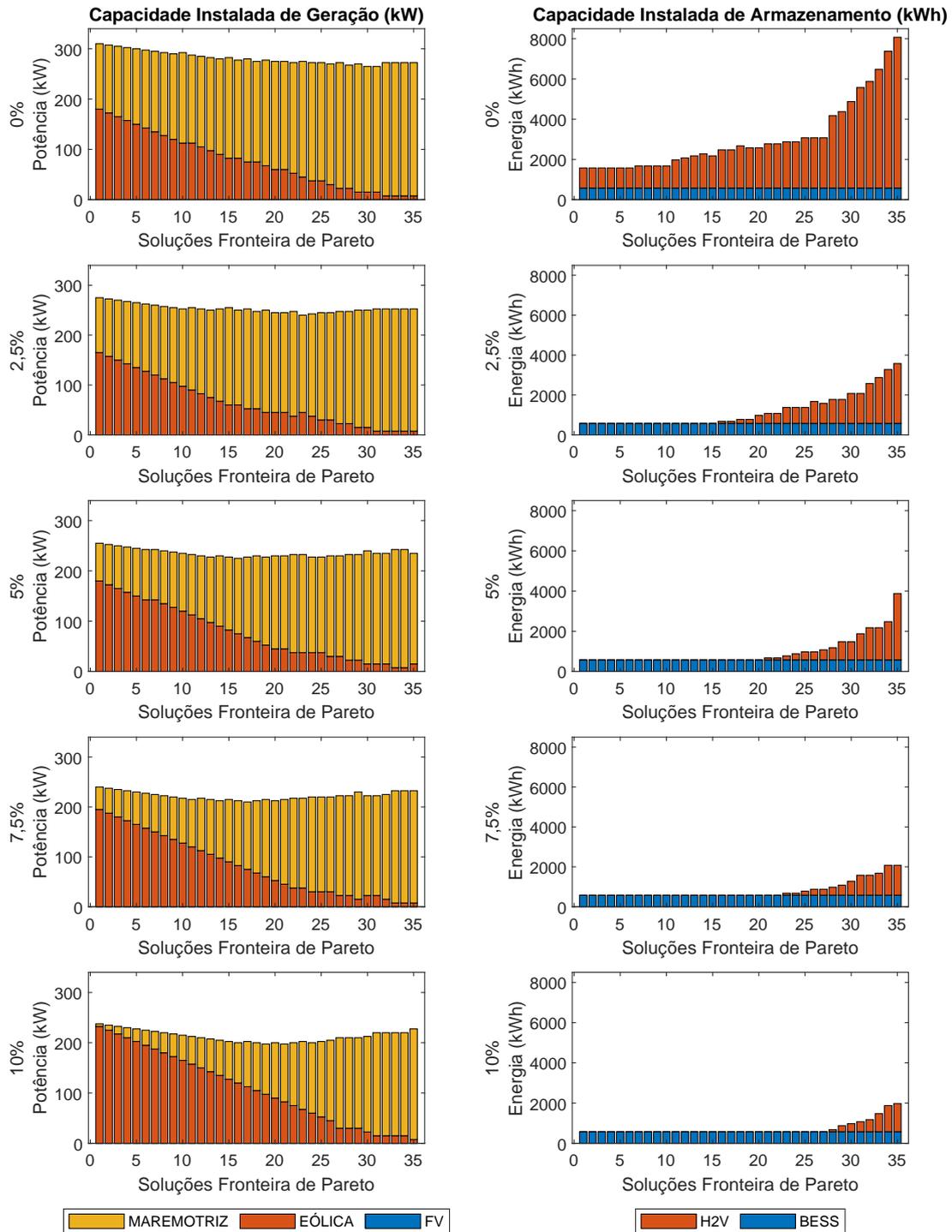


Figura 5.39 – Comparação perda de carga das fontes eólica e maremotriz - Capacidade de geração e armazenamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.40 ilustra a relação entre o custo total e a energia vertida do Caso 3.B. Ela evidencia que, à medida que o custo total diminui, a quantidade de energia vertida aumenta, especialmente em soluções com níveis de perda de carga mais elevados. Esse comportamento demonstra que o controle da energia vertida é um fator crucial na otimização econômica da microrrede, influenciando diretamente o dimensionamento da

infraestrutura necessária e os custos associados. A maior quantidade de energia vertida em cenários com perda de carga elevada reflete a necessidade de estratégias operacionais e de dimensionamento que maximizem a eficiência energética enquanto controlam os custos.

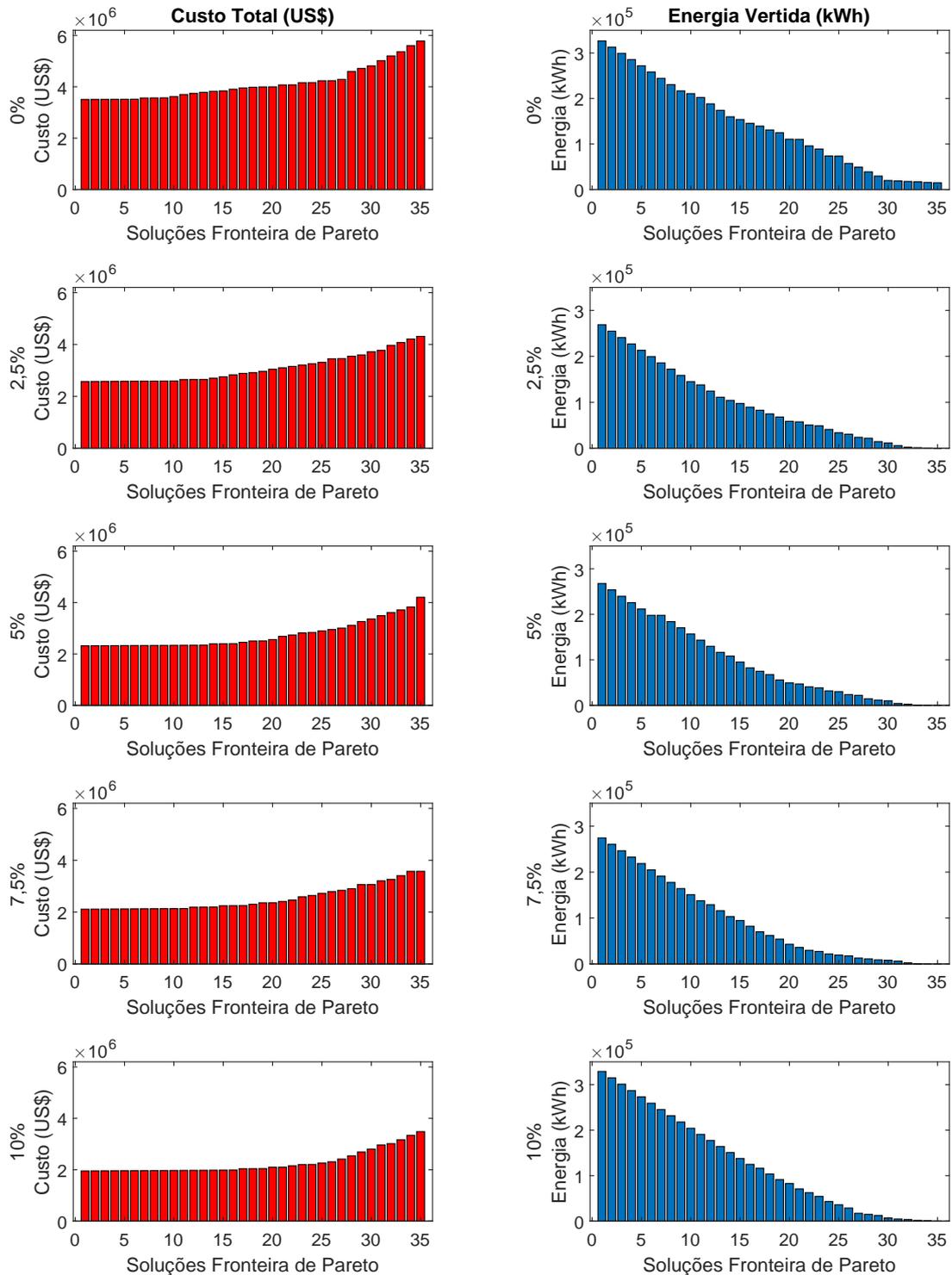


Figura 5.40 – Comparação perda de carga das fontes eólica e maremotriz - Custo total e energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O principal diferencial entre os dois casos é a flexibilidade e a complementariedade

das fontes de geração. O Caso 3.A (FV e maremotriz) apresenta maior estabilidade e previsibilidade de geração devido à complementariedade natural dessas fontes. Já o Caso 3.B (eólica e maremotriz) apresenta maior variabilidade devido à dependência da geração eólica, resultando em uma maior necessidade de armazenamento para mitigar os efeitos das variações. Em termos de custo, o Caso 3.B pode ser mais econômico em algumas soluções devido à capacidade de geração eólica em condições favoráveis, mas apresenta desafios maiores para manter a estabilidade e atender à demanda em cenários críticos.

### 5.2.3.3 CASO 3.C

Este subcaso considera as fontes FV e eólica, ambas com características de alta variabilidade. A combinação dessas fontes permite analisar um cenário em que a microrrede depende de duas fontes intermitentes, testando a capacidade do sistema de gerenciar a geração e a demanda com um nível controlado de perda de carga.

A Figura 5.41 apresenta a Fronteira de Pareto para diferentes níveis de perda de carga: 0%, 2,5%, 5%, 7,5% e 10%. E mostra a relação entre o custo total e a energia vertida para cada cenário de perda de carga permitida.

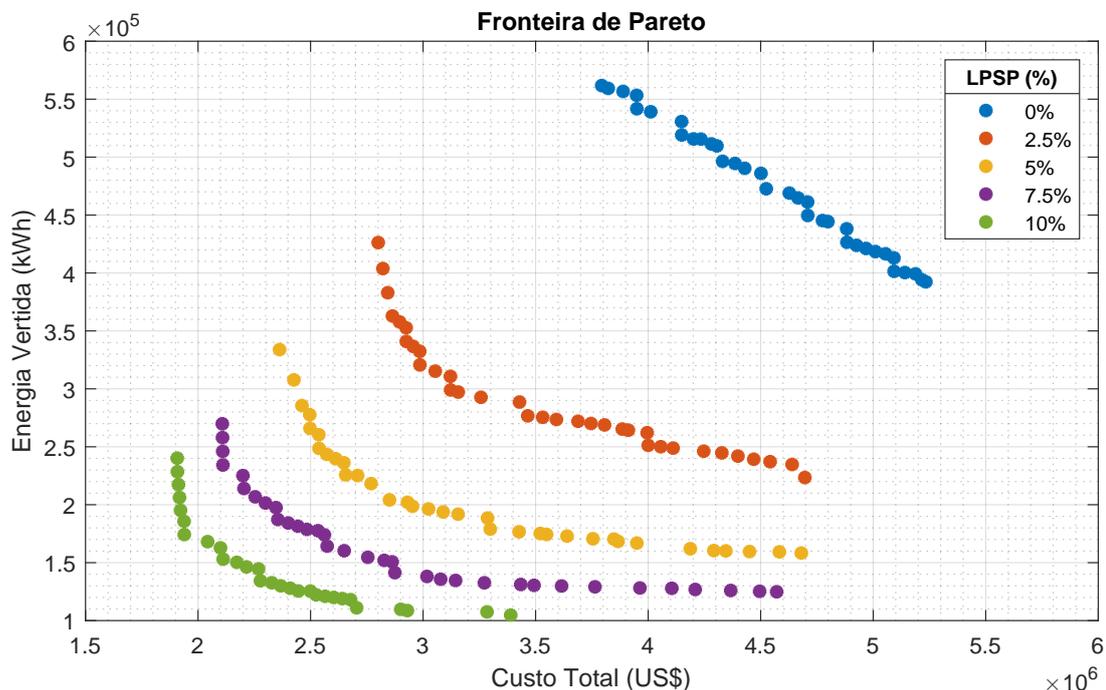


Figura 5.41 – Fronteira de Pareto para as fontes FV e eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que há um comportamento de redução na energia vertida à medida que os custos totais aumentam. O comportamento mais disperso das soluções para diferentes perdas indica uma menor flexibilidade em relação às combinações de FV e eólica, já que

ambas as fontes são altamente dependentes das condições climáticas e possuem maior variabilidade.

A Figura 5.42 destaca a comparação de capacidade instalada de geração e armazenamento para diferentes níveis de perda de carga. É evidente que o dimensionamento da capacidade de geração e armazenamento cresce conforme a perda de carga diminui, refletindo o aumento na necessidade de segurança energética para garantir o atendimento à demanda. A combinação de FV e eólica apresenta desafios relacionados à intermitência de geração, especialmente quando a perda de carga permitida é reduzida, exigindo sistemas de armazenamento maiores para equilibrar as variações e períodos sem geração.

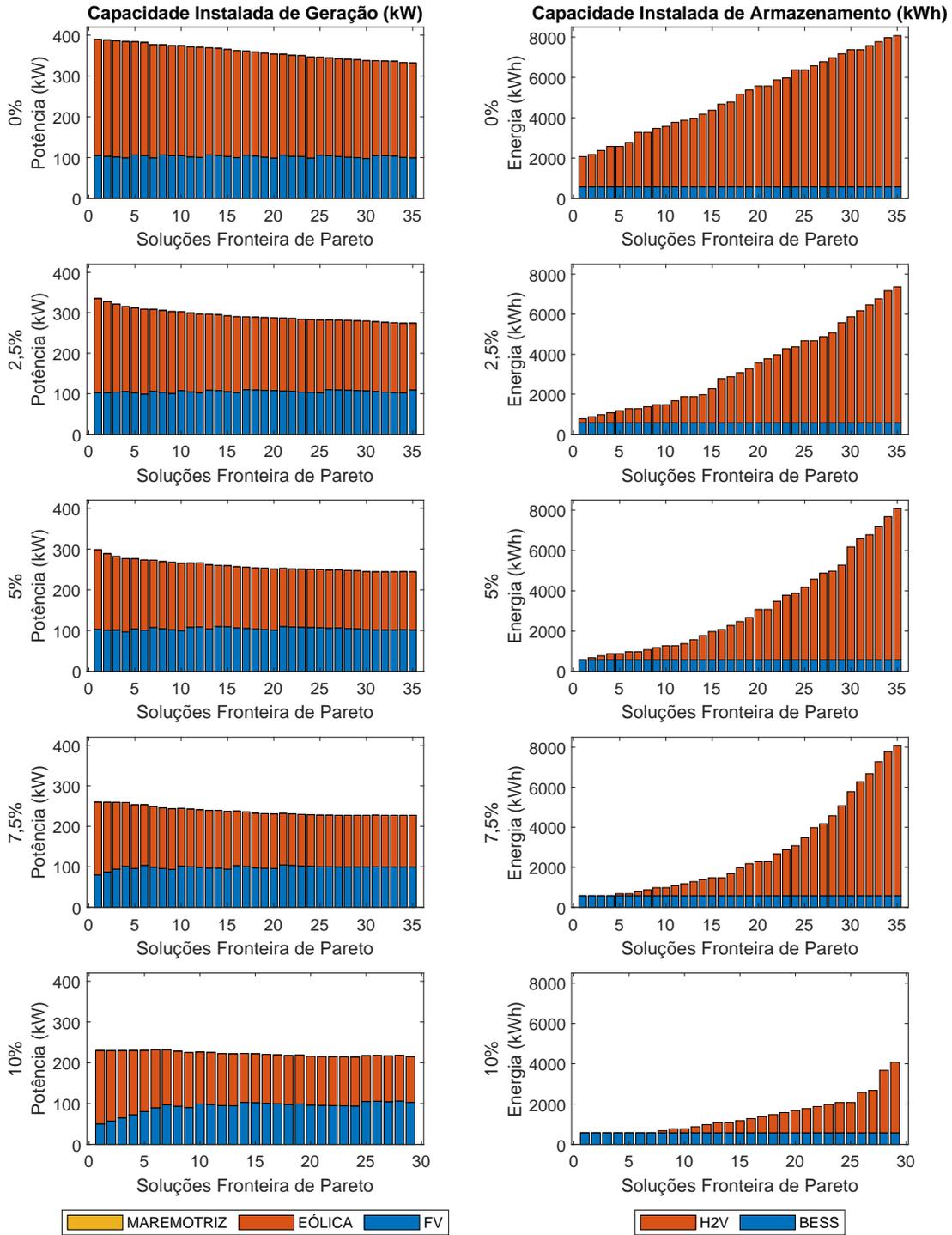


Figura 5.42 – Comparação perda de carga das fontes FV e eólica - Capacidade de geração e armazenamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 5.43, observa-se que o custo total cresce com a redução da perda de carga, enquanto a energia vertida diminui progressivamente. Esse comportamento reforça que, para minimizar a energia vertida, há um custo associado ao investimento em infraestrutura de geração e armazenamento de maior capacidade. A eficiência de uso das fontes renováveis também é afetada, com o desafio de gerenciar a geração excedente sem comprometer a

operação da microrrede.

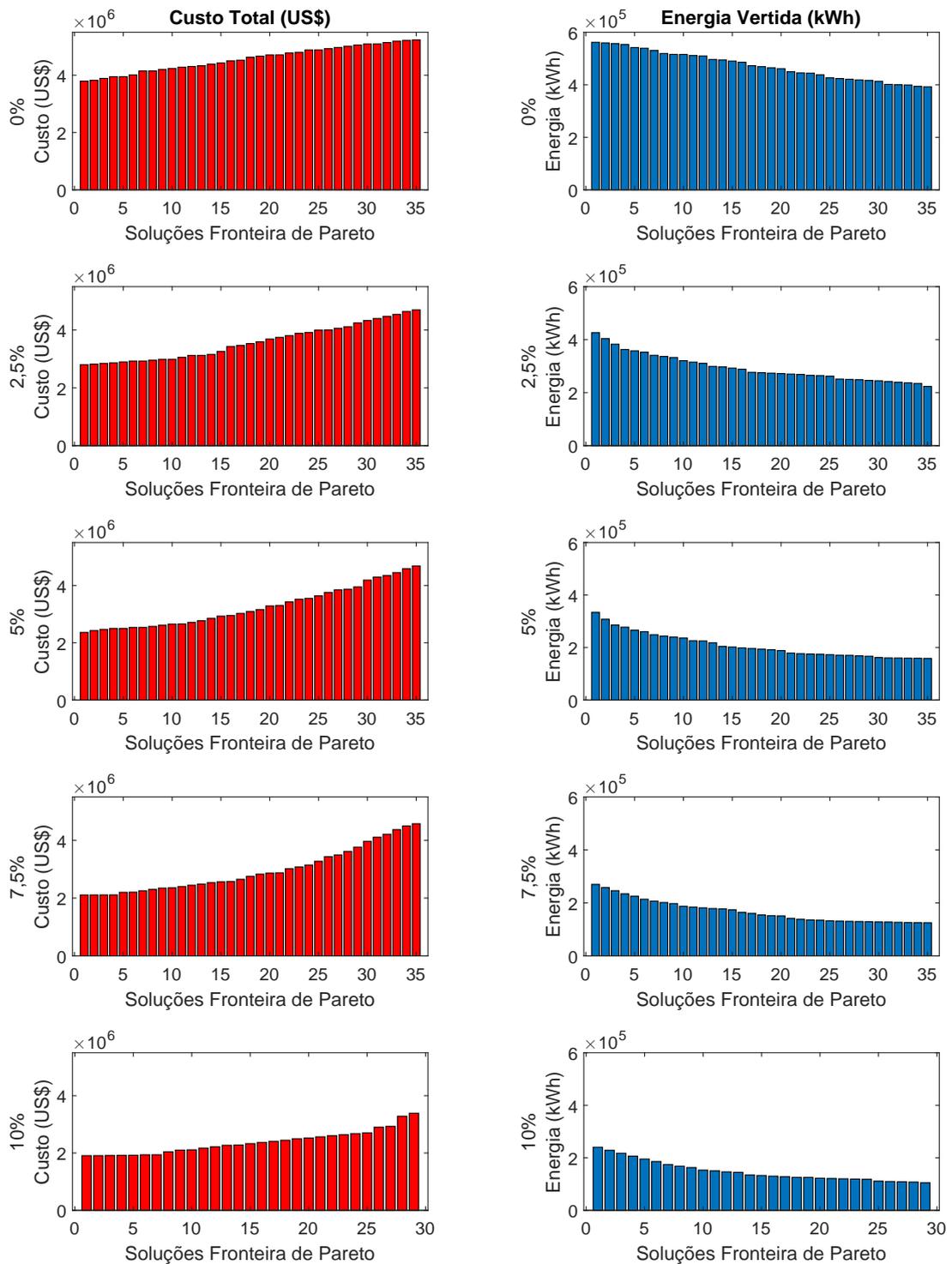


Figura 5.43 – Comparação perda de carga das fontes FV e eólica - Custo total e energia vertida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao comparar os Casos 3.A, 3.B e 3.C, que analisam diferentes combinações de fontes renováveis na operação de uma microrrede zero carbono, observam-se diferenças

significativas em termos de eficiência, custos e desafios operacionais. No Caso 3.A, que combina energia FV e maremotriz, a estabilidade da geração é mais pronunciada devido à maior previsibilidade da geração maremotriz. Isso resulta em uma menor necessidade de capacidade de armazenamento em comparação com os outros cenários. As soluções encontradas tendem a ter menores custos totais e menos energia vertida, uma vez que a geração maremotriz atua como um fator estabilizador, compensando a variabilidade da geração FV. Contudo, ainda existem desafios relacionados à gestão da intermitência solar durante períodos de baixa irradiação.

O Caso 3.B, com a combinação de energia eólica e maremotriz, apresenta características similares em termos de estabilidade proporcionada pela fonte maremotriz. No entanto, devido à maior variabilidade da geração eólica em relação à geração FV, a microrrede enfrenta maiores oscilações, exigindo ajustes operacionais para gerenciar picos e quedas de produção. Embora essa combinação mantenha uma estabilidade razoável, os custos totais tendem a ser ligeiramente superiores aos do Caso 3.A, devido às variações mais bruscas e à necessidade de sistemas de armazenamento mais dinâmicos.

Por fim, o Caso 3.C, que combina energia FV e eólica, destaca-se como o cenário mais desafiador, dada a alta variabilidade e intermitência das duas fontes. Isso demanda soluções de armazenamento mais robustas e uma estratégia de operação mais flexível para lidar com as oscilações de geração. O resultado é uma maior energia vertida e custos totais mais elevados em muitos casos, refletindo as dificuldades de manter a estabilidade e eficiência com fontes predominantemente intermitentes.

Em síntese, enquanto os Casos 3A e 3B se beneficiam da estabilidade proporcionada pela geração maremotriz, o Caso 3.C enfrenta maiores desafios operacionais devido à combinação de fontes intermitentes. O compromisso entre custo, energia vertida e flexibilidade operacional é mais acentuado no Caso 3.C, exigindo um dimensionamento de armazenamento mais robusto para manter a eficiência da microrrede. A comparação evidencia que a diversificação de fontes renováveis é fator determinante para a eficiência e viabilidade econômica de sistemas de microrredes isoladas.

### 5.3 Discussão dos Resultados

Nos resultados das simulações, observe-se o impacto e os custos associados ao atendimento contínuo de 100% da carga. Isso ocorre devido ao fato de que os períodos críticos de escassez de energia são relativamente raros e, na maioria das vezes, de curta duração. Esse efeito é evidente quando se permite uma pequena perda de carga, como 2,5%, resultando em uma redução significativa no dimensionamento necessário da planta geradora. No entanto, ao permitir uma perda de carga maior (por exemplo, 5% ou até 10%),

os benefícios obtidos não seguem uma relação linearmente proporcional. Isso demonstra que são necessários investimentos substanciais e há um impacto expressivo em energia excedente para alcançar o pleno atendimento da carga.

A análise multiobjetivo auxilia na tomada de decisão ao ajustar as configurações de acordo com o valor que o consumidor atribui ao fornecimento ininterrupto de energia. Em microrredes de missão crítica, garantir 100% de disponibilidade de energia, geralmente é necessária, resultando em altos custos de investimento e operação. No entanto, esses custos são justificados pela importância de manter o fornecimento para cargas críticas. Por outro lado, em situações onde as interrupções no fornecimento são aceitáveis, é possível adotar configurações mais econômicas, que operem com menor energia vertida e menores custos associados.

Para complementar a discussão dos resultados, é fundamental destacar os diversos fatores que influenciam diretamente o desempenho da microrrede zero carbono. Um dos principais aspectos é o suprimento da demanda de carga utilizando exclusivamente fontes de geração renováveis, como fotovoltaica, eólica e maremotriz, sem o uso de combustíveis fósseis. Essa abordagem, embora sustentável, traz desafios consideráveis devido à variabilidade das fontes renováveis, exigindo um dimensionamento robusto para garantir a estabilidade do fornecimento e o atendimento pleno da demanda de carga.

Além disso, para complementar a geração renovável e garantir o suprimento da demanda de carga, foram utilizados sistemas de armazenamento com baterias de lítio (BESS) e hidrogênio verde (H2V). O dimensionamento adequado desses sistemas são cruciais, pois impacta diretamente a eficiência, a estabilidade e os custos operacionais da microrrede. No Caso 1, os sistemas de armazenamento foram dimensionados para assegurar o atendimento integral da demanda, enquanto nos Casos 2 e 3, o nível de armazenamento foi ajustado de acordo com as diferentes perdas de carga permitidas.

As simulações foram orientadas pela minimização do custo total e da energia vertida, como mostrado nas Fronteiras de Pareto apresentadas. As soluções que oferecem maior eficiência energética tendem a demandar maior investimento inicial, enquanto soluções mais econômicas resultam em níveis mais elevados de energia vertida. Assim, a escolha das funções objetivo impacta diretamente o dimensionamento das fontes de geração e armazenamento e, conseqüentemente, o comportamento da microrrede em diferentes cenários operacionais.

A composição das fontes de geração (FV, eólica e maremotriz) e dos sistemas de armazenamento (BESS e H2V) tem influência direta sobre o desempenho do sistema. No Caso 3, que considera a operação com apenas duas fontes renováveis, observou-se maior variabilidade e desafios operacionais, evidenciando a necessidade de se ter uma fonte mais estável em termos de geração de energia.

Outro ponto relevante é a importância dos dados primários, como irradiação solar, velocidade do vento e velocidade das correntes de maré, utilizados nas simulações. A variabilidade ou incerteza desses dados pode impactar a capacidade de geração das fontes renováveis e, conseqüentemente, a confiabilidade e o desempenho do sistema como um todo.

As características técnicas das fontes renováveis, incluindo eficiência, curva de desempenho e limites operacionais das turbinas eólicas, turbinas maremotrizes e painéis fotovoltaicos, influenciam diretamente o dimensionamento e o desempenho do sistema. A geração maremotriz, por ser mais previsível do que a solar e a eólica, contribui de forma significativa para a estabilidade do sistema. E considerando o sistema de armazenamento, a eficiência do BESS e H2V, tanto no processo de carga quanto de descarga, influenciam a quantidade de energia disponível para atender à demanda, afetando o dimensionamento necessário e os custos operacionais do sistema.

Outro fator importante é o custo dos equipamentos de geração e armazenamento, que impacta diretamente as soluções de otimização. No Caso 1, onde o foco foi atender 100% da demanda, os custos foram mais elevados devido ao dimensionamento robusto necessário. Nos Casos 2 e 3, a aceitação de perdas de carga permitiu soluções mais econômicas, com menor custo total.

Por fim, as restrições aplicadas nas simulações, influenciam diretamente as soluções obtidas. Os diferentes níveis de perda de carga permitida, de 0% a 10%, demonstraram como a flexibilidade operacional pode reduzir custos e energia vertida, embora a aceitação de perdas controladas possam resultar em maior desperdício de energia renovável, como observado nos Casos 2 e 3. A relação entre os custos totais da microrrede, a energia vertida e a perda de carga é fundamental para determinar a eficiência e viabilidade econômica do sistema. A minimização dos custos, geralmente, implica em maior energia vertida ou aceitação de perda de carga, enquanto a redução dessa energia vertida requer dimensionamentos mais robustos, resultando em custos mais elevados.

## 6 Conclusão

Nesta dissertação, foi formulado o problema de dimensionamento de um microrrede isolado 100% renovável, considerando exclusivamente fontes de energia limpa para atender a todas as necessidades de carga. Essa abordagem permite uma análise detalhada das implicações técnicas e econômicas associadas ao projeto e à operação de microrredes sustentáveis. A partir deste estudo, podem ser destacadas as seguintes observações e conclusões:

- A operação de microrredes isoladas 100% abastecidas por fontes renováveis enfrenta desafios técnicos e econômicos significativos, principalmente devido à assimetria entre geração e carga ao longo do tempo. Esse desequilíbrio influencia diretamente o dimensionamento do sistema, afetando tanto as necessidades de armazenamento quanto as capacidades das unidades geradoras.
- O uso de tecnologias de armazenamento, incluindo alternativas de armazenamento sazonal, como sistemas de armazenamento de hidrogênio, é essencial para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia em microrredes de carbono zero. Esses sistemas permitem mitigar a intermitência das fontes renováveis, assegurando a capacidade de atender à demanda mesmo em períodos de baixa produção ou alta variabilidade.
- A presença de uma fonte renovável com um perfil de menor intermitência pode reduzir a dependência de armazenamento, ajudando a suavizar a variabilidade da geração. Isso impacta o dimensionamento das unidades geradoras e do sistema de armazenamento, otimizando o desempenho da microrrede.
- Foram realizados estudos de análise de sensibilidade para avaliar potenciais estratégias de redução de carga e seus impactos no sistema. A possibilidade de acordos de redução de carga mostra-se relevante para otimizar o desempenho da microrrede em cenários de demanda variável e pode contribuir para a viabilidade de sistemas 100% renováveis.
- Embora o estudo tenha sido conduzido em uma microrrede de pequeno porte, as conclusões e métodos desenvolvidos podem ser aplicados a sistemas de qualquer escala, oferecendo uma base sólida para o dimensionamento e operação de microrredes sustentáveis em diversos contextos.
- A estrutura estudada para a microrrede zero carbono em operação ilhada pode ser expandida para aplicação em redes maiores, contribuindo para a transição energética em grande escala. Esse tipo de expansão pode incluir a interconexão de

várias microrredes, permitindo maior flexibilidade e compartilhamento de recursos, melhorando a atendimento a demanda de carga e reduzindo os custos em nível regional.

- O estudo da microrrede zero carbono está inserido no contexto da transição energética, onde há um movimento global em direção à descarbonização do setor elétrico e à redução da dependência de combustíveis fósseis. Os resultados apresentados mostram o potencial das fontes renováveis em atender à demanda de carga de forma sustentável e eficiente, destacando o papel das microrredes no avanço da transição energética.
- O hidrogênio verde tem um grande potencial como fonte de backup, fornecendo armazenamento sazonal e de longo prazo que pode complementar o armazenamento de curto prazo com baterias de lítio. Os resultados mostraram que o hidrogênio verde pode ser uma solução viável para compensar a variabilidade das fontes renováveis e garantir a demanda de carga, especialmente em períodos de baixa geração.
- Embora os custos atuais associados à operação da microrrede zero carbono, especialmente com sistemas de armazenamento, possam ser elevados, eles tendem a diminuir com o avanço das tecnologias, maior escala de produção e incentivos econômicos. Os resultados indicam que, com a evolução tecnológica e políticas de incentivo, os custos podem se tornar mais competitivos, favorecendo uma maior adoção das microrredes.
- A integração entre diferentes fontes renováveis, como solar, eólica e maremotriz, é um fator crítico para garantir a estabilidade e eficiência da microrrede. O uso de sistemas de armazenamento de curto prazo (BESS) e de longo prazo (H2V) é fundamental para equilibrar a variabilidade das fontes e assegurar um fornecimento contínuo de energia, reduzindo os custos operacionais e a energia vertida.
- As soluções com custo total mais alto e menor energia vertida representam um compromisso com a confiabilidade e resiliência da microrrede, pois o investimento em armazenamento e infraestrutura robusta garante maior estabilidade no fornecimento de energia. Além disso, a menor energia vertida implica em um uso mais eficiente dos recursos renováveis, promovendo a sustentabilidade a longo prazo da operação. Por outro lado, configurações com menor custo total e maior energia vertida podem oferecer eficiência de custo, sendo ideais para projetos com orçamentos restritos ou que buscam maximizar o retorno do investimento. Nesse caso, a flexibilidade operacional é favorecida, já que maior energia vertida pode ser aceitável em cenários de demanda variável ou onde a prioridade é a redução dos custos.
- E por fim, minimizar a energia vertida é fundamental em sistemas com fontes renováveis, pois ela representa um desperdício de energia potencial que poderia ser

aproveitada, comprometendo a eficiência dos recursos. Essa energia excedente pode gerar problemas de estabilidade na rede, como sobrecargas, caso a produção seja superior ao consumo. Em sistemas com alta penetração de fontes renováveis, como solar e eólica, a variabilidade da geração nem sempre coincide com os momentos de maior demanda, o que exige gerenciamento adequado para evitar energia vertida. Minimizar a energia vertida otimiza o uso dos recursos energéticos disponíveis, assegurando que a energia gerada seja utilizada de maneira eficiente. Essa abordagem reflete uma gestão eficaz da rede, evitando o desligamento de geradores renováveis ou o desperdício de energia que poderia ser direcionada ao armazenamento ou ao consumo direto. A redução da energia vertida não só aumenta a eficiência dos sistemas de geração renovável, como também melhora a viabilidade econômica dos mesmos, demonstrando uma gestão estratégica da rede elétrica e maximizando o aproveitamento dos recursos disponíveis para uma operação mais sustentável e econômica.

## 6.1 Trabalhos Futuros

A partir dos estudos e análises apresentadas neste trabalho. Novos desdobramentos podem ser sugeridos, tais como:

1. Avaliação econômica de microrredes zero carbono com base nas projeções de redução de custos dos diferentes recursos energéticos, especialmente os sistemas de armazenamento H2V. Esta avaliação poderá contribuir nas discussões sobre a viabilidade econômica futura das microrredes deste tipo;
2. Avaliação da complementariedade das fontes de geração, de modo a investigar de que forma uma maior sinergia entre as fontes de geração pode contribuir na redução de custos e na energia vertida em microrredes isoladas zero carbono.
3. Avaliação de quantificação da energia vertida em termos de custo, avaliando seu impacto econômico e possibilitando uma abordagem mono-objetiva ou métodos multicritério, como a AHP, para soluções equilibradas entre custo e energia vertida.
4. Aplicação de lógica fuzzy para a seleção da solução ideal em problemas multiobjetivo. Essa abordagem permitirá a modelagem de incertezas e subjetividades nos critérios de avaliação, atribuindo graus de pertinência às alternativas. Assim, será possível identificar soluções mais equilibradas entre objetivos conflitantes, como custo total, energia vertida

## 6.2 Publicações

1. Figueredo, W. M.; Veras, Rafael B. S.; Costa, A. M. S.; Soares, R.; Saavedra, O. R.; Bezerra Neto, P. Avaliação Preliminar de Energia Eólica e de Correntes de Maré na Região da Ilha do Caranguejo - Foz do Rio Mearim. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**. 2023. DOI: 10.20906/SBAI-SBSE-2023/4041.

## Referências

- [1] Abdollah Younesi, Hossein Shayeghi, Zongjie Wang, Pierluigi Siano, Ali Mehrizi-Sani, and Amin Safari. Trends in modern power systems resilience: State-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162:112397, 2022.
- [2] Valérie Masson-Delmotte, Panmao Zhai, Hans-Otto Pörtner, Debra Roberts, Jim Skea, Priyadarshi R Shukla, Anna Pirani, Wilfran Moufouma-Okia, Clotilde Péan, Roz Pidcock, et al. Global warming of 1.5 c. *An IPCC Special Report on the impacts of global warming of*, 1:93–174, 2019.
- [3] Energy statistics data browser. **International Energy Agency - IEA**. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>. Acesso em: 18 Out. 2024.
- [4] Balanço energético nacional 2024. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>. Acesso em: 18 Out. 2024.
- [5] Richard Wallsgrove, Jisuk Woo, Jae-Hyup Lee, and Lorraine Akiba. The emerging potential of microgrids in the transition to 100 *Energies*, 14(6), 2021.
- [6] Huafeng Zhou, Weiping Tu, and Haoming Liu. Optimal strategy of active power in microgrid islanded operation. *Guangdong electric power*, 23(7):1–4, 2010.
- [7] Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Osvaldo Ronald Saavedra, Shigeaki Leite de Lima, and José de Matos. Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of lençóis island. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(1):1–11, 2011.
- [8] Diego Leonardo Santos Cosme, Osvaldo Ronald Saavedra, Luiz Antonio de Souza Ribeiro, José Gomes de Matos, Hércules Araujo Oliveira, Shigeaki Leite de Lima, and Lucas de Paula Assunção Pinheiro. Performance analysis and impact of the improvements added in ten-years of operation of microgrid of lençóis island. In *IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, volume 1, pages 2458–2463. IEEE, 2019.
- [9] Leonilson dos Santos Veras, Hércules A. Oliveira, José G. de Matos, Osvaldo Ronald Saavedra, Luiz A. de Sousa Ribeiro, and Lucas de Paula Assunção Pinheiro. Analysis of performance and opportunity for improvements in the microgrid of ilha grande. In *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, pages 1–6, 2019.

- 
- [10] Stavros Lazarou, Christos Christodoulou, and Vasiliki Vita. Global change assessment model (gcam) considerations of the primary sources energy mix for an energetic scenario that could meet paris agreement. In *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1–5, 2019.
- [11] Pedro Bezerra Leite Neto, Osvaldo R. Saavedra, and Denisson Q. Oliveira. The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids. *Renewable Energy*, 147:339–355, 2020.
- [12] Navid Majdi Nasab, Jeff Kilby, and Leila Bakhtiaryfard. Case study of a hybrid wind and tidal turbines system with a microgrid for power supply to a remote off-grid community in new zealand. *Energies*, 14(12), 2021.
- [13] DNV. Energy transition outlook new power systems. electricity, renewables generation, and grids through to 2050., 2024.
- [14] Ieee standard for the specification of microgrid controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, pages 1–43, 2018.
- [15] Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, pages 1–54, 2011.
- [16] Lexuan Meng, Mehdi Savaghebi, Fabio Andrade, Juan C. Vasquez, Josep M. Guerrero, and Moisès Graells. Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of aalborg university. In *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pages 2585–2592, 2015.
- [17] Iec technical specification 62898-1 iec ts 62898-1:2017. *IEC TS 62898-1:2017*, pages 1–38, 2017.
- [18] Nikos Hatziargyriou. *Microgrids: architectures and control*. John Wiley & Sons, 2014.
- [19] Maryam Shahbazitabar, Hamdi Abdi, Hossein Nourianfar, Amjad Anvari-Moghaddam, Behnam Mohammadi-Ivatloo, and Nikos Hatziargyriou. An introduction to microgrids, concepts, definition, and classifications. *Microgrids: Advances in Operation, Control, and Protection*, pages 3–16, 2021.
- [20] Mahfuz A. Shuvra and Badrul H. Chowdhury. Autonomous control of smart inverters in grid connected and islanded mode. In *2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5, 2017.
- [21] Mehdi Hosseinzadeh and Farzad Rajaei Salmasi. Islanding fault detection in microgrids—a survey. *Energies*, 13(13), 2020.

- [22] Darlan Ioris, Paulo Thiago de Godoy, Kim D. R. Felisberto, Patrícia Poloni, Adriano Batista de Almeida, and Diogo Marujo. *Microgrid Operation and Control: From Grid-Connected to Islanded Mode*, pages 233–256. Springer International Publishing, Cham, 2022.
- [23] CN Papadimitriou, VA Kleftakis, and ND Hatziargyriou. Control strategy for seamless transition from islanded to interconnected operation mode of microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(2):169–176, 2017.
- [24] Jing Wang, Longhua Mu, Fan Zhang, and Xin Zhang. A parallel restoration for black start of microgrids considering characteristics of distributed generations. *Energies*, 11(1), 2018.
- [25] Paul Arévalo, Danny Ochoa-Correa, and Edisson Villa-Ávila. Optimizing microgrid operation: Integration of emerging technologies and artificial intelligence for energy efficiency. *Electronics*, 13(18), 2024.
- [26] Divya R. Nair, Manjula G. Nair, and Tripta Thakur. A smart microgrid system with artificial intelligence for power-sharing and power quality improvement. *Energies*, 15(15), 2022.
- [27] Mohamed Talaat, MH Elkholy, Adel Alblawi, and Taghreed Said. Artificial intelligence applications for microgrids integration and management of hybrid renewable energy sources. *Artificial Intelligence Review*, 56(9):10557–10611, 2023.
- [28] Ieee 2030 standards. **IEEE SA**. 2024. Disponível em: <https://standards.ieee.org/beyond-standards/ieee-2030-standards/>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [29] Emmanuel Karapidakis, Ioannis Mozakis, Marios Nikologiannis, and Antonios Tsikalakis. Zero carbon emissions due to ultra-high res penetration in interconnected island. *Applied Sciences*, 14(11), 2024.
- [30] James Hewitt, David Sprake, Yuriy Vagapov, and Shafiul Monir. Optimal design of a microgrid for carbon-free in-use housing developments: a uk-based case study. *Environment, Development and Sustainability*, pages 1–22, 2024.
- [31] T. Rousan, M. Higginson, and P. Pabst. Design and operation of an islanded power system with 100% renewable energy supply. In *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, pages 1–5, Denver, CO, USA, 2018.
- [32] N. Campagna et al. Challenges for the goal of 100% renewable energy sources to fit the green transition. In *2022 Workshop on Blockchain for Renewables Integration (BLORIN)*, pages 230–235, Palermo, Italy, 2022.

- [33] A. F. Bastos and R. D. Trevizan. Feasibility of 100% renewable-energy-powered microgrids serving remote communities. In *2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5, Washington, DC, USA, 2023.
- [34] B. Li. Build 100% renewable energy based power station and microgrid clusters through hydrogen-centric storage systems. In *2020 4th International Conference on HVDC (HVDC)*, pages 1253–1257, Xi'an, China, 2020.
- [35] B. Li and R. Roche. Sizing a 100% renewable energy based power supply system based on multi-objective optimization. In *2021 IEEE Madrid PowerTech*, pages 1–6, Madrid, Spain, 2021.
- [36] R. A. Abdelsalam, Y. S. Abdallah, N. M. Shabar, O. A. Afifi, M. H. Fouda, and A. A. El-Deib. Energy management and techno-economic optimization of an isolated hybrid ac/dc microgrid with green hydrogen storage system. In *2023 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, pages 1–7, Luxor, Egypt, 2023.
- [37] S. Chakraborty and J. Wang. Design of zone-based hierarchical protection system for 100% renewable microgrids. In *2024 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, pages 1–5, Anaheim, CA, USA, 2024.
- [38] J. Wang. Study of inverter control strategies on the stability of microgrids toward 100% renewable penetration. In *IECON 2022 – 48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 1–6, Brussels, Belgium, 2022.
- [39] A. S. Zamzam and J. Wang. Hierarchical data-driven protection for microgrids with 100% renewables. In *2023 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 1506–1513, Nashville, TN, USA, 2023.
- [40] M. Daneshvar, B. Mohammadi-Ivatloo, and K. Zare. A fair risk-averse stochastic transactive energy model for 100% renewable multi-microgrids in the modern power and gas incorporated network. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 14(3):1933–1945, 2023.
- [41] Kaiye Gao, Tianshi Wang, Chenjing Han, Jinhao Xie, Ye Ma, and Rui Peng. A review of optimization of microgrid operation. *Energies*, 14(10):2842, 2021.
- [42] Ahmed A Zaki Diab, Hamdy M Sultan, Ihab S Mohamed, Oleg N Kuznetsov, and Ton Duc Do. Application of different optimization algorithms for optimal sizing of pv/wind/diesel/battery storage stand-alone hybrid microgrid. *Ieee Access*, 7:119223–119245, 2019.

- [43] Vincent Anayochukwu Ani. Development of an intelligent power management system for solar pv-wind-battery-fuel-cell integrated system. *Frontiers in Energy Research*, 9:613958, 2021.
- [44] B. G. De Sá, O. R. Saavedra, D. Q. Oliveira, and P. B. L. Neto. Dimensioning of a tidal power plant for isolated systems (in portuguese). In *Brazilian Congress of Automatics - CBA, Brazil*, volume 1, 2019.
- [45] Justo José Roberts. Otimização de sistemas híbridos de geração de energia solar-eólico-diesel através de métodos metaheurísticos e função multiobjetivo. 2016.
- [46] Naghmash Ali, Xinwei Shen, Hammad Armghan, and Yunfei Du. Hierarchical control combined with higher order sliding mode control for integrating wind/tidal/battery/hydrogen powered dc offshore microgrid. *Journal of Energy Storage*, 82:110521, 2024.
- [47] Fatemeh Jahanbani and Gholam H Riahy. *Optimum design of a hybrid renewable energy system*. ISBN, 2011.
- [48] Aline Mayara Santos COSTA et al. Modelagem computacional para avaliação preliminar do potencial de correntes de maré no canal do boqueirão. 2022.
- [49] Diego LS Cosme, Rafael B Veras, Ramiro GR Camacho, Osvaldo R Saavedra, Audálio Torres, and Mauro M Andrade. Modeling and assessing the potential of the boqueirão channel for tidal exploration. *Renewable Energy*, 219:119468, 2023.
- [50] Anna Dulce Espindola Fonseca ROCHA et al. Simulação e análise da operação de um parque de turbinas hidrocínéticas oceânicas de superfície. 2023.
- [51] Pedro Bezerra Leite Neto et al. Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis. 2017.
- [52] Wender M Figueredo, Rafael B de S Veras, Aline MS Costa, Romulo de A Soares, Osvaldo R Saavedra, and Pedro B Leite Neto. Avaliação preliminar de energia eólica e de correntes de maré na região da ilha do caranguejo-foz do rio mearim. In *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, volume 1, 2023.
- [53] Alexandra Catalina Lazaroiu, Mohammed Gmal Osman, Cristian-Valentin Strejoiu, and Gheorghe Lazaroiu. A comprehensive overview of photovoltaic technologies and their efficiency for climate neutrality. *Sustainability*, 15(23), 2023.
- [54] NREL. Wind energy bibliography, 1995.
- [55] Rafael Morales and Eva Segura. Tidal and ocean current energy. *Journal of Marine Science and Engineering*, 11(4), 2023.

- [56] Alessandro Saldarini, Michela Longo, Morris Brenna, and Dario Zaninelli. Battery electric storage systems: Advances, challenges, and market trends. *Energies*, 16(22), 2023.
- [57] Ali O M Maka and Mubbashar Mehmood. Green hydrogen energy production: current status and potential. *Clean Energy*, 8(2):1–7, 03 2024.
- [58] Hiku6 mono perc - 530 w 555 w. **Canadian Solar**. 2024. Disponível em: [https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/06/21135332/CS-Datasheet-HiKu6\\_CS6W-MS\\_v2.1\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/06/21135332/CS-Datasheet-HiKu6_CS6W-MS_v2.1_EN.pdf). Acesso em: 01 set. 2024.
- [59] Bergey 7,500w wind generator. **Bergey Excel**. 2024. Disponível em: <https://nooutage.com/excel-r.htm>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [60] Smart monofloat turbine. **SMART HIDRO POWER**. 2024. Disponível em: [https://smart-hydro.de/wp-content/uploads/2015/12/Datasheet\\_SMART\\_Monofloat.pdf](https://smart-hydro.de/wp-content/uploads/2015/12/Datasheet_SMART_Monofloat.pdf). Acesso em: 01 set. 2024.
- [61] Jhuma Sadhukhan and Mark Christensen. An in-depth life cycle assessment (lca) of lithium-ion battery for climate impact mitigation strategies. *Energies*, 14(17), 2021.
- [62] O algoritmo genético - ga. **Bergey Excel**. 2024. Disponível em: <https://computacaointeligente.com.br/algoritmos/o-algoritmo-genetico/>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [63] U.s. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks, with minimum sustainable price analysis: Q1 2023. **NREL**. 2011. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/87303.pdf> Acesso em: 01 out. 2024.
- [64] Retail price list. **BERGEY WINDPOWER CO**. 2011. Disponível em: <https://www.bergey.com/wp-content/uploads/2012/05/685d0a6f733ef2bbd913a05d15e442cd.pdf>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [65] Smart prices & products overview. **SMART HIDRO POWER**. 2024. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/prices-hydrokinetic-photovoltaic/>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [66] Cost projections for utility-scale battery storage: 2023 update. **NREL**. 2023. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/prices-hydrokinetic-photovoltaic/>. Acesso em: 01 set. 2024.

- 
- [67] Tanvir Hasan, Kianoush Emami, Rakibuzzaman Shah, NMS Hassan, Vitali Belokoskov, and Max Ly. Techno-economic assessment of a hydrogen-based islanded microgrid in north-east. *Energy Reports*, 9:3380–3396, 2023.