

Sistema FIEB



CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM

COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Dissertação de Mestrado

**Estratégia de Gerenciamento de Energia de Microrrede  
Baseada em Algoritmo de Otimização Global**

Apresentada por: Leonardo de Carvalho Guerra

Orientador: Prof. Dr. Hernane Borges de Barros Pereira

Coorientador: Profa. Dra. Thamiles Rodrigues de Melo

Dezembro de 2023

Leonardo de Carvalho Guerra

# Estratégia de Gerenciamento de Energia de Microrrede Baseada em Algoritmo de Otimização Global

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial, Curso de Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial do Centro Universitário SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Orientador: Prof. Dr. Hernane Borges de Barros Pereira

Coorientador: Profa. Dra. Thamiles Rodrigues de Melo

Salvador

2023

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

G934e Guerra, Leonardo de Carvalho

Estratégia de gerenciamento de energia de microrrede baseada em algoritmo de otimização global / Leonardo de Carvalho Guerra. – Salvador, 2023.

67 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Hernane Borges de Barros Pereira.  
Coorientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Thamiles Rodrigues de Melo.

Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2023.  
Inclui referências.

1. Microrrede. 2. Despacho otimizado. 3. PSO. 4. Fontes renováveis de energia. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Pereira, Hernane Borges de Barros. III. Melo, Thamiles Rodrigues de. IV. Título.

CDD 333.794

**CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC****Mestrado Acadêmico em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, aprova a Defesa de Mestrado, intitulada “**Estratégia de Gerenciamento de Energia de Microrrede Baseada em Algoritmo de Otimização Global**” apresentada no dia 05 de dezembro de 2023, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Orientador:

Assinado eletronicamente por:  
Hernane Borges de Barros Pereira  
CPF: \*\*\*.464.505-\*\*  
Data: 07/12/2023 14:00:12 -03:00

**Prof. Dr. Hernane Borges de Barros Pereira**  
SENAI CIMATEC

Coorientadora:

Assinado eletronicamente por:  
Thamiles Rodrigues de Melo  
CPF: \*\*\*.061.634-\*\*  
Data: 06/12/2023 18:50:49 -03:00

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Thamiles Rodrigues de Melo**  
FIEB

Membro Interno:

Assinado eletronicamente por:  
MARCELO Albano MORET Simões Gonçalves  
CPF: \*\*\*.131.127-\*\*  
Data: 06/12/2023 18:47:27 -03:00

**Prof. Dr. Marcelo Albano Moret Simões Gonçalves**  
SENAI CIMATEC

Membro Externo:

Assinado eletronicamente por:  
Francisco de Assis dos Santos Neves  
CPF: \*\*\*.064.564-\*\*  
Data: 07/12/2023 14:17:15 -03:00

**Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves**  
UFPE

Dedico este trabalho ao meu amado avô Izaltino Guerra, cujo amor, apoio e crença inabalável em meu potencial sempre foram fontes de inspiração para mim. Mesmo em sua ausência física, sua presença continua a guiar meus passos e sua sabedoria permanece viva em minhas memórias e em cada conquista alcançada.

---

## Agradecimentos

---

Gostaria de expressar minha mais profunda gratidão a todas as pessoas que contribuíram para o sucesso da minha jornada acadêmica durante este período de mestrado.

Primeiramente, quero dedicar este capítulo à minha família - minha esposa Izabel e meus filhos Bernardo e Gabriela. Seu amor, apoio inabalável e compreensão ao longo desses anos foram fundamentais para que eu pudesse me dedicar aos estudos e superar os desafios que surgiram ao longo do caminho. Seu incentivo constante foi minha maior motivação e sou eternamente grato por ter vocês ao meu lado.

À minha equipe de orientadores, Hernane Borges de Barros Pereira e Thamiles Rodrigues de Melo, expressei minha sincera apreciação pela orientação, sabedoria, apoio e incentivo inestimáveis fornecidos ao longo deste processo. Seus insights, conselhos e encorajamento foram cruciais para o desenvolvimento e aprimoramento da minha pesquisa.

À Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), que financiou e me proporcionou esta oportunidade de mestrado através do projeto de PD&I junto ao Senai-Cimatec, expressei minha profunda gratidão. Estou extremamente grato pela confiança depositada em mim e pelo suporte contínuo oferecido durante todo o período do meu estudo.

À turma do "Café Terapêutico", um grupo especial de colegas de mestrado e doutorado com quem compartilhei momentos de reflexão, troca de ideias e até mesmo desabafos em uma rápida parada para um cafezinho, agradeço pela camaradagem, companheirismo e amizade. Nossas discussões estimulantes e apoio mútuo foram fundamentais para enriquecer minha experiência acadêmica e pessoal.

Gostaria de expressar minha gratidão aos meus chefes, primeiro a Alcindo Campos e Alexandre Brito em seguida, pela compreensão e apoio ao longo deste período. A flexibilidade e disposição em me liberar quando necessário foram fundamentais para conciliar minhas responsabilidades profissionais com os compromissos acadêmicos.

E, por fim, agradeço a Deus por Sua graça e orientação ao longo desta jornada. Sua infinita sabedoria e amor incondicional foram a luz que iluminou meu caminho, fortalecendo minha fé e me dando forças nos momentos de dificuldade.

A todos os mencionados e a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para esta conquista, meu mais sincero obrigado. Este trabalho não teria sido possível sem o apoio generoso e o incentivo constante de cada um de vocês. Muito obrigado.

Salvador, Brasil  
5 de Dezembro de 2023

Leonardo de Carvalho Guerra

---

## Resumo

---

Uma microrrede é um conjunto de fontes de energia distribuídas, que possui como desafio principal mitigar os efeitos da intermitência das fontes e garantir o despacho de carga e controle de potência. No presente trabalho é proposto desenvolver uma estratégia de gerenciamento de energia de microrrede de forma a minimizar o custo de operação durante a realização de despacho de energia sem comprometer a confiabilidade e o equilíbrio energético do sistema. A microrrede em estudo é composta por uma fonte fotovoltaica, uma fonte eólica, um banco de baterias e cargas que devem ser supridas, estando conectada à rede principal através de uma linha de transmissão com capacidade de transmissão limitada. Para a operação ideal a abordagem proposta foi definida em quatro etapas: (1) Modelagem e parametrização de fontes renováveis, para obter da potência disponível de cada ativo; (2) Formulação do problema, para descrever a função objetivo e as restrições de operação com base em fatores técnicos e econômicos; (3) Seleção de cargas, a fim de atingir estrategicamente o melhor perfil operacional da microrrede, de acordo com a geração disponível; (4) Algoritmo de otimização, para retornar a potência de saída otimizada da microrrede. O algoritmo de otimização global “Particle Swarm Optimization” (PSO) foi utilizado, levando em consideração na função objetivo a potência ativa fornecida pelas fontes, o custo nivelado de energia (LCOE) e o preço de liquidação diária (PLD). Os resultados indicam que a utilização do algoritmo PSO como estratégia de gerenciamento de energia é viável e pode ser muito rentável para o despacho otimizado da microrrede, reduzindo em até 25% do custo operacional diário, quando comparado a um algoritmo baseado no compartilhamento de cargas por inclinação (*droop*) e regras pré-definidas.

**Palavras-chave:** Microrrede, despacho otimizado, PSO, fontes renováveis de energia.

---

## Abstract

---

A microgrid is a set of distributed energy sources, whose main challenge is to mitigate the effects of source intermittency and ensure load dispatch and power control, since these sources are normally renewable and it is not possible to store their primary source of energy. In the present work, it is proposed to develop a microgrid energy management strategy, in order to minimize the operating cost of the microgrid during energy dispatch, without compromising the reliability and energy balance of the system. The microgrid under study is composed of a photovoltaic source, a wind source, a battery bank and loads that must be supplied being connected to the main grid through a limited capacity line transmission. For the ideal operation of this microgrid, the proposed approach was defined in four stages: (1) Modeling and parameterization of renewable sources, to obtain the instantaneous output power of each asset; (2) Problem formulation, to describe the objective function and operation constraints based on economic factors; (3) Load selection, in order to strategically achieve the best operational profile of the microgrid, according to the available generation; (4) Optimization algorithm, to return the optimized output power of the microgrid. The global optimization algorithm “Particle Swarm Optimization” (PSO) was used, taking into account in the objective function the active power provided by the sources, the levelized cost of energy (LCOE) and the daily settlement price (PLD). The results indicate that the use of the PSO algorithm as an energy management strategy is viable and can be very cost-effective for the optimized dispatch of the microgrid, reducing until 25% of the operational daily cost, compared to a rule-based algorithm using droop to ensure the load sharing.

**Keywords:** Microgrid, Optimized Dispatch, PSO, Renewable Energy Sources.



---

# Sumário

---

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Definição do Problema . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	2
1.3	Importância da Pesquisa . . . . .	2
1.4	Motivação . . . . .	3
1.5	Limites e Limitações . . . . .	3
1.6	Questões e Hipóteses . . . . .	4
1.7	Aspectos Metodológicos . . . . .	4
1.8	Organização da Dissertação de Mestrado . . . . .	5
<b>2</b>	<b>Referencial Teórico</b>	<b>6</b>
2.1	Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia . . . . .	6
2.1.1	Fonte de Energia Solar . . . . .	6
2.1.2	Fonte de Energia Eólica . . . . .	11
2.1.3	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias . . . . .	13
2.2	Gerenciamento de Energia . . . . .	15
2.2.1	Controle de Paralelismo por Inclinação ( <i>Droop</i> ) . . . . .	16
2.2.2	Otimização por Enxame de Partícula . . . . .	18
2.2.3	Heurística (HRPSO) . . . . .	20
2.3	Tendências da Produção Acadêmica . . . . .	22
2.3.1	Processo de Seleção dos Artigos . . . . .	25
2.3.2	Análise dos Principais Trabalhos . . . . .	28
<b>3</b>	<b>Materiais e Métodos</b>	<b>30</b>
3.1	A Microrrede . . . . .	30
3.2	Modelo Proposto . . . . .	31
3.3	Modelagem e Parametrização das Fontes de Energia . . . . .	31
3.3.1	O Sistema Fotovoltaico . . . . .	31
3.3.2	A Turbina Eólica . . . . .	33
3.3.3	O Banco de Baterias . . . . .	33
3.3.4	Especificações das Fontes de Energia da Microrrede . . . . .	34
3.4	Estratégia de Gerenciamento de Energia . . . . .	36
3.4.1	Algoritmo de Ilhamento . . . . .	36
3.4.2	Algoritmo de Controle de Cargas . . . . .	39
3.4.3	Algoritmo de Controle de Despacho Baseado em Regras Pré-definidas . . . . .	39
3.4.4	Algoritmo de Controle de Despacho por Otimização . . . . .	41
3.4.4.1	Restrições . . . . .	43
3.4.4.2	Preço de Liquidação Diária (PLD) . . . . .	44
3.4.4.3	Custo Nivelado da Eletricidade ( <i>LCOE</i> ) . . . . .	44
3.5	Método para a Análise de Resultados . . . . .	45
<b>4</b>	<b>Resultados e Discussão</b>	<b>46</b>
4.1	Cálculo da Potência Disponível das Fontes . . . . .	46
4.2	Simulação de Controle de Carga . . . . .	47
4.3	Ocorrência de Ilhamento . . . . .	48

---

4.4	Validação do Algoritmo de Otimização Global . . . . .	49
4.5	Cenários de Simulação do Controle de Despacho . . . . .	51
4.6	Análise Comparativa dos Custos Operacionais . . . . .	52
<b>5</b>	<b>Considerações Finais</b> . . . . .	<b>61</b>
5.1	Conclusões . . . . .	61
5.2	Trabalhos Futuros . . . . .	62
	<b>Referências</b> . . . . .	<b>63</b>

---

## Lista de Tabelas

---

2.1	Revistas com classificação qualis A1 e A2 e relevância com o tema. . . . .	26
3.1	Formato da tabela de dados metereológicos para simulação do Sistema PV	32
3.2	Formato da tabela de dados metereológicos para simulação da Turbina Eólica	33
3.3	Dados Painel Solar . . . . .	34
3.4	Dados Inversor . . . . .	35
3.5	Dados Turbina Eólica . . . . .	35
3.6	Tabela de valores mínimos e máximos das variáveis da função objetivo. . .	42
3.7	Parâmetros do RPSO. . . . .	42
3.8	Preços de Liquidação Horário . . . . .	44
3.9	Dados de custo e respectivos LCOE calculados para cada fonte . . . . .	44
4.1	Cargas do Sistema . . . . .	47
4.2	Parâmetros utilizados no algoritmo com HRPSO . . . . .	49
4.3	Cenários com a microrrede conectada . . . . .	51
4.4	Cenários com a microrrede ilhada . . . . .	52
4.5	Custo total do despacho de energia do dia . . . . .	52

---

## Lista de Figuras

---

2.1	Circuito equivalente de diodo único representando uma célula PV. . . . .	6
2.2	Curvas típicas de um painel fotovoltaico. . . . .	7
2.3	Cálculo da Posição do Sol. . . . .	8
2.4	Curva de carga típica de uma turbina eólica. . . . .	13
2.5	Modelos para o BESS. . . . .	14
2.6	Circuito de paralelismo equivalente . . . . .	17
2.7	Características de Inclinação. . . . .	18
2.8	Heurística para função linear de 2 variáveis. . . . .	21
2.9	Quantidade de artigos por ano com o tema "Microrredes". . . . .	25
2.10	Processo de Seleção dos Artigos . . . . .	27
3.1	Representação da Microrrede em estudo. . . . .	30
3.2	Modelo Proposto para Despacho de Energia de Microrrede. . . . .	32
3.3	Curva de Carga da Turbina Eólica modelo IMPSA-V82. . . . .	36
3.4	Fluxograma do Algoritmo de Ilhamento. . . . .	37
4.1	Potência máxima disponível no sistema fotovoltaico e na turbina eólica. . . . .	46
4.2	Controle de Cargas Essenciais e Não-essenciais. . . . .	48
4.3	Exemplo de Ilhamento. . . . .	48
4.4	Comparação do desempenho de simulação dos algoritmos HRPSO x IPOPT. . . . .	50
4.5	Curva de Custo Operacional: RBPMS $\times$ OBPMS para $P_{pv} < PLD < P_{wt}$ . . . . .	53
4.6	Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 2. . . . .	54
4.7	Curva de Custo Operacional: RBPMS $\times$ OBPMS para $P_{wt} < PLD < P_{bess}$ . . . . .	55
4.8	Curva de Custo Operacional: RBPMS $\times$ OBPMS para $PLD > P_{bess}$ . . . . .	56
4.9	Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 9. . . . .	57
4.10	Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 10. . . . .	58
4.11	Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 12. . . . .	59
4.12	Curva de Custo Operacional: RBPMS $\times$ OBPMS para microrrede desconectada. . . . .	60

---

## Lista de Siglas

---

AM .....	Massa de Ar ( <i>air mass</i> )
ANEEL .....	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOI .....	Ângulo de Incidência ( <i>Angle of Incidence</i> )
ASHRAE ...	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
BESS .....	Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria ( <i>Battery Energy Storage System</i> )
CA(AC) ....	Corrente Alternada ( <i>Alternate Current</i> )
CAPEX .....	Despesas de Capital ( <i>Capital Expendure</i> )
CC(DC) ....	Corrente Contínua ( <i>Direct Current</i> )
CCEE .....	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COP .....	Conferência de Partidos ( <i>Conference of Parties</i> )
DER .....	Recurso de Energia Distribuída ( <i>Distributed Energy Resource</i> )
DHI .....	Irradiância Horizontal Difusa ( <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i> )
DISC .....	<i>Direct Insolation Simulation Code</i>
DNI .....	Irradiância Normal Direta ( <i>Direct Normal Irradiance</i> )
GHI .....	Irradiância Horizontal Global ( <i>Global Horizontal Irradiance</i> )
LCOE .....	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LP .....	Programação Linear ( <i>Linear Programming</i> )
MILP .....	Programação Linear Inteira Mista ( <i>Mixed Integer Linear Programming</i> )
MINLP .....	Programação Não-linear Inteira Mista ( <i>Mixed Integer Non-linear Programming</i> )
MPP .....	Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point</i> )
MPPT .....	Rastreador de Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracker</i> )
MPBPSO ...	<i>Modified Personal Best Particle Swarm Optimization</i>
NLP .....	Programação Não-linear ( <i>Non-linear Programming</i> )
NREL .....	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OBPMS ....	Estratégia de Gerenciamento de Potência baseada em Otimização ( <i>Optimized-based PMS</i> )
OPEX .....	Despesas Operacionais ( <i>Operational Expendures</i> )
PCC .....	Ponto de Acoplamento Comum ( <i>Point of Commom Couple</i> )
PDE .....	Plano Decenal de Energia
PD&I .....	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PMS .....	Estratégia de Gerenciamento de Potência ( <i>Power Management Strategy</i> )
PPGMCTI ..	SENAI CIMATEC
PLD .....	Preço de Liquidação Diária
POA .....	<i>Plane of Array</i>
PSO .....	Otimização por Enxame de Partículas <i>Particle Swarm Optimization</i>
PV .....	Fotovoltaico(a) ( <i>Photovoltaic</i> )
RBPMS .....	Estratégia de Gerenciamento de Potência baseada em Regras ( <i>Ruled-based PMS</i> )
RES .....	Fonte de Energia Renovável ( <i>Renewable Energy Source</i> )
RPSO .....	Otimização por Enxame de Partículas Regularizado ( <i>Regularized Particle Swarm Optimization</i> )
SoC .....	Estado de Carga ( <i>State of Charge</i> )
SS .....	Chave Estática ( <i>Static Switch</i> )
STC .....	Condição Padrão de Teste ( <i>Standard Test Condition</i> )
VSC .....	Conversor Fonte de Tensão ( <i>Voltage Source Converter</i> )
WT .....	Turbina Eólica ( <i>Wind Turbine</i> )
WWW .....	<i>World Wide Web</i>

---

## Lista de Símbolos

---

$\alpha I_{sc}$ .....	Coefficiente de Temperatura de $I_{sc}$
$\beta$ .....	Ângulo de ataque
$\beta V_{oc}$ .....	Coefficiente de Temperatura de $V_{oc}$
$\eta$ .....	Eficiência
$\gamma P_{max}$ .....	Coefficiente de Temperatura de $P_{max}$
$\omega$ .....	Frequência ou coeficiente inercial do PSO
$\phi_g$ .....	Coefficiente social do PSO
$\phi_p$ .....	Coefficiente pessoal do PSO
$\rho$ .....	Densidade o ar
$\theta_A$ .....	Ângulo Azimute
$\theta_i$ .....	Ângulo de incidência solar
$\theta_T$ .....	Ângulo de Inclinação do Eixo
$\theta_Z$ .....	Ângulo Zênite
$\zeta$ .....	Coefficiente de constrição do RPSO
$C_p$ .....	Coefficiente de potência da turbina
$E_b$ .....	Componente Direta da irradiância
$E_d$ .....	Componente da irradiância difusa do céu
$E_e$ .....	Irradiância Efetiva
$E_g$ .....	Componente da irradiância de reflexão do solo
$E_{POA}$ .....	Irradiância sobre o painel
$I_0$ .....	Corrente de saturação reversa do diodo
$iam$ .....	Modificador do ângulo de incidência
$I_D$ .....	Corrente dependente da tensão perdida na recombinação do diodo
$I_L$ .....	Corrente gerada pelo luz no painel fotovoltaico
$I_{mp}$ .....	Corrente de máxima potência
$I_{sc}$ .....	Corrente de curto-circuito
$I_{sh}$ .....	Corrente perdida devido a $R_{sh}$
$k$ .....	Constante de Boltzmann ( $1,38066e^{-23} J/K$ )
$k_p$ .....	Coefficiente de inclinação da potência ativa
$k_q$ .....	Coefficiente de inclinação da potência reativa
$n_I$ .....	Fator de idealidade do diodo
$N_s$ .....	Número de células em série
$P_{ac}$ .....	Potência de saída AC do sistema fotovoltaico
$P_i$ .....	Potência da fonte $i$
$P_{disp}$ .....	Potência disponível
$P_{mp}$ .....	Potência de saída CC do sistema fotovoltaico
$q$ .....	Carga do elétron
$R_{sh}$ .....	Resistência paralela
$R_s$ .....	Resistência série
$S$ .....	Potência aparente
$T_a$ .....	Temperatura do ar
$T_c$ .....	Temperatura da célula
$T_m$ .....	Temperatura do módulo
$V_{mp}$ .....	Tensão de máxima potência
$V_{oc}$ .....	Tensão de circuito aberto

---

# Introdução

---

## 1.1 Definição do Problema

Com a inserção das fontes de energia renováveis (do inglês, *Renewable Energy Sources* - RES) na rede elétrica em todo o mundo, especialmente nos locais onde existe abundância de recursos naturais (e.g., energia solar, eólica e hidrelétrica), a geração se tornou cada vez mais distribuída, saindo do modo de geração centralizado. A principal característica das fontes de geração distribuída (do inglês, *Distributed Energy Resources* - DER) é que esta geração está mais perto da carga e pode ser transmitida agora em ambas as direções (para os consumidores ou para a rede de transmissão), com grande variação na geração e na demanda ([CAMMISECRA, 2023](#)).

As fontes de geração distribuída trouxeram um desafio ao despacho de energia, uma vez que normalmente essas fontes são intermitentes e, com exceção da hidrelétrica, não é possível estocar sua fonte primária de energia como as gerações térmicas a combustíveis fósseis e nucleares. Para mitigar este problema, é comum agrupar diferentes tipos de RES em uma configuração denominada *microrrede*.

Por definição, uma microrrede é um conjunto de DER, eventualmente com cargas, servidos por um sistema de distribuição de energia, em que essas fontes renováveis podem se complementar e diminuir a variação de potência disponível. Normalmente, a microrrede tem uma única conexão com a rede principal e pode operar tanto no modo conectado, onde pode trocar energia com esta rede principal; quanto no modo ilhado, onde a microrrede é desconectada da rede principal e fica responsável por suprir a potência das cargas conectadas a seu sistema de distribuição ([KATIRAEI; IRAVANI, 2006](#); [SENJYU et al., 2008](#)).

Quando conectadas à rede, todas as fontes da microrrede podem funcionar no modo de despacho de energia (*grid-following*). Ou seja, nenhuma das fontes é responsável pela estabilidade da tensão e da frequência do sistema pois isto fica a cargo da própria rede. No entanto, quando a microrrede opera no modo ilhado, perde a referência de tensão e frequência do sistema, e pelo menos uma de suas fontes deverá ser responsável por fornecer esta referência. Em outras palavras, ao menos uma de suas fontes deverá operar no modo de formação de rede (*grid-forming*) e não será mais possível definir diretamente a potência fornecida por esta fonte.

Por conta dessa característica de modo de operação, a microrrede precisa de um sistema

de controle especial com uma estratégia de gerenciamento de energia (do inglês, *Power Management Strategy* - PMS). O PMS será responsável por definir em qual modo a microrrede irá operar e também irá aplicar o despacho considerando a confiabilidade do sistema e operação econômica da microrrede ([KATIRAEI; IRAVANI, 2006](#)).

Para assegurar uma distribuição eficiente de energia tanto para a rede quanto para as cargas, o PMS implementará algoritmos de intertravamento para evitar operações inadequadas e desligamentos de cargas. Além disso, serão empregados algoritmos de otimização, visando o despacho ótimo de cada fonte, com foco principal em considerações econômicas.

## 1.2 *Objetivos*

Neste contexto, o objetivo geral deste trabalho de dissertação de mestrado é analisar estratégias de gerenciamento de energia de uma microrrede de forma otimizada, no intuito de minimizar o custo de geração de energia elétrica na mesma.

Dentre os objetivos específicos neste trabalho, tem-se que:

- Modelar as fontes de energia e de armazenamento da microrrede;
- Simular a operação da microrrede em diferentes condições de carga;
- Otimizar o despacho de energia da microrrede baseado em fatores econômicos;
- Avaliar o melhor perfil operacional da microrrede, de acordo com a geração de energia disponível.

## 1.3 *Importância da Pesquisa*

Esta pesquisa traz um aspecto que muitas vezes não é levado em consideração quando se fala em fontes de energia renováveis. É comum estas fontes serem consideradas como não despacháveis, devido ao fato de que, durante muitos anos no passado, não era possível armazenar sua fonte primária (vento, irradiação solar, etc.). Ou seja, o sistema era obrigado a absorver toda potência disponível em detrimento de outras fontes mais baratas naquele momento.

Com o advento da eletrônica de potência e por consequência o desenvolvimento dos inversores, hoje é possível controlar o despacho de energia ativa e reativa dessas fontes limitada à sua potência primária disponível ([GUIMARÃES et al., 2004](#)). Por este motivo, se torna



essencial investir em estratégias para que isso ocorra de forma otimizada, tanto do ponto de visto energético como do ponto de vista econômico.

## 1.4 Motivação

Este trabalho foi motivado pelo projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) da Eletrobras CHESF, juntamente com o SENAI CIMATEC e demais instituições parceiras, por meio da Chamada Pública de PD&I nº 02/2017 e com código PD-00048-0217 na base da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este projeto tem por finalidade a construção de uma planta híbrida de geração de energia elétrica, contendo uma fonte fotovoltaica, uma fonte eólica e um banco de baterias, no município de Casa Nova - BA.

Trata-se de uma planta piloto de geração eólica integrada à solar e ao armazenamento de energia, em escala industrial, a ser utilizada como plataforma de desenvolvimento de novas tecnologias emergentes para a Eletrobras CHESF. Esta planta será escalável, integrada a sistemas de previsão e predição, apta a gerenciar e controlar sistemas de geração, objetivando a qualidade e a estabilidade no fornecimento de energia de fontes renováveis. A operação da planta se dará através de um sistema inteligente de geração híbrida a ser desenvolvido no projeto e com controle apto à operação e manutenção estável e melhorada.

Para a plena execução deste projeto de PD&I, foi realizada a divisão em 10 subprojetos, onde um deles é direcionado ao desenvolvimento do controle, automação e supervisão da planta (CAMPOS *et al.*, 2023). Entende-se que este trabalho de dissertação pode contribuir de forma técnico-científica em etapas futuras do projeto para o algoritmo de controle do sistema, principalmente o controle autônomo da planta, quando o sistema de despacho central (que também é um subprojeto) não estiver disponível.

## 1.5 Limites e Limitações

Não está incluso no escopo deste estudo a análise de modelos transitórios das fontes de energia na microrrede, pois o tempo do controle de despacho é da ordem de segundos. Além disso, assume-se que a resposta do banco de baterias é rápida suficiente no modelo, e o índice adotado para avaliar este comportamento é apenas o estado da carga (do inglês, *State of Charge* - SoC). Este trabalho também não tem como objetivo realizar nenhum controle de carga do BESS em sua estratégia de gerenciamento de energia apesar de entender que é um tópico importante para ser abordado em trabalhos futuros.

## 1.6 Questões e Hipóteses

A questão norteadora deste trabalho é se existe uma maneira ótima de gerenciar uma microrrede, ou se há ganho de fato em se gerenciar uma microrrede, a fim de encontrar um ponto de operação melhor que a simples inércia do sistema elétrico ou em relação a algoritmos de regras pré-definidas que nem sempre consideram as condições atuais do sistema.

Como hipótese, espera-se obter um algoritmo que seja capaz de encontrar, de acordo com premissas pré-estabelecidas, este ponto ótimo de operação que leve o sistema a operar no seu menor custo econômico, sem prejudicar a estabilidade e a confiabilidade. Entende-se que esta solução é mais eficiente do que simplesmente deixar que as fontes encontrem por si mesmas o seu próprio ponto de operação ideal através do equilíbrio natural da microrrede.

## 1.7 Aspectos Metodológicos

A abordagem escolhida para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado foi dividida nos seguintes passos:

1. Modelagem das fontes energéticas da microrrede, considerando dados fornecidos por fabricantes;
2. Simulação da microrrede, utilizando dados reais das fontes primárias para cálculo da potência disponível de cada fonte de energia;
3. Detecção de ilhamento através da posição da chave estática que se conecta a rede, pois isto impacta na forma de operar e na potência disponível na microrrede;
4. Aplicação do algoritmo de controle de carga com base na potência disponível na rede;
5. Aplicação do algoritmo de controle de despacho da microrrede;
6. Avaliação do perfil de operação da microrrede otimizada.

O algoritmo de otimização adotado foi o *Particle Swarm Optimization* (PSO), pois este algoritmo é amplamente utilizado na otimização de sistemas elétricos de potência devido à alta precisão e rápida convergência (CHEN et al., 2015). Entretanto, a estratégia de gerenciamento de energia proposta neste trabalho não restringe o uso de outros algoritmos de otimização global, que contenham os mesmos recursos e atendam as especificações desejadas para a operação otimizada da microrrede.

## 1.8 Organização da Dissertação de Mestrado

Este documento apresenta 5 capítulos e está estruturado da seguinte forma:

- **Capítulo 1 - Introdução:** contextualiza o âmbito, no qual a pesquisa proposta está inserida. Apresenta, portanto, a definição do problema, objetivos e justificativas da pesquisa e como esta dissertação de mestrado está estruturada;
- **Capítulo 2 - Referencial Teórico:** são mostrados os conceitos de modelagem de geração fotovoltaica e eólica, para obter a potência energética máxima de saída, a partir de dados de sol e vento obtidos diretamente da planta. Também neste capítulo são introduzidos os conceitos de otimização e alguns conceitos técnicos necessários para o cálculo econômico do custo operacional da microrrede;
- **Capítulo 3 - Materiais e Métodos:** retrata a microrrede em estudo, o modelo proposto para gerenciamento de energia, e abordagem utilizada para modelar, controlar e otimizar o desempenho desse sistema;
- **Capítulo 4 - Resultados e Discussões:** apresenta as simulações de cada ativo da microrrede bem como o desempenho de cada algoritmo proposto, analisando o impacto econômico obtido com e sem otimização;
- **Capítulo 5 - Considerações Finais:** apresenta as conclusões, contribuições e algumas sugestões de atividades de pesquisa a serem desenvolvidas no futuro.

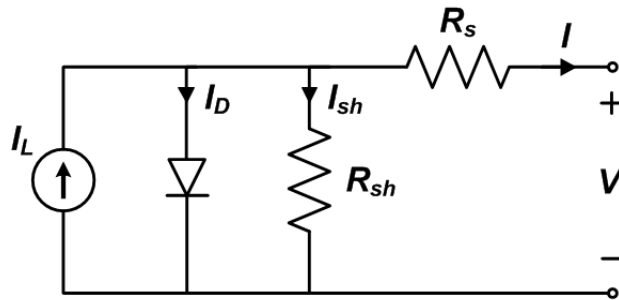
## Referencial Teórico

### 2.1 Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia

#### 2.1.1 Fonte de Energia Solar

A potência elétrica de uma célula ou de um sistema fotovoltaico pode ser modelado através do circuito elétrico mostrado na Figura 2.1.

Figura 2.1: Circuito equivalente de diodo único representando uma célula PV.



Fonte: (National Technology and Engineering Solutions of Sandia, 2023)

A relação entre a corrente e a tensão de saída desse circuito é expressa pela Equação 2.1

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\frac{V + IR_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}, \quad (2.1)$$

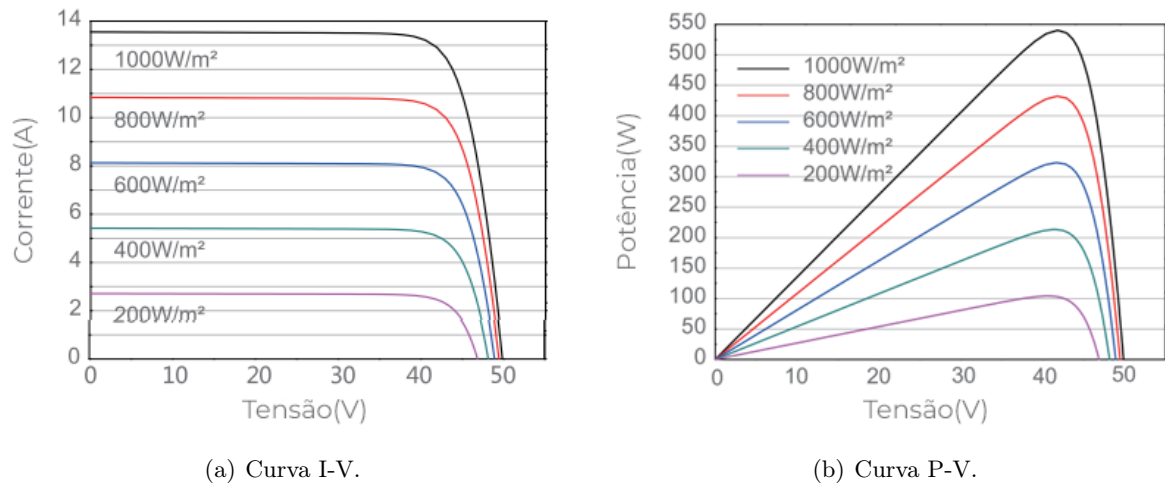
onde:  $a \equiv \frac{N_s n_I k T_c}{q}$ , sendo  $N_s$  o número de células em série,  $n_I$  o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T_c$  a temperatura da célula e  $q$  a carga do elétron.

O painel fotovoltaico possui uma curva  $I - V$  característica (Figura 2.2(a)) que mostra o comportamento da corrente em relação à tensão para uma determinada incidência de irradiação em uma determinada condição padrão de teste (STC). Esta curva também é afetada pela temperatura da célula. Da mesma forma uma curva de potência em relação à tensão de saída  $P - V$  pode ser plotada (Figura 2.2(b)).

De acordo com a Figura 2.2(b), pode-se notar que existe um ponto onde a potência de saída é máxima. Este ponto de máxima potência (MPP) é onde os sistemas de rastreamento de potência (MPPT) usualmente procuram manter a operação do painel. Porém, quando se está interessado em controlar a potência de saída do sistema fotovoltaico, pode-se variar o ponto de operação para encontrar a potência de saída desejada utilizando a região

aproximadamente linear da curva P-V.

Figura 2.2: Curvas típicas de um painel fotovoltaico.



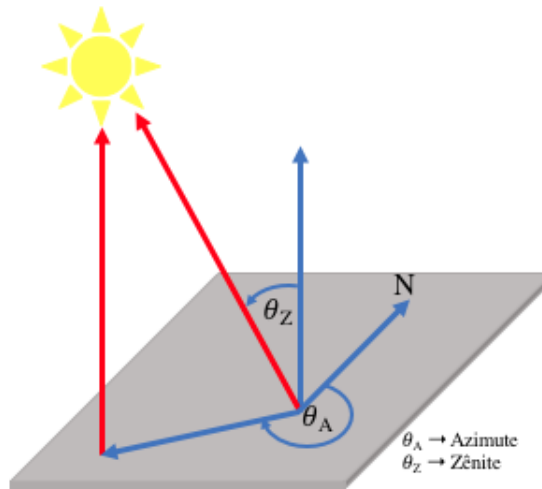
Adaptado de: (JA Solar, 2021)

Para modelar um sistema fotovoltaico, dados de clima e irradiância solar devem ser fornecidos como entrada para se obter o desempenho do sistema. Estes dados podem ser diretamente medidos, calculados a partir de outros dados ou simulados através de software de reanálise. A potência instantânea do sistema é obtida principalmente através da irradiância solar, porém algumas informações sobre esta medida são necessárias para a devida modelagem, como por exemplo, se a medida obtida foi orientada normalmente ao sol ou se estava no plano horizontal. Caso seja no plano horizontal, deve-se então compensar essa medida com a posição do sol para se obter a irradiância efetiva no painel, conforme ilustrado na Figura 2.3.

Sendo assim, para se modelar um sistema fotovoltaico específico com o intuito de obter a potência de saída, deve-se levar em consideração o local onde este painel está instalado. A incidência dos raios solares no local irá variar de acordo com alguns fatores, tais como: a latitude e longitude, se o painel está num plano inclinado e se possui sistema de rastreamento do sol de um ou dois eixos.

Com as coordenadas geográficas do local onde o sistema está instalado, calcula-se a posição do sol relativa a um observador naquele ponto. Existem alguns algoritmos desenvolvidos para estimar a posição do sol relativa a este observador, sendo utilizado neste trabalho o algoritmo desenvolvido no NREL por Reda e Andreas (REDA; ANDREAS, 2004) por ser amplamente difundido.

Figura 2.3: Cálculo da Posição do Sol.



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vez obtida a posição do sol, é possível então calcular a irradiância direta normal ( $dni$ ) plano do painel a partir da irradiância global ( $ghi$ ) utilizando modelos conhecidos como DISC (MAXWELL, 1987) ou DIRINT (PEREZ et al., 1992). Já a irradiância horizontal difusa ( $dhi$ ) é calculada pela Equação 2.2.

$$ghi = dhi + dni \cdot \cos(\theta_Z) \quad (2.2)$$

Outra informação importante é a orientação do painel que pode ser fixo inclinado ou variável utilizando um rastreador solar de um ou dois eixos. A orientação do painel é dada pelo ângulo de inclinação do eixo ( $\theta_{T,eixo}$ ) e pelo ângulo azimute ( $\theta_{A,painel}$ ) e caso seja rastreador solar o ângulo máximo de inclinação ( $\theta_{Max}$ ) também deve ser fornecido.

Uma vez obtidos os dados de irradiância global, normal e difusa, transpõem-se esses dados para o plano do painel utilizando algoritmos de rastreamento do sol, estimativas da reflexão do solo (albedo) e modelos para calcular a irradiação difusa no painel oriundos do céu. Sendo assim, a irradiância no painel (POA) é dependente de vários fatores e dada pela Equação 2.3:

- Posição do sol;
- Orientação do painel;
- Componentes de irradiância (direta e difusa);
- Reflectividade do solo (albedo);
- Sombreamento.

$$E_{POA} = E_b + E_g + E_d, \quad (2.3)$$

onde:  $E_b$  é componente direta,  $E_g$  é a componente de reflexão do solo e  $E_d$  a componente difusa do céu. A componente direta pode ser obtida pela Equação 2.4.

$$E_b = dni \cdot \cos(\theta_i), \quad (2.4)$$

onde:  $\theta_i$  é o ângulo de incidência solar dado por:

$$\theta_i = \cos^{-1} [\cos(\theta_Z) \cos(\theta_T) + \sin(\theta_Z) \sin(\theta_T) \cos(\theta_A - \theta_{A,painel})] \quad (2.5)$$

$$E_g = ghi \times albedo \times \frac{1 - \cos(\theta_T, sup)}{2}, \quad (2.6)$$

onde: *albedo* é a fração do ghi,  $\approx 0$  para uma superfície muito escura e  $\approx 1$  para uma superfície branca brilhosa ou metálica.

A componente difusa do céu é dividida em várias componentes:

- a componente isotrópica, que representa a irradiância uniforme do céu;
- a componente difusa circumsolar, que representa a irradiação concentrada imediatamente ao redor do sol;
- a componente brilhante do horizonte.

Modelos publicados utilizam abordagens semi-empíricas para estimar a combinação destes componentes, como por exemplo o modelo isotrópico mostrado na Equação 2.7 (LOUTZENHISER et al., 2006).

$$E_{d,iso} = dhi \times \frac{1 + \cos(\theta_T)}{2}. \quad (2.7)$$

Outros exemplos de modelo são: o Simple Sandia (LAVE et al., 2015), de Hay e Davies (HAY; J.A., 1980), de Reindl (REINDL; BECKMAN; DUFFIE, 1990) e o de Perez (PEREZ et al., 1987).

A menos que o painel esteja montado em um sistema rastreador de dois eixos, o ângulo de incidência da componente direta não será normal exceto em alguns instantes a depender da orientação. Quando este ângulo é maior que zero, existem perdas devido a reflexão. Para levar em consideração essas perdas, foi criado o modificador do ângulo de incidência (*iam*) que neste caso é definido pela Equação 2.8.

$$iam = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} = \frac{R(\theta) - A(\theta)}{R(0) - A(0)}, \quad (2.8)$$

onde:  $\tau$  é a transmitância,  $R$  é a reflectância e  $A$  a absorvância em função do ângulo. A abordagem mais simples para estimar o *iam* foi desenvolvida por Souka e Safwat (SOUKA;

(SAFWAT, 1966) e depois adotada pela *American Society of Heating, Refrigeration and Air-conditioning Engineers* (ASHRAE) e dada pela Equação 2.9.

$$iam = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos(\theta_{AOI})} - 1 \right). \quad (2.9)$$

Além da irradiância, outra medida necessária para estimar performance do painel é a temperatura da célula fotovoltaica e o primeiro passo para isto é calcular a temperatura do módulo. A temperatura do módulo depende de diversos fatores, temperatura do ar, velocidade do vento, irradiância e o material de que o módulo é constituído. David Faiman apresentou um modelo baseado em um simples conceito de transferência de calor (FAIMAN, 2008) através da Equação 2.10.

$$T_m = T_a + \frac{E_{POA}}{U_0 + U_1 \times v_{vento}}, \quad (2.10)$$

onde:  $T_m$  é a temperatura do módulo,  $T_a$  é a temperatura do ar,  $E_{POA}$  é a irradiância incidente no plano do painel,  $U_0$  é a componente constante da transferência de calor ( $\approx 25W/m^2K$ ),  $U_1$  é a componente constante da transferência de calor por convecção ( $\approx 6.84W/m^2K$ ) e  $v_{vento}$  é a velocidade do vento. E para calcular a temperatura da célula Sandia propõe o seguinte modelo, como descrito na Equação 2.11.

$$T_c = T_m + \frac{E_{POA}}{E_0} \Delta T, \quad (2.11)$$

onde:  $E_0 = 1000W/m^2$ .

A irradiância efetiva  $E_e$  pode ser entendida como sendo a irradiância disponível no painel para conversão de energia. Basicamente, é a  $E_{POA}$  ajustada pelo ângulo de incidência. Pode-se também levar em consideração perdas devido à sujeira e incompatibilidade espectral, como descrito na Equação 2.12.

$$E_e = E_b \cdot iam + E_g + E_d. \quad (2.12)$$

Finalmente, a potência de saída do sistema fotovoltaico pode ser calculado utilizando apenas duas variáveis de entrada  $E_e$  e  $T_c$ , Equações 2.13 e 2.14.

Para  $E_{POA} > 125W/m^2$ :

$$P_{mp} = \frac{E_e}{E_0} P_{mp0} [1 + \gamma (T_c - T_0)]. \quad (2.13)$$



Para  $E_{POA} \leq 125W/m^2$ :

$$P_{mp} = \frac{0,008(E_e)^2}{E_0} P_{mp0} [1 + \gamma (T_c - T_0)], \quad (2.14)$$

onde:  $E_0 = 1000W/m^2$  e  $T_0 = 25^\circ C$  são valores de referência e  $\gamma$  é o coeficiente de correção térmica para máxima potência ( $P_{mp}$ ).

Como esta potência de saída  $P_{mp}$  é DC, a potência de saída AC depende ainda da eficiência ( $\eta$ ) e potência máxima do inversor ( $P_{ac0}$ ), conforme descrito na Equação 2.15.

$$P_{ac} = \begin{cases} \eta P_{mp} & , \text{se } \leq P_{ac0} \\ P_{ac0} & , \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.15)$$

### 2.1.2 Fonte de Energia Eólica

A potência de saída de uma turbina eólica está diretamente relacionada à velocidade do vento. Esta potência pode ser estimada utilizando diferentes métodos: a curva de potência levantada, análises estatísticas ou modelos físicos. As curvas de potência são normalmente fornecidas pelo fabricante da turbina. Abordagens estatísticas levam em consideração dados históricos de velocidade do vento e potência de saída para encontrar uma relação entre ambos. Teoricamente, a curva de potência pode ser derivada do modelo baseado nas especificações da turbina.

Três fatores influenciam na geração de energia da turbina eólica: a altura do hub, que influencia na velocidade e densidade do vento capturado; a relação entre a capacidade do gerador e o comprimento da pá que determina a potência específica; e por sua vez, a forma da curva de potência (HAAS; SCHACHLER; KRIEN, 2019).

A energia eólica é a energia cinética do fluxo de ar e esta energia depende da massa de ar deslocada e da velocidade do vento de acordo com a mecânica clássica, conforme na Equação 2.16.

$$W_{vento} = \frac{m \cdot v_{vento}^2}{2}, \quad (2.16)$$

onde:  $m$  é a massa de ar deslocada que pode ser expressa em função da densidade do ar ( $\rho$ ) multiplicada pelo volume de ar deslocado ( $V$ ):

$$m = \rho \cdot V. \quad (2.17)$$

Por sua vez, o volume pode ser expresso pela área do rotor da turbina ( $A$ ) multiplicado

pelo deslocamento do fluxo de ar ( $x$ ):

$$V = A \cdot x_{vento} \quad (2.18)$$

Assim, substituindo a Equação 2.18 na Equação 2.17, obtém-se que:

$$m = \rho \cdot A \cdot x_{vento} \quad (2.19)$$

Logo, a energia eólica que passa pela turbina é dada por:

$$W_{vento} = \frac{\rho \cdot A \cdot x_{vento} \cdot v_{vento}^2}{2} \quad (2.20)$$

Derivando a Equação 2.20 no tempo obtém-se a potência eólica disponível, Equação 2.21.

$$P_{disp} = \frac{d}{dt} \left( \frac{\rho \cdot A \cdot x_{vento} \cdot v_{vento}^2}{2} \right) \quad (2.21)$$

Considerando  $\frac{d}{dt}x_{vento} = v_{vento}$ , resulta-se na Equação 2.22

$$P_{disp} = \left( \frac{\rho \cdot A \cdot v_{vento}^3}{2} \right) \quad (2.22)$$

No entanto, os fabricantes não costumam fornecer a área do rotor mas sim seu diâmetro. Logo, expressando a área em função do diâmetro do rotor da seguinte forma  $A = \pi \left(\frac{d}{2}\right)^2$ , chega-se a potência eólica disponível na turbina em função do diâmetro do rotor e da velocidade do vento como mostrado na Equação 2.23.

$$P_{disp} = \rho \pi d_{rotor}^2 \left( \frac{v_{vento}}{2} \right)^3 \quad (2.23)$$

Porém, nem toda potência eólica disponível é transferida para a turbina e transformada em energia elétrica, por isso define-se a eficiência da turbina de acordo com a Equação 2.24

$$C_p = \frac{P_{saida}}{P_{disp}} = \frac{P_{saida}}{\rho \pi d_{rotor}^2 \left( \frac{v_{vento}}{2} \right)^3} \quad (2.24)$$

onde:  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina. Esse coeficiente de potência pode ser expresso por uma relação não linear fortemente dependente de dois parâmetros: do ângulo de ataque (ou de passo) da pá eólica (geralmente expresso por  $\beta$ ) e da relação de velocidade  $\lambda = \frac{\omega d_{rotor}}{2 \cdot v_{vento}}$ .

Toda turbina eólica tem uma curva de potência (ou curva de carga) característica se-

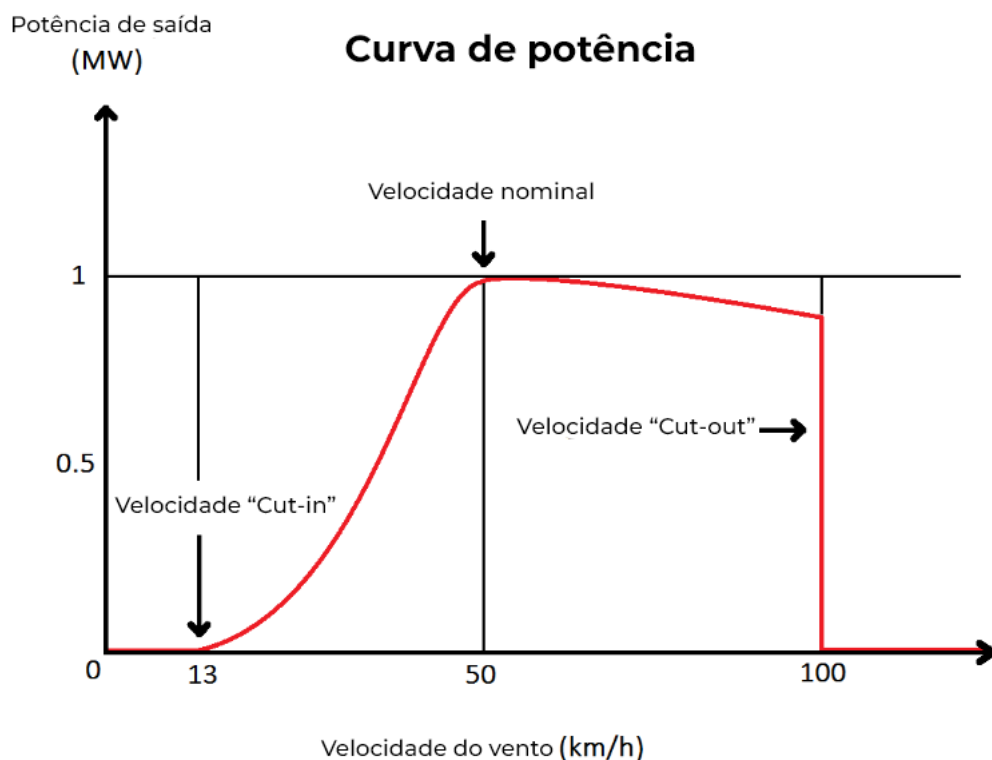
melhante à representada na Figura 2.4. Nesta curva é possível observar três pontos que caracterizam a turbina:

**Velocidade de "Cut-in"** é a velocidade mínima capaz de produzir alguma potência útil na saída;

**Velocidade Nominal (rated-speed)** é a velocidade do vento que entrega a potência nominal da turbina;

**Velocidade de "Cut-out"** é a máxima velocidade do vento na qual a turbina eólica foi fabricada para produzir potência. Em velocidades maiores que esta, é aplicado freios mecânicos para evitar danos e por questões de segurança (ZHAO et al., 2019).

Figura 2.4: Curva de carga típica de uma turbina eólica.



Adaptado de: (WOLFSON, 2012)

### 2.1.3 Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias

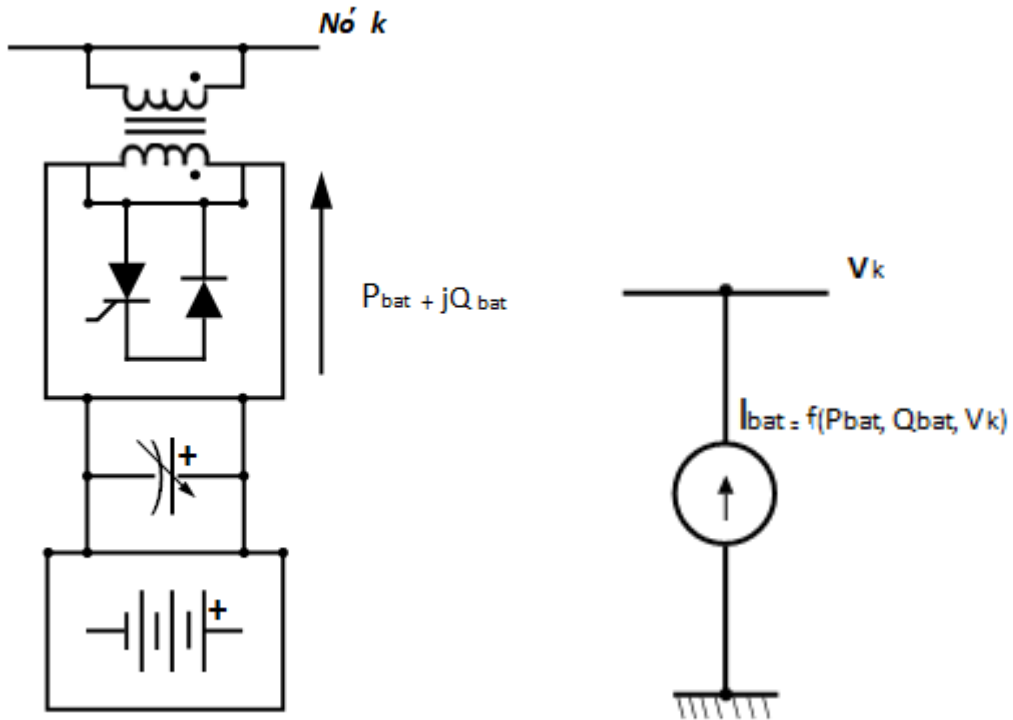
Os sistemas de armazenamento por baterias (do inglês, *Battery Energy Storage Systems* - BESS) tem sido um componente importante nos sistemas elétricos de potência. Eles

atuam compensando a intermitência das fontes renováveis de energia e ajudam a rede como fontes de energia durante picos de demanda e contingências.

O BESS é considerado um modelo híbrido de armazenamento de energia e conversor fonte de tensão (VSC) (Figura 2.5(a)), que controla a potência injetada (FEDAYI et al., 2022) para a rede. O modelo equivalente do BESS pode ser baseado em fonte de corrente (Figura 2.5(b)).

O modelo elétrico equivalente do BESS é mostrado na Figura 2.5.

Figura 2.5: Modelos para o BESS.



(a) Modelo VSC-BESS.

(b) Modelo equivalente de fonte de corrente.

Adaptado de: (FEDAYI et al., 2022)

No entanto, é importante considerar certas perdas de conversão quando a energia entra ou sai da bateria (HOKE, 2013). Ou seja, pode-se introduzir uma variável de eficiência ( $\eta$ ) tanto para potência de carga ( $P_{bess}^c$ ) quanto para potência de descarga ( $P_{bess}^d$ ). Esta eficiência não é necessariamente igual para ambas as potências e estas podem ser aproximadas de acordo com as Equações 2.25 e 2.26:

$$P_{bess}^c = \begin{cases} 0 & , \text{ se } P_{bess} \geq 0 \\ \eta_c P_{bess} & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (2.25)$$

$$P_{bess}^d = \begin{cases} \frac{P_{bess}}{\eta_d} & , \text{ se } P_{bess} \geq 0 \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (2.26)$$

Logo, devido a esta descontinuidade nas equações de  $P_{bess}^c$  e  $P_{bess}^d$ , pode-se inferir a Equação 3.1:

$$P_{bess} = \eta_d \cdot P_{bess}^d + \frac{P_{bess}^c}{\eta_c} \quad (2.27)$$

## 2.2 Gerenciamento de Energia

Com o avanço das microrredes e dos sistemas distribuídos de energia, estratégias de gerenciamento de potência (PMS) surgiram para gerir de forma mais eficiente o despacho de energia. Basicamente, existem dois tipos de PMS (RESTREPO et al., 2021):

**Rule-based PMS (RBPMS)** ou PMS baseado em regras pré-definidas, no qual alocam-se os recursos da microrrede de acordo com regras lógicas para despachar as fontes renováveis de forma adequada. Estes algoritmos são muito comuns em microrredes, geralmente seguem árvores de decisão baseadas em variáveis de estado para definir o despacho de energia da microrrede. Tais lógicas podem ser sequenciais, combinacionais ou, em sistemas mais avançados, como lógica *fuzzy*. Podem também seguir diversas regras baseadas em máquinas de estado finitas.

**Optimized-based PMS (OBPMS)** ou PMS otimizado, que implementam algoritmos de otimização que levam em consideração restrições operacionais enquanto minimizam, por exemplo, o custo operacional. Estes algoritmos minimizam ou maximizam uma função objetivo para definir o despacho de energia. A função objetivo mais comum é o custo operacional, porém outras funções como emissão de gases poluentes e de efeito estufa também têm sido levadas em conta. Em alguns algoritmos, a função é multi-objetivo. Estes algoritmos são restringidos por questões técnicas operacionais, principalmente pelo balanço de potência que garante que a equalização entre a geração e a carga. Porém, outras restrições também são levadas em conta, como limite de geração de cada fonte e SoC da bateria, por exemplo.

Diversos algoritmos de otimização já foram propostos e testados pela literatura baseados em programação linear, não-linear, quadrática, inteira mista linear e não-linear, programação estocástica e algoritmos evolutivos.

**Programação linear (LP)** é uma técnica de otimização matemática utilizada para resolver problemas com um objetivo linear e restrições lineares. A programação linear

maximiza ou minimiza funções de várias variáveis sujeitas a restrições também lineares. Este método é amplamente utilizado em problemas de engenharia para otimizar alocação de recursos, como minimizar custos, maximizar lucros ou maximizar resultados sujeitos a restrições.

**Programação Linear Inteira Mista (MILP)** é um tipo de problema de otimização que envolve tanto variáveis contínuas como discretas diferentemente da programação linear que envolve apenas variáveis contínuas. Isto torna o problema mais difícil de ser resolvido e algoritmos específicos são tipicamente utilizados.

**Programação Não-linear (NLP)** é uma técnica igual a LP porém cuja função objetivo e as restrições podem ser não-lineares.

**Programação Não-linear Inteira Mista (MINLP)** assim como a NLP, é como a MILP porém com função objetivo e restrições não-lineares.

**Algoritmos Evolutivos** emulam processos de otimização da natureza como esta otimiza espécies biológicas para maximizar a sobrevivência ou melhor adaptá-las ao meio. Tipos de algoritmos evolutivos são o algoritmo genético e os algoritmos de swarm, como o *Particle Swarm Optimization* (PSO).

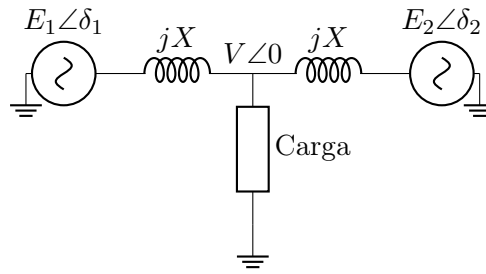
### 2.2.1 Controle de Paralelismo por Inclinação (*Droop*)

O controle de potência por meio do método de inclinação (*droop*) é uma técnica amplamente utilizada em sistemas de energia elétrica, como microrredes e sistemas de geração distribuída, para manter a estabilidade e a qualidade da energia. Esta é uma técnica em que a frequência ou a tensão é ajustada de acordo com a carga do sistema. Quando a carga aumenta, a frequência ou a tensão é reduzida para compensar mantendo assim o equilíbrio do sistema.

O controle por inclinação é simples de implementar e não requer comunicação entre os dispositivos, ele ajuda a manter a estabilidade do sistema pois os geradores respondem automaticamente às mudanças na carga que é distribuída proporcionalmente à potência de cada fonte geradora. Na prática os inversores simulam o comportamento dos geradores síncronos em controle  $V/f$ . Quando as fontes estão conectadas em paralelo devem partilhar a potência ativa e reativa proporcionalmente a suas potências nominais.

Considere então dois inversores ( $E_1$  e  $E_2$ ) conectados a uma carga linear através de linhas puramente indutivas representadas pelas impedâncias  $jX$ , como mostrado na Figura 2.6

Figura 2.6: Circuito de paralelismo equivalente



Fonte: Elaborado pelo autor

Sabe-se que a potência ativa está relacionada às tensões e a diferença angular entre dois pontos dada pela Equação 2.28.

$$P_i = \frac{E_i V}{jX} \sin \delta_i \quad (2.28)$$

$$Q_i = \frac{E_i V \cos \delta_i - V^2}{jX} \quad (2.29)$$

Para uma operação estável não deve haver circulação de corrente entre as fontes e a Equação 2.28 mostra que a potência ativa depende predominantemente dos ângulos enquanto a potência reativa é mais influenciada pelas tensões de acordo com a Equação 2.29. Para evitar sobrecarregar um inversor é desejável que cada inversor absorva automaticamente uma carga proporcional à sua potência nominal. Sendo assim, uma inclinação artificial na tensão e na frequência do inversor pode ser introduzida com a seguinte característica:

$$\omega = \omega_0 - k_p P, \quad (2.30)$$

$$V = V_0 - k_q Q, \quad (2.31)$$

onde,

$\omega_0$  é a frequência sem carga,

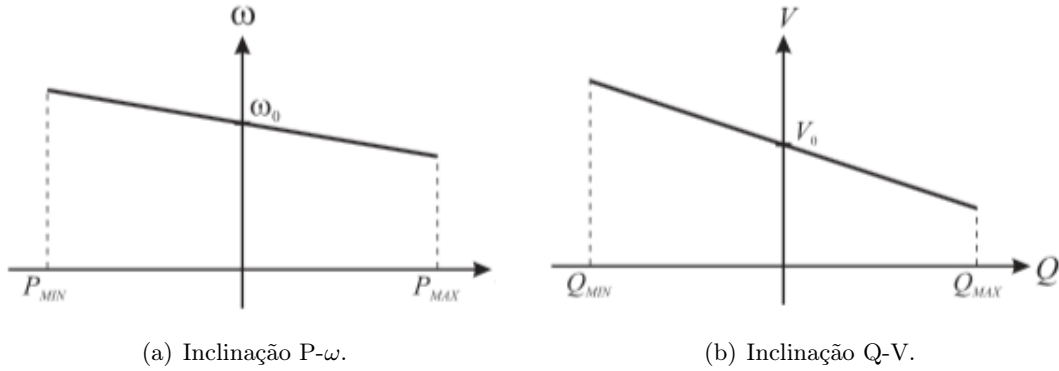
$V_0$  é a tensão sem carga,

$k_p$  coeficiente de inclinação para  $\omega$ ,

$k_q$  coeficiente de inclinação para  $V$ .

Para que a carga seja proporcionalmente distribuída entre inversores de potência nominais diferentes os coeficientes de inclinação devem ser definidos de forma que:

Figura 2.7: Características de Inclinação.



Fonte:

Elaborado pelo autor

$$\begin{aligned} k_{p_1} S_1 &= k_{p_2} S_2 = \dots = k_{p_n} S_n, \\ k_{q_1} S_1 &= k_{q_2} S_2 = \dots = k_{q_n} S_n, \end{aligned} \quad (2.32)$$

onde  $S_i$  é a potência aparente da fonte.

## 2.2.2 Otimização por Enxame de Partícula

Também conhecida pelo termo em inglês *Particle Swarm Optimization* (PSO), a técnica de otimização por enxame de partícula foi introduzida por (KENNEDY; EBERHART, 1995) na década de 90 e segundo o próprio autor, o algoritmo iniciou como uma simulação de um meio social. Os agentes foram pensados como sendo pássaros que não colidiam entre si e a intenção inicial era simular graficamente a coreografia de um bando de pássaros voando. Com o tempo este algoritmo passou a simular não mais um bando mas um enxame (*swarm*).

Apesar deste algoritmo ter sido desenvolvido inicialmente para modelar um comportamento social, se mostrou bastante eficiente em otimizar funções lineares e não-lineares de  $n$  variáveis. Para isto, é necessário acrescentar a este algoritmo as funções de restrição e os valores máximos e mínimos permitidos às variáveis para restringir a busca.

No algoritmo de otimização os “pássaros” são tratados na verdade como partículas que se movem dentro de um espaço amostral. Inicialmente, cada partícula é posicionada aleatoriamente dentro deste espaço amostral e uma velocidade também aleatória é atribuída a cada uma delas. A cada iteração, a posição e a velocidade são atualizadas de acordo com



a Equação 2.33.

$$\begin{aligned} v_i(k+1) &= \omega v_i(k) + \phi_p r_1 (p_i(k) - x_i(k)) + \phi_g r_1 (p_g(k) - x_i(k)) \\ x_i(k+1) &= x_i(k) + v_i(k+1), \end{aligned} \quad (2.33)$$

onde:  $\omega$  é um coeficiente inercial que é responsável por manter a partícula em movimento a cada iteração,  $\phi_p$  é o coeficiente particular que faz com que a “memória” de sua própria melhor posição em relação ao custo influencie na sua velocidade, e por fim,  $\phi_g$  é o coeficiente social que faz com que a melhor posição global do enxame influencie na velocidade desta partícula.

A cada iteração a função custo de cada partícula é calculada e a melhor posição de todas (a que possui o menor valor de custo) é armazenada e serve de informação para as demais. Além disso, a melhor posição individual de cada partícula também é armazenada. Isso faz com que todas as partículas se movam em direção à melhor posição em relação à função custo. No final, levando em consideração dois critérios de parada, o movimento mínimo das partículas e o erro mínimo da função custo, a melhor posição de todas as partículas será o ponto ótimo da função.

Apesar de se mostrar eficiente, em alguns casos quando a velocidade não é restrita pode aumentar para níveis muito altos em poucas iterações e o algoritmo divergir. Para isto uma outra abordagem foi proposta em (CLERC; KENNEDY, 2002) em que um coeficiente de constrição ( $\zeta$ ) foi introduzido para regular as velocidades das partículas. Este algoritmo foi então chamado de "Regularized Particle Swarm Optimization" (RPSO) e sua equação de velocidade é dada pela Equação 2.34.

$$v_i(k+1) = \zeta \times [\omega v_i(k) + \phi_p r_p (p_i(k) - x_i(k)) + \phi_g r_g (p_g(k) - x_i(k))] \quad (2.34)$$

onde  $\zeta = \frac{2}{|2 - \phi - \sqrt{\phi^2 - 4\phi}|}$  e  $\phi = \phi_p + \phi_g > 4$

1. Inicializar cada partícula  $\vec{x} \in \mathbb{R}^n$  com um valor aleatório de posição no espaço amostral:

$$\vec{x} \sim U(\vec{l}_{inf}, \vec{l}_{sup})$$

onde  $\vec{l}_{inf}$  e  $\vec{l}_{sup}$  são os limites inferiores e superiores do espaço amostral.

2. Atribuir a cada partícula sua melhor posição como sendo a posição inicial:

$$\vec{p} \leftarrow \vec{x}$$

3. Inicializar a velocidade  $\vec{v} \in \mathbb{R}^n$  de cada partícula com um valor aleatório:

$$\vec{v} \sim U(-\vec{d}, \vec{d})$$

onde  $\vec{d} = |\vec{b}_{sup} - \vec{b}_{inf}|$  é a distância máxima entre duas partículas.

4. Inicializar a melhor posição do swarm  $\vec{g}$  com o  $\vec{x}$  tal que  $f(\vec{x})$  é mínimo.

5. Repetir até que os critérios de parada sejam atendidos:

(a) Para cada partícula  $\vec{x}$ :

i. Sortear dois números aleatoriamente:  $r_p, r_g \sim U(0, 1)$

ii. Atualizar a velocidade  $\vec{v}$  das partículas de acordo com a Equação 2.34

iii. Limitar a velocidade:

$$v_i \leftarrow \lim(v_i, -d_i, d_i)$$

iv. Mover a partícula para sua nova posição:

$$\vec{x} \leftarrow \vec{x} + \vec{v}$$

v. Limitar a posição de cada partícula:

$$x_i \leftarrow \lim(x_i, l_{inf}, l_{sup})$$

vi. Se  $f(\vec{x}) < f(\vec{p})$ , atualizar a melhor posição da partícula:

$$\vec{p} \leftarrow \vec{x}$$

vii. Se  $f(\vec{x}) < f(\vec{g})$ , atualizar a melhor posição global:

$$\vec{g} \leftarrow \vec{x}$$

6.  $\vec{g}$  é a melhor posição encontrada no espaço amostral.

O RPSO é um algoritmo de fácil implementação e que permite modificações para se adequar problemas diversos. Vários algoritmos modificados já foram propostos na literatura e na seção seguinte será proposta uma heurística para fazer o RPSO convergir mais rapidamente considerando o problema proposto neste trabalho.

### 2.2.3 Heurística (HRPSO)

O RPSO é um algoritmo que depende de uma inicialização aleatória, por este motivo, se o espaço amostral for muito grande, o algoritmo pode demorar muitas iterações para

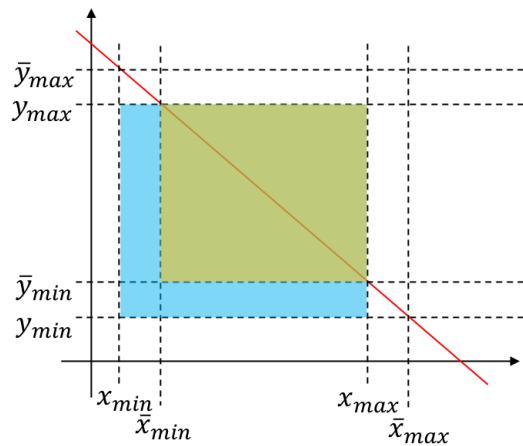
encontrar o seu valor ótimo, ou nunca encontrá-lo. Para aumentar as chances de convergir rapidamente, pode-se aumentar a quantidade de partículas do enxame, por exemplo. Entretanto, isto aumenta expressivamente o custo computacional, podendo inviabilizar o sistema de controle.

Da mesma forma que foi feito com a decodificação da Enigma na segunda guerra mundial, pode-se dar uma informação para o algoritmo que mostre a ele em que área deve-se popular para aumentar suas chances de encontrar a solução mais rapidamente. Esta informação é justamente o valor da carga naquele instante, pois sabe-se que o somatório das potências das fontes deve ser exatamente igual ao valor da potência das cargas.

Considerando uma otimização linear de 2 variáveis  $x$  e  $y$  (para que seja possível visualizar) onde a função de otimização é limitada por  $x + y = k$ , sendo  $k$  uma constante e  $x \sim U(x_{min}, x_{max})$  e  $y \sim U(y_{min}, y_{max})$ . Pode-se observar que o ponto ótimo deste sistema está sobre uma reta  $y = k - x$  em vermelho na Figura 2.8.

Logo, poder-se-ia inicializar as posições do "swarm" dentro da área do retângulo  $[(x_{min}, y_{min}), (x_{max}, y_{max})]$  (área em azul). Porém, existe uma área menor dentro deste retângulo (em verde) em que a solução se encontra, pois sabe-se que ela deve estar sobre a reta, com a área limitada pelos pontos  $(\bar{x}_{min}, \bar{y}_{min}), (\bar{x}_{max}, \bar{y}_{max})$ , onde  $(\bar{x}_{min}, \bar{y}_{min}) \geq (x_{min}, y_{min})$  e  $(\bar{x}_{max}, \bar{y}_{max}) \leq (x_{max}, y_{max})$ . E com isto, pode-se formular o sistema de Equações 2.35

Figura 2.8: Heurística para função linear de 2 variáveis.



Fonte: Elaborado pelo autor

$$\begin{cases} \bar{x}_{min} + y_{max} = k \\ \bar{x}_{max} + y_{min} = k \end{cases} \quad (2.35)$$

Considere também as seguintes constantes definidas pelas Equações 2.36:

$$\begin{cases} k_{min} = x_{min} + y_{min} \\ k_{max} = x_{max} + y_{max} \end{cases} \quad (2.36)$$

Substituindo na Equação 2.35, chega-se às Equações 2.37:

$$\bar{x}_{min} = \begin{cases} k - k_{max} + x_{max} & ,se \geq x_{min} \\ x_{min} & ,caso \text{ contrário} \end{cases} \quad \left| \quad \bar{x}_{max} = \begin{cases} k - k_{min} + x_{min} & ,se \leq x_{max} \\ x_{max} & ,caso \text{ contrário} \end{cases} \quad (2.37)$$

Generalizando para um caso de  $n$  variáveis de potência, onde são conhecidos os vetores de potências mínimas e máximas ( $\vec{P}_{min}$  e  $\vec{P}_{max}$ ) e a potência da carga  $P_{carga}$ , chega-se a Equação 2.38:

$$\begin{cases} P_{min} = \sum P_{min}[i] \\ P_{max} = \sum P_{max}[i] \\ P_{carga} = \sum P[i] \end{cases} \quad (2.38)$$

No intuito de encontrar o ponto de superior e inferior de potência para restringir o espaço amostral, mostrado na Equação 2.39:

$$\begin{cases} P_{inf} + P_{max} - P_{max}[i] = P_{carga} \\ P_{sup} + P_{min} - P_{min}[i] = P_{carga} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} P_{inf} = P_{carga} - P_{max} + P_{max}[i] \\ P_{sup} = P_{carga} - P_{min} + P_{min}[i] \end{cases} \quad (2.39)$$

O algoritmo final está descrito em duas etapas: inicialização das partículas no Algoritmo 2.2.1 e iterações no Algoritmo 2.2.2.

## 2.3 Tendências da Produção Acadêmica

Para analisar a relevância deste tema, foi feita uma busca nas bases de dados do *Science-Direct* e do *IEEEExplore* com as seguintes palavras-chave concatenadas:

- *Microgrid + Dispatch + Optimization* (6.937 resultados)
- *Microgrid + "Energy Management" + Algorithm* (7.173 resultados)
- *Microgrid + Dispatch + "Particle Swarm Optimization"* (2.396 resultados)

Após retirar os itens replicados, sobraram 6.009 artigos a respeito deste tema, que foram distribuídos anualmente segundo o gráfico apresentado na Figura 2.9.

**Algoritmo 2.2.1:** Inicialização do RPSO com Heurística (HRPSO)

**Data:**  $f \rightarrow$  função objetivo,  
 $(lb, ub) \rightarrow$  domínio (limites inferiores e superiores)  
 $f_{cons} \rightarrow$  funções de restrição  
 $S \rightarrow$  tamanho do enxame (*swarmsize*)

**Result:**  $x \rightarrow$  posições iniciais  
 $g \rightarrow$  melhor posição global inicial  
 $f_x \rightarrow$  funções objetivo inicial  
 $f_g \rightarrow$  função objetivo mínima inicial  
 $(lb, ub) \rightarrow$  domínio

**Inicialização:**

```

 $v_{high} \leftarrow |ub - lb|$  // Limite superior da velocidade da partícula;
 $v_{low} \leftarrow -v_{high}$  // Limite inferior da velocidade da partícula;
 $f_p \leftarrow \infty$ 
// Inicializa População
for  $i \leftarrow 0$  to  $S$  do
     $P_{low} \leftarrow \sum lb[i];$ 
     $P_{high} \leftarrow \sum ub[i];$ 
     $lb_h \leftarrow \text{limit}(P_{carga} - P_{high} + ub, lb, ub);$ 
     $ub_h \leftarrow \text{limit}(P_{carga} - P_{low} + lb, lb, ub);$ 
     $x_i \leftarrow lb_h + x_i \cdot (ub_h - lb_h);$ 
     $p_i \leftarrow x_i$  // Inicializa as melhores posições da cada partícula;
     $f_p \leftarrow f(p_i)$  // Calcula o valor da função objetivo para as melhores posições atuais;
    if  $i=0$  then  $g \leftarrow p_0$  // Inicializa a melhor posição global;
    // Atualizar a melhor posição global;
    if  $\text{is\_feasible}(p_i)$  then
        if  $f_p[i] < f_g$  then
             $f_g \leftarrow f_p[i];$ 
             $g \leftarrow p_i;$ 
        end
    else
         $p_i \leftarrow ub_h;$ 
    end
     $v_i \leftarrow v_{low} + r \cdot (v_{high} - v_{low})$  // Inicializa velocidade da partícula;
end
return  $x, g, f_x, pf_g, (lb, ub)$ 

```

**Algoritmo 2.2.2:** RPSO com Heurística (HRPSO)

**Data:**  $f$  → função objetivo,  
 $(lb, ub)$  → domínio (limites inferiores e superiores)  
 $f_{cons}$  → funções de restrição  
 $S$  → tamanho do enxame (*swarmsize*)  
 $maxiter$  → número máximo de iterações  
 $\phi_p$  → coeficiente cognitivo pessoal  
 $\phi_g$  → coeficiente cognitivo social  
 $\omega$  → coeficiente inercial  
 $minfunc$  → passo mínimo  
 $minstep$  → passo mínimo  
 $x$  → posições iniciais  
 $f_p$  → valores das melhores posições iniciais  
 $g$  → melhor posição global inicial  
 $f_g$  → valor da função da melhor posição global inicial

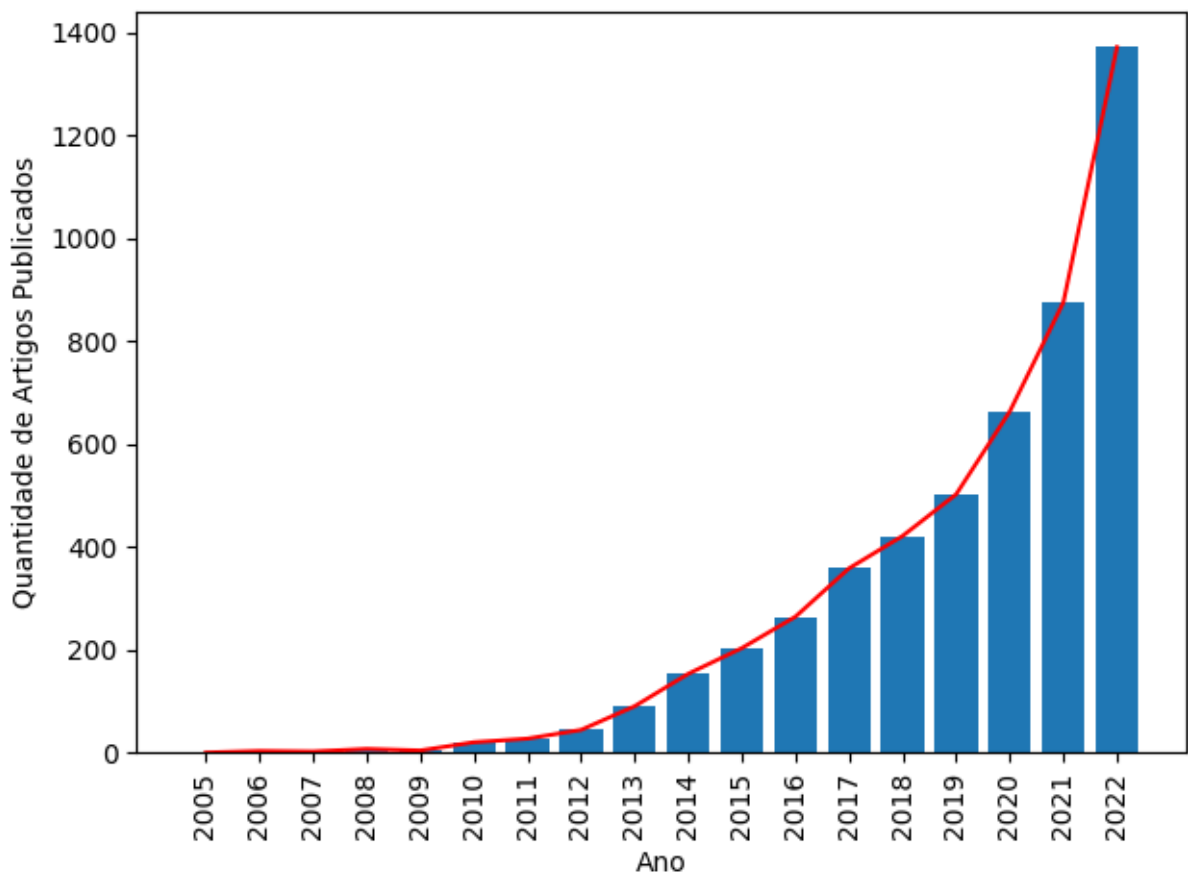
**Result:**  $g, f_g$ **HRPSO:**

```

 $\phi \leftarrow \phi_1 + \phi_2;$ 
 $\zeta \leftarrow \frac{2}{|\phi - 2\sqrt{\phi^2 - 4\phi}|};$ 
 $C_1 \leftarrow \zeta \cdot \phi_p;$ 
 $C_2 \leftarrow \zeta \cdot \phi_g;$ 
 $\omega_\zeta \leftarrow \omega \cdot \zeta;$ 
 $it \leftarrow 1;$ 
while  $it < maxiter$  do
  for  $i \leftarrow 0$  to  $S$  do
    // Atualiza velocidade das partículas;
     $v_i \leftarrow \text{limit}(\omega_{CF} \cdot v_i + C_1 \cdot \text{rand}_p \cdot (p_i - x_i) + C_2 \cdot \text{rand}_g \cdot (g - x_i), v_{low}, v_{high});$ 
     $x_i \leftarrow \text{limit}(x_i + v_i, lb_h, ub_h)$  // Atualiza posição das partículas;
     $f_x \leftarrow f(x_i);$ 
    // Compara as melhores posições de partículas;
    if  $f_x < f_p[i]$  & is_feasible( $x_i$ ) then
       $p_i \leftarrow x_i;$ 
       $f_p[i] \leftarrow f_x;$ 
    end
    if  $f_x < f_g$  then
       $stepsize \leftarrow \sqrt{\sum (g - x_i)^2};$ 
       $g \leftarrow x_i;$ 
       $f_g \leftarrow f_x;$ 
      if  $(|f_g - f_x| \leq minfunc) \vee (stepsize \leq minstep)$  then
        return  $g, f_g$  // Critério de parada foi alcançado;
      end
    end
  end
   $it \leftarrow it + 1;$ 
end
// Critério de parada por atingir limite de iterações
return  $g, f_g$ 

```

Figura 2.9: Quantidade de artigos por ano com o tema "Microrredes".



Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode-se notar na pesquisa, este é um tema que vem ganhando importância ao longo dos anos, principalmente após o acordo de Paris em 2015, quando os países desenvolvidos se comprometeram a investir mais em ações que mitiguem os efeitos das mudanças climáticas durante a COP 21. E uma dessas ações é justamente a mudança da matriz energética de vários países desenvolvidos, o que aumentou consideravelmente as verbas para pesquisas em energia renovável. Conseqüentemente, aumentou muito a produção de artigos científicos que tenham relação com este tema, como é o caso de microrredes.

### 2.3.1 Processo de Seleção dos Artigos

Para filtrar os 6.009 artigos considerou-se primeiramente somente os de revista qualis A1 ou A2 contabilizando 39 revistas listadas na Tabela 2.1 e restando 5.542 artigos.

Em seguida, foi feita uma análise dos títulos desses artigos para retirar aqueles que con- diziam com a busca porém não com o tema do trabalho. Sendo assim, foram retirados

Tabela 2.1: Revistas com classificação qualis A1 e A2 e relevância com o tema.

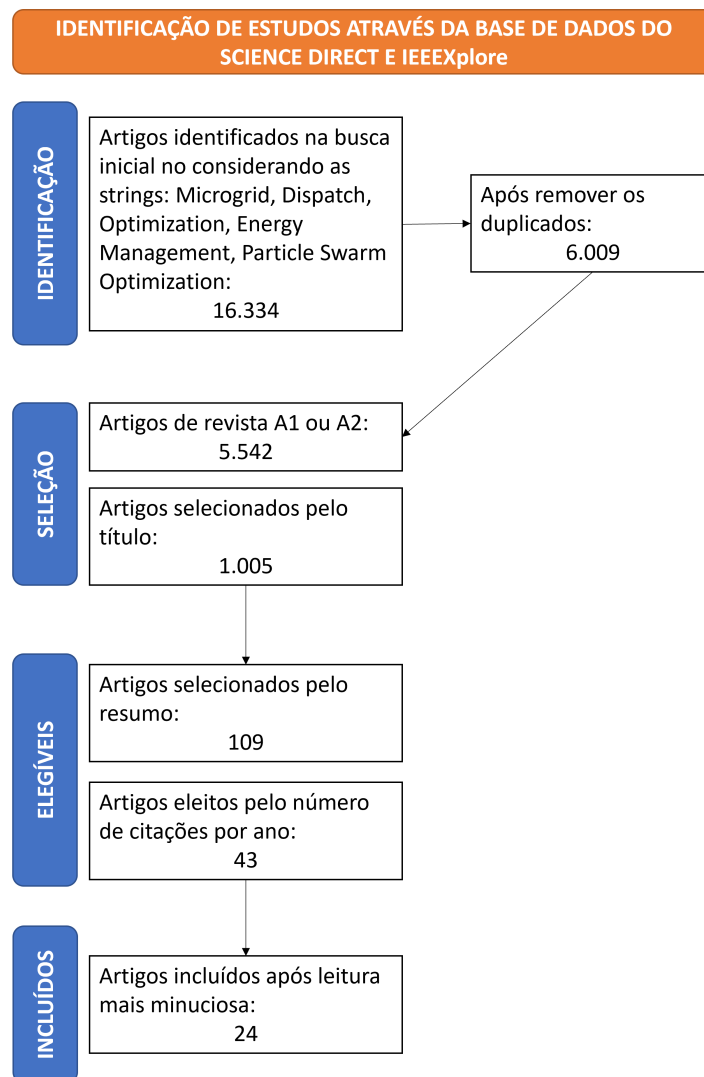
Revista	Qualis	Relevância
<i>Applied Energy</i>	A1	Média
<i>Energy</i>	A1	Alta
<i>International Journal of Electrical Power &amp; Energy Systems</i>	A1	Alta
<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	A1	Alta
<i>Energy Reports</i>	A2	Alta
<i>Energy Conversion and Management</i>	A1	Média
<i>Sustainable Energy Technologies and Assessments</i>	A2	Alta
<i>Journal of Energy Storage</i>	A2	Baixa
<i>Electric Power Systems Research</i>	A1	Alta
<i>Journal of Cleaner Production</i>	A1	Baixa
<i>Renewable Energy</i>	A1	Média
<i>Engineering Applications of Artificial Intelligence</i>	A1	Alta
<i>Automatica</i>	A1	Baixa
<i>Solar Energy</i>	A1	Baixa
<i>Sustainable Cities and Society</i>	A1	Baixa
<i>International Journal of Hydrogen Energy</i>	A1	Baixa
<i>Applied Soft Computing</i>	A1	Alta
<i>Energy and Buildings</i>	A1	Baixa
<i>Energy Policy</i>	A1	Baixa
<i>Energy Strategy Reviews</i>	A2	Média
<i>Computers and Electrical Engineering</i>	A2	Baixa
<i>Journal of Building Engineering</i>	A1	Média
<i>Expert Systems with Applications</i>	A1	Baixa
<i>IEEE Transactions on Industrial Electronics</i>	A1	Baixa
<i>IEEE Systems Journal</i>	A1	Média
<i>IEEE Transactions on Sustainable Energy</i>	A1	Alta
<i>Proceedings of the IEEE</i>	A1	Média
<i>IEEE Transactions on Smart Grid</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Industry Applications</i>	A1	Média
<i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Power Electronics</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Power Systems</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Power Delivery</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Industrial Informatics</i>	A1	Baixa
<i>IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems</i>	A1	Média
<i>IEEE Transactions on Control Systems Technology</i>	A1	Alta
<i>IEEE Transactions on Systems; Man; and Cybernetics: Systems</i>	A1	Baixa
<i>IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems</i>	A1	Baixa
<i>IEEE Transactions on Automation Science and Engineering</i>	A1	Baixa



todos aqueles artigos que faziam referência a dimensionamento de microrredes, veículos elétricos, predição de potência, *machine learning*, *deep learning*, redes neurais e outros temas diversos.

Restaram 1.005 artigos para serem analisados. Desses artigos foram analisados novamente os resumos para verificar quais estavam mais alinhados com o trabalho e após essa análise 109 artigos foram selecionados para uma análise mais minuciosa. Desses 109 artigos verificou-se a quantidade de citações que cada um possuía, levando-se em consideração o ano de publicação para fazer um filtro dos mais relevantes resultando em um número final de 43 artigos para serem lidos e analisados. Alguns desses 43 não possuíam um número relevante de citações, porém foi identificado que traziam alguma informação relevante para a dissertação.

Figura 2.10: Processo de Seleção dos Artigos



Fonte: Elaborado pelo autor

### 2.3.2 Análise dos Principais Trabalhos

Diversas abordagens para controle de microrredes foram propostas ao longo dos anos. (UNAMUNO; BARRENA, 2015) e (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018) trazem aspectos de estabilidade da microrrede e níveis de controle primário, secundário e terciário explicando as diferentes hierarquias do controle. Também abordaram a respeito dos modos de controle das fontes (*grid-forming* ou *grid-following*) assim como (KOOHI-KAMALI; RAHIM, 2016), (BALAGUER et al., 2011) e (DELGHAVI; YAZDANI, 2012) que detalham melhor o controle dos inversores de potência.

Já (NEMATI; BRAUN; TENBOHLEN, 2018) inclui outros modos de operação da microrrede como modo eficiente em custo, modo de suporte da rede, modo ilhado, modo de baixa emissão de poluentes, modo multi-funcional e modo referência. A depender do modo que está operando as restrições e objetivos da microrrede mudam. Outros autores como (ALVAREZ et al., 2012) preferem considerar que as fontes renováveis não são despacháveis e controlam a microrrede por meio das outras fontes, isto para aproveitar ao máximo a energia fornecida por recursos naturais intermitentes independente do custo operacional.

Em relação aos estudos de otimização de microrredes (NAZ et al., 2017) fez um trabalho levantando diversos objetivos que podem ser considerados na otimização e categorizando em operacional, planejamento e projeto. Trabalho similar fez (Ahmad Khan et al., 2016) porém trazendo também as diversas técnicas computacionais utilizadas em otimização de sistemas de potência. (HARSH; DAS, 2021) formula detalhadamente as restrições operacionais da microrrede levando em consideração modelos de demanda incentivada para aumentar a eficiência da microrrede evitando cortes e utilização da energia em momentos desfavoráveis. Enquanto (WANG et al., 2019) trouxe um algoritmo consensual distribuído para despacho econômico.

Diversos algoritmos de otimização foram propostos para diferentes situações, tanto para rede conectada como para rede em modo ilhado. (NUTKANI et al., 2017) propôs um método de compartilhamento de cargas por inclinação modificado em que há uma priorização de geradores levando em consideração o custo de operação, (ABDELAZIZ et al., 2013) utilizou o método de região confiável de Newton (uma modificação do método de Newton-Raphson) enquanto (SHI et al., 2017) utilizou a otimização de Lyapunov para tempo real. Três autores, (HOSSEINZADEH; SALMASI, 2015) utilizando MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*), (SHUAI et al., 2019) utilizando MILNP e (GIRALDO et al., 2019) utilizando cadeias de Markov, consideraram uma otimização prévia feita através de predição por métodos estocásticos para definir um pré-despacho para em tempo-real apenas corrigir o erro de predição. (QIU et al., 2020) propôs um método robusto de otimização em que leva em consideração incertezas nas predições e medições meteorológicas

que influi no cálculo de potência disponível.

Em (HOSSAIN et al., 2019) uma nova função objetivo é proposta para otimizar o carga e descarga da bateria levando em consideração flutuações do preço da energia e perfis de demanda. Neste artigo foi utilizado o RPSO como algoritmo de otimização e comparou os ciclos de carga e descarga da bateria utilizando uma função objetivo original e a função proposta. Em (CHENG et al., 2016) foi proposta uma modificação no PSO criando um conceito baseado em uma roleta para reposicionar as partículas que eventualmente não atendessem às restrições ou que estivessem fora dos limites, além disso definiu uma penalidade para não utilização total das energias renováveis, uma vez que demoraria mais para amortecer o investimento, e um incentivo/desincentivo para a carga/descarga da bateria de acordo com uma regra de set-point do SoC. Enquanto (GHOLAMI; DEHNAVI, 2019) criou uma heurística no PSO que chamou de "Modified Personal Best Particle Swarm Optimization"(MPBPSO) e comparou com diversas variações de PSO criadas resultando em um tempo de convergência menor e rápido o suficiente para utilizar em algoritmos de tempo-real.

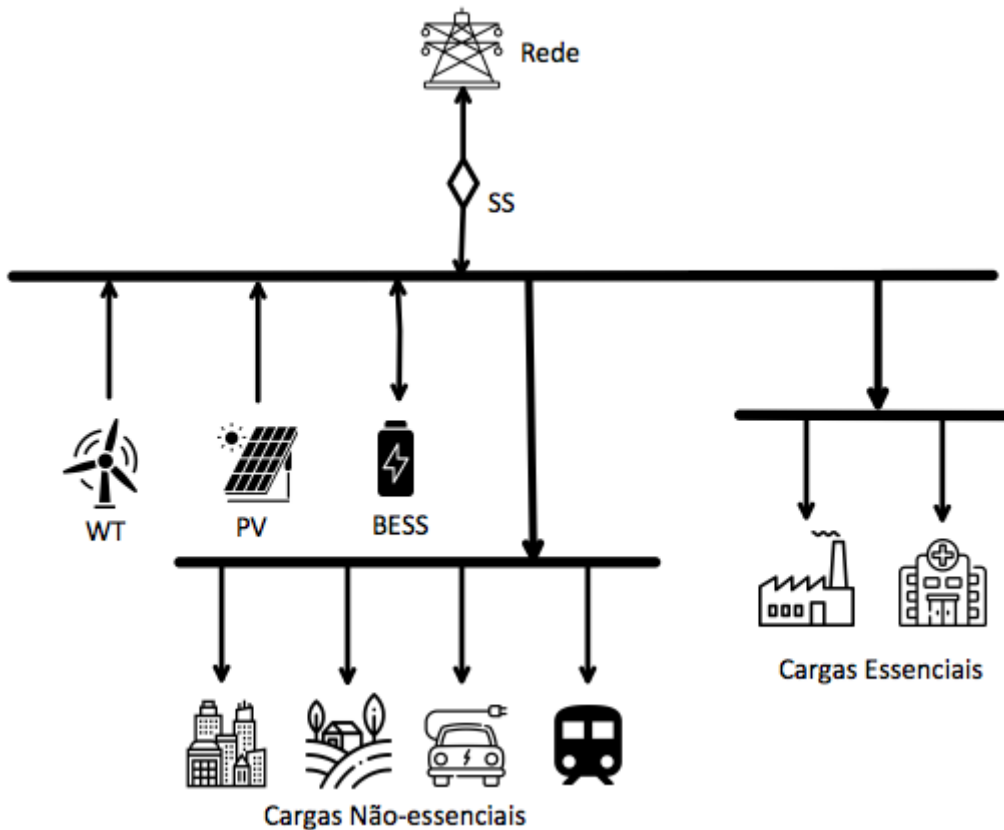
Tanto em (BAKAR et al., 2017) quanto em (DETROJA, 2016) o conceito de cargas essenciais e não-essenciais foi introduzido e estratégias de controle de cargas foram propostas para lidar com os diferentes perfis de carga durante o dia e em casos de ilhamento, falta de potência disponível ou problemas na tensão e frequência da microrrede. (NOUROLLAH; GHAREHPETIAN, 2019) propôs uma coordenação do corte de cargas para restaurar rapidamente a estabilidade do sistema. Novamente em (BALAGUER et al., 2011) alguns conceitos como detecção de ilhamento, corte inteligente de carga e religamento são trazidos do ponto de vista do controle do inversor incluindo a passagem de controle de corrente para controle de tensão. Por fim (KIM et al., 2010) demonstra o controle do inversor do BESS em uma operação ilhada onde este deve ser a referência de tensão e frequência da rede.

## Materiais e Métodos

### 3.1 A Microrrede

A microrrede em estudo, como mostrada na Figura 3.1, consiste de uma turbina eólica (WT), um sistema fotovoltaico (PV) e um banco de baterias (BESS), todos conectados a uma barra AC na qual está conectada à rede principal através de uma linha de transmissão de potência limitada e que pode ser seccionada por uma chave estática (SS). Na barra também estão conectadas cargas classificadas em essenciais e não essenciais, que são alimentadas pela microrrede. As cargas essenciais têm prioridade sobre as não-essenciais, isto é, se for necessário realizar um corte de cargas, as não-essenciais serão as primeiras a serem cortadas.

Figura 3.1: Representação da Microrrede em estudo.



Fonte: Elaborado pelo autor

## 3.2 *Modelo Proposto*

Para realização do gerenciamento de energia desta microrrede, foi proposto um modelo de despacho de energia, subdividido em quatro blocos conforme na Figura 3.2. Uma versão preliminar deste modelo foi concebida em (GUERRA et al., 2023) e expandida nesta dissertação de mestrado, como descrita a seguir:

1. **Modelagem das fontes de energia**, para obter a potência instantânea disponível ( $P_{disp}$ ) de cada uma das fontes, a partir dos dados meteorológicos (Clima) e estado de carga da bateria (SoC).
2. **Algoritmo de controle de cargas**, para quando a potência disponível não seja suficiente para supri-las (Carga Total), sendo necessário cortá-las para garantir a estabilidade do sistema.
3. **Algoritmo de detecção de ilhamento**, para definir se a referência de tensão e frequência (Ref(V,f)) da microrrede provém da rede ou do BESS, de acordo com o estado da chave estática (SS).
4. **Algoritmo de controle de despacho**, que pode ser nos modos RBPMS ou OBPMS, para retornar o *set-point* de potência ( $P_{sp}$ ) da microrrede com base em critérios econômicos (PLD, LCOE) e operacionais (Restrições), no intuito de atingir o melhor perfil de funcionamento (Despacho de energia) de acordo com a estratégia definida.

## 3.3 *Modelagem e Parametrização das Fontes de Energia*

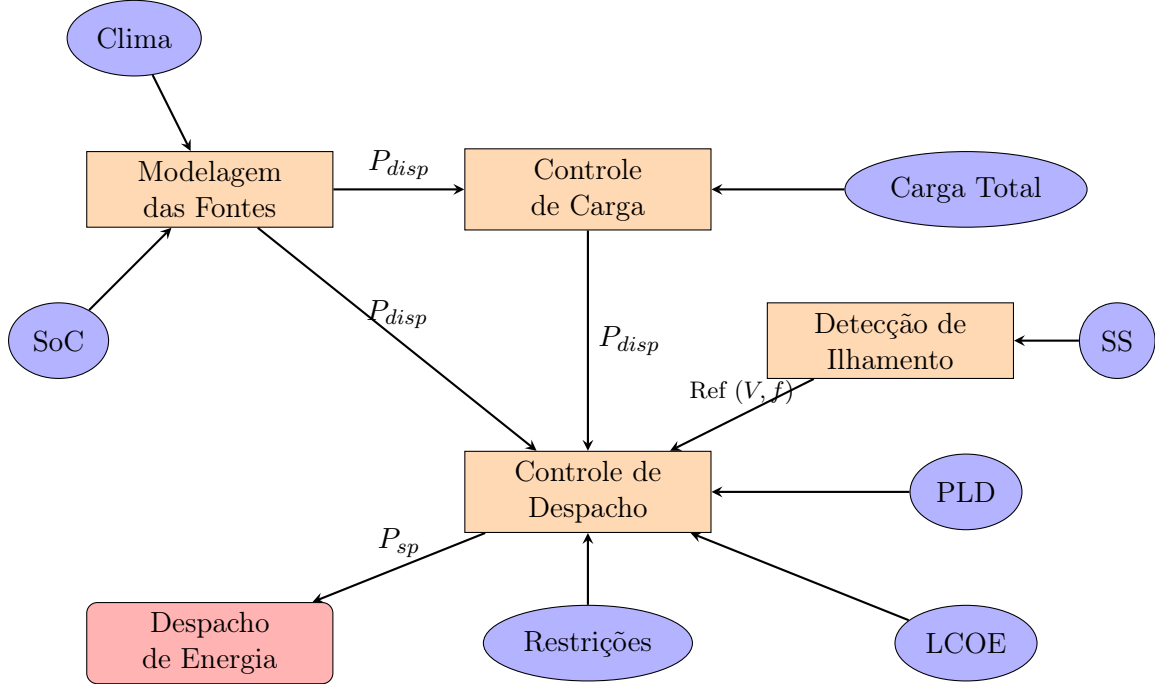
### 3.3.1 *O Sistema Fotovoltaico*

Várias ferramentas comerciais estão disponíveis no mercado para modelar sistemas fotovoltaicos e são bem aceitas pela indústria. Porém, estes programas não são muito flexíveis em suas simulações, ou seja, não é possível customizar e integrar ferramentas para explorar e analisar a performance do sistema PV. Para resolver este problema, a Sandia National Laboratories desenvolveu o PV LIB, um ambiente *open source* colaborativo que consiste em algoritmos de modelagem para simular e analisar por completo um sistema PV (ANDREWS et al., 2014).

Para modelar este sistema é necessário inserir os seguintes dados:

- Localização do sistema fotovoltaico (latidute e longitude);

Figura 3.2: Modelo Proposto para Despacho de Energia de Microrrede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda: Elipses (cor lilás) = entradas do modelo; Retângulo com bordas arredondadas (cor rosa) = saída do modelo.

- Ângulo de inclinação dos painéis em relação ao solo ( $\theta_T$ );
- A direção azimute em que os painéis foram colocados ( $\theta_A$ );
- Dados meteorológicos, de acordo com a Tabela 3.1;
- Potência total instalada dos painéis ( $P_{mp0}$ );
- Coeficiente de correção térmica ( $\gamma$ );
- Temperatura de referência ( $T_0$ );
- Potência máxima do inversor de frequência ( $P_{ac0}$ );
- Eficiência do inversor ( $\eta$ ).

Tabela 3.1: Formato da tabela de dados meteorológicos para simulação do Sistema PV

Dado	Titulo	Formato
Horário [YYYY – MM – DDHH : mm : ssUTC]	Datetime	datetime
Irradiância Global [ $W/m^2$ ]	ghi	float
Irradiância Difusa Horizontal [ $W/m^2$ ]	dhi	float
Irradiância Direta Normal [ $W/m^2$ ]	dni	float
Temperatura do Ar [ $^{\circ}C$ ]	temp_air	float
Velocidade do Vento [ $m/s$ ]	wind_speed	float

### 3.3.2 A Turbina Eólica

Para modelar a turbina eólica foi utilizado a já bem estabelecida biblioteca open source "windpowerlib". Esta biblioteca é capaz de modelar a conversão de potência não somente de uma turbina como também de um parque eólico completo, levando em consideração as influências que uma turbina pode ter sobre o vento incidente da outra. Neste caso específico será modelada uma única turbina sem levar em consideração outras influências que não a do próprio vento incidente. Para esta modelagem é necessário fornecer os seguintes dados:

- Dados meteorológicos, de acordo com a Tabela 3.2;
- Potência total de saída da turbina;
- Altura do Hub;
- Diâmetro do rotor;
- Curva de carga da turbina ou Coeficientes de Potência.

Tabela 3.2: Formato da tabela de dados meteorológicos para simulação da Turbina Eólica

Dado	Título	Altura	Formato
Horário [YYYY – MM – DDHH : mm : ssUTC]	Datetime	height	datetime
Pressão [Pa]	pressure	float	float
Temperatura [°C]	temperature	float	float
Velocidade do Vento [m/s]	wind_speed	float	float
Temperatura do Ar	temp_air	float	float
Comprimento de rugosidade [m]	roughness_lenght	float	float

A curva de carga é uma simples tabela Potência × Velocidade do Vento geralmente fornecida pelo fabricante ou levantada em ensaios de laboratório.

### 3.3.3 O Banco de Baterias

Como a resposta dinâmica do BESS é muito rápida em relação ao algoritmo de controle de despacho e este estudo não está interessado na resposta transitória das fontes, pode-se considerar que a potência solicitada ao BESS é instantaneamente injetada na rede. Sendo assim o BESS será considerado como uma fonte ideal de potência sendo limitada apenas pelo seu SoC. Porém, para evitar uma rápida carga/descarga da bateria e consequentemente uma operação fora da região linear de potência ( $20\% \leq SoC \leq 80\%$ ), dentro do

algoritmo de controle é implementado um limite de potência linearmente dependente do SoC de acordo com as Equações 3.1.

$$\begin{aligned} P_{bess}^c &= \frac{5}{3} (SoC - 0,8) P_{bess}^{nom} \\ P_{bess}^d &= \frac{5}{3} (SoC - 0,2) P_{bess}^{nom} \end{aligned} \quad (3.1)$$

onde:  $P_{bess}^c$  é a potência de carga,  $P_{bess}^d$  é a potência de descarga e  $P_{bess}^{nom}$  é a potência nominal do BESS.

### 3.3.4 Especificações das Fontes de Energia da Microrrede

O sistema PV modelado consiste em 2000 painéis modelo JAM72D30-540/MB/1500V conectados a 8 inversores Sungrow SG125HV totalizando uma potência máxima CC de 1.08MW e uma potência máxima CA de aproximadamente 1MW (desconsiderando a eficiência do inversor). Os dados de placa destes equipamentos estão descritos nas Tabelas 3.3 e 3.4.

Tabela 3.3: Dados Painel Solar

Fabricante	JA Solar
Modelo	JAM72D30-540/MB/1500V
Potência Máxima Nominal (Pmax)	540W
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	49,60V
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	41,64V
Corrente de Curto-circuito (Isc)	13,86A
Corrente de Máxima Potência (Imp)	12,97A
Eficiência do Módulo	20,8%
Tolerância de Potência	0 ~ +5W
Coefficiente de Temperatura de Isc ( $\alpha_{Isc}$ )	+0,045%/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc ( $\beta_{Isc}$ )	+0,275%/°C
Coefficiente de Temperatura de Pmax ( $\gamma_{Isc}$ )	+0,350%/°C
STC	Irradiância 1000W/m <sup>2</sup> , temperatura da célula a 25°C, AM1.5G



Tabela 3.4: Dados Inversor

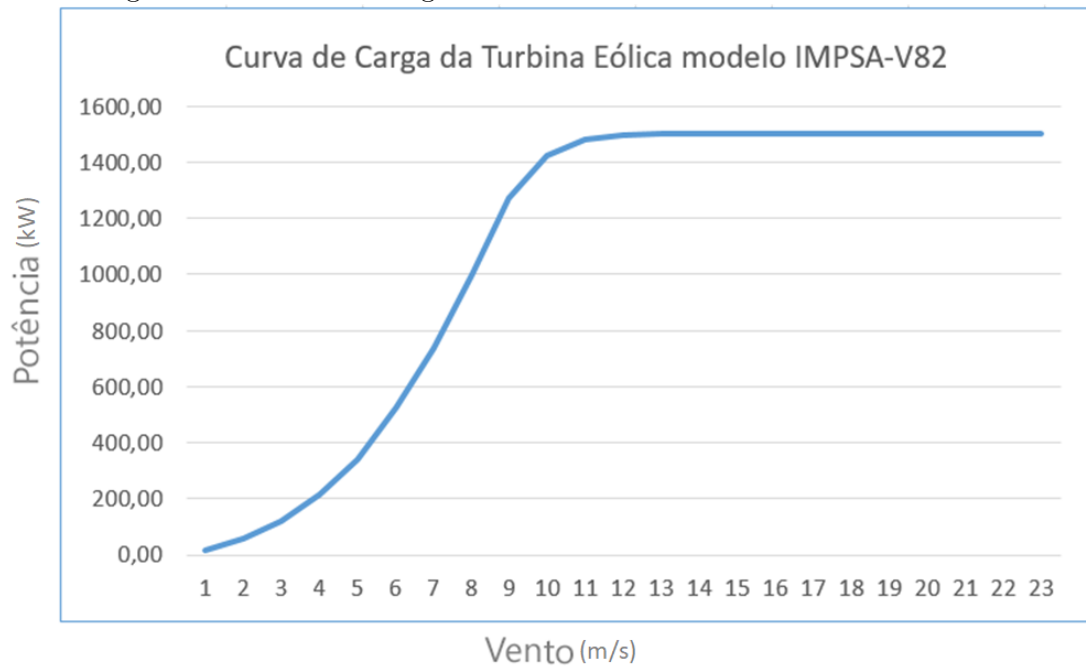
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG125HV
Tensão Máxima de Entrada do PV	1500V
Tensão Mínima de Entrada do PV / Tensão de Partida	860V / 920V
Tensão de Entrada Nominal	1050V
Faixa de Tensão MPP	860 - 1450V
Faixa de Tensão MPP para Potência Nominal	860 - 1250V
Quantidade de Entradas MPP Independentes	1
Quantidade de Entradas CC	1
Corrente Máxima de Entrada do PV	148A
Corrente Máxima de Curto-circuito	240A
Potência de Saída	125kVA@50°C
Corrente CA Máxima de Saída	120A
Tensão CA Nominal	3 / PE, 600V
Faixa de Tensão AC	480 - 690V
Frequência Nominal / Faixa de Frequência	50Hz/45 - 55Hz, 60Hz/55 - 65Hz
DHT	< 3% (na potência nominal)
Injeção de Corrente CC	< 0,5% In
Fator de Potência a Potência Nominal / Ajustável	>0,99/0,8 adiantado - 0.8 atrasado
Fases de Alimentação / Fases de Conexão	3 / 3

Para a modelagem da turbina eólica da microrrede em estudo foi utilizada a curva de carga do modelo IMPSA-V82 ([CURTIS et al., 2015](#)) cujos dados estão apresentados na Tabela 3.5 e a curva de carga está mostrada na Figura 3.3.

Tabela 3.5: Dados Turbina Eólica

Fabricante	IMPSA
Modelo	V82
Potência Nominal	1500kW
Velocidade de Partida (Cut-in)	3m/s
Velocidade Nominal (Rated)	13m/s
Velocidade de Corte (Cut-out)	22m/s
Velocidade de Sobrevivência	52,5m/s
Classe	IEC IIIa
Diâmetro do rotor	82m
Velocidade do rotor	9-17,3rpm
Altura do hub	61,5m, 85m e 100m
Potência Elétrica Nominal	1,580kW

Figura 3.3: Curva de Carga da Turbina Eólica modelo IMPSA-V82.



Adaptado de: IMPSA Wind - Documento nº 9000-00-25-MD8802

Por fim, para a modelagem do BESS, foi assumida uma capacidade total igual a 10 MWh, potência nominal de 1MW e uma eficiência de carga e descarga ideal.

### 3.4 Estratégia de Gerenciamento de Energia

#### 3.4.1 Algoritmo de Ilhamento

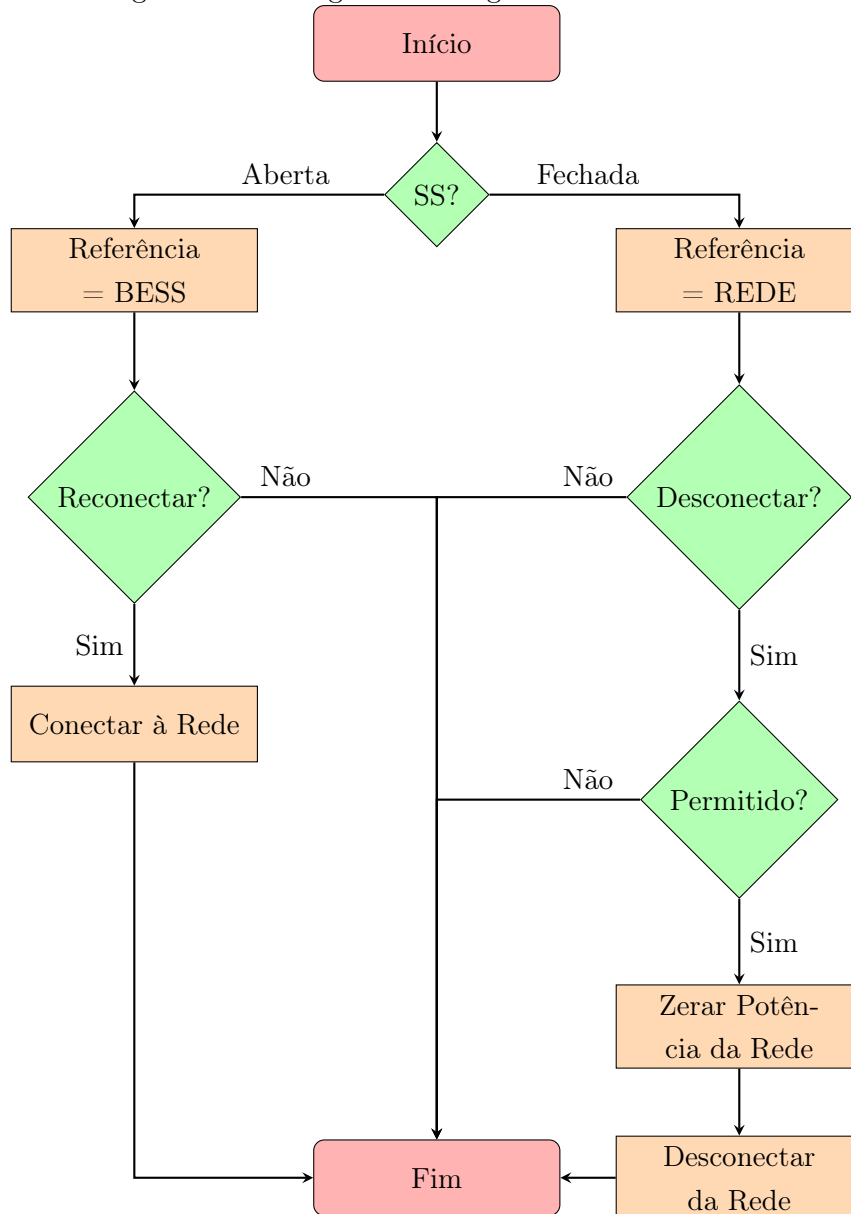
O ilhamento acontece quando a microrrede é desconectada da rede por algum motivo. Neste momento, o sistema perde a referência de tensão e frequência da rede e o BESS passa fazer esta função. Sendo assim existem dois cenários possíveis para o ilhamento:

**Proposital**, quando o operador solicita que o sistema trabalhe ilhado. Neste caso, o controle de despacho define um set-point de potência zero para a rede e quando este é atingido um comando de abertura é enviado para a chave estática (SS) que desconecta a microrrede da rede principal. Neste caso, intertravamentos devem ser respeitados.

**Acidental**, quando algum problema externo é detectado e o sistema de proteção atua abrindo a chave estática (SS) e ilhando a microrrede.

Um fluxograma sobre o algoritmo de ilhamento proposto para esta microrrede é apresentado na Figura 3.4. Nele é representado o algoritmo como uma de função que é chamada constantemente a cada varredura do código.

Figura 3.4: Fluxograma do Algoritmo de Ilhamento.



Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar do algoritmo definir a potência para cada fonte de energia é importante observar que na Equação 3.4 uma das variáveis é linearmente dependente das outras. Ou seja, o algoritmo na prática define o set-point de  $(n - 1)$  fontes e a última é definida por esta equação. Esta fonte de energia será a responsável pela estabilidade do sistema pois, caso haja uma variação rápida na carga, ela que irá responder a essa variação enquanto as demais fontes continuarão constantes até que o PMS redefina o despacho.

Em outras palavras, esta fonte não estará operando no modo de controle de potência (*grid following*) mas sim, no modo de controle de tensão e frequência (*grid forming*) e na prática não se deve utilizar toda a potência disponível nestas fontes para casos em que a carga suba muito rapidamente. É o que se chama de reserva girante devido aos grandes geradores hidráulicos que possuem bastante inércia para absorver essas flutuações na carga.

Não é recomendado utilizar fontes renováveis como referência, pois devido a sua intermitência pode ser que no momento em que se necessita da sua “inércia” esta não possua potência disponível e pode levar o sistema a um colapso. Sendo assim, nesta microrrede, duas fontes podem fazer o papel de referência: a própria rede quando estiver conectada ou o BESS quando estiver no modo ilhado, por isso é importante ter sempre alguma carga na bateria durante a operação normal do sistema. Caso o BESS esteja descarregado durante um ilhamento o PMS deve recarregá-lo o mais rápido possível e, caso seja necessário, realizar um corte de cargas momentâneo para permitir a recarga até um determinado valor mínimo de SoC e em seguida as cargas poderão ser religadas. Isto para garantir que o BESS terá carga para suprir as flutuações momentâneas da carga, no entanto, para que este seja a referência de tensão e frequência não necessariamente precisa estar injetando potência ativa na rede, pode trabalhar apenas como compensador de potência reativa.

Uma estratégia que pode ser adotada para evitar o ilhamento com o BESS descarregado é considerar sempre o valor mínimo do SoC necessário para manter as cargas essenciais atuais durante um certo período de tempo, independentemente se o sistema está ilhado ou não. Isto garantirá que o sistema nunca irá ilhar com o BESS descarregado ou pelo menos não será necessário cortar cargas essenciais para recarregá-lo.

Para os algoritmos de controle de carga e despacho, não faz muita diferença o motivo que levou a rede a ficar ilhada, pois em ambos os casos, o sistema irá se organizar para manter a estabilidade. A diferença estará apenas nos intertravamentos do sistema. Já no caso de uma solicitação de ilhamento, deve-se verificar se a microrrede é capaz de manter pelo menos as cargas essenciais ativas. Caso não seja possível, o intertravamento não deve permitir que a microrrede seja ilhada naquele instante. Também deve verificar se o BESS possui carga suficiente, para manter sozinho as cargas essenciais durante um período pré-definido, evitando corte desnecessário.

Uma estratégia que pode ser definida no PMS é de após uma solicitação de ilhamento, forçar a recarga do BESS até o SoC mínimo pré-estabelecido e só então abrir a chave estática. Já no caso de um ilhamento devido a atuação de uma proteção por exemplo, o sistema entrará com seus algoritmos de corte de carga e controle de despacho que forem necessários para manter a microrrede funcionando. É possível também que o PMS decida se reconectar automaticamente à rede para garantir as cargas essenciais em funcionamento,

basta que esteja configurado para tal.

### 3.4.2 Algoritmo de Controle de Cargas

Além de definir o despacho de energia, o PMS deve ser capaz de controlar as cargas quando o sistema não tiver condições fornecer a potência demandada. Devido às restrições, algumas vezes o algoritmo de despacho não é capaz de encontrar uma solução para sua função objetivo, isso acontece quando o sistema não tem potência suficiente para suprir as cargas, por exemplo, o que é um problema para o despacho de energia. Para evitar que aconteça, antes de rodar o algoritmo de controle de despacho, seja baseado em regras ou otimizado, é feita uma verificação de viabilidade do sistema, caso não seja possível um corte de cargas será executado antes de forma otimizada para encontrar o arranjo que corte o mínimo de cargas possíveis até que o sistema comporte aquela demanda.

Como já dito anteriormente, as cargas foram divididas em dois grupos, essenciais e não-essenciais. As cargas essenciais devem ter prioridade sobre as cargas não-essenciais, caso seja necessário cortar cargas para manter a estabilidade da rede. Ou seja, as essenciais só serão cortadas caso todas as não-essenciais já estejam desligadas.

Um algoritmo de otimização linear discreto será utilizado para maximizar as cargas ativas no sistema, ou seja, o algoritmo irá dinamicamente definir quais devem ser cortadas de forma que o máximo de carga permaneça ligada. Da mesma forma, o algoritmo pode decidir religar as cargas cortadas, quando a potência disponível na microrrede for restabelecida. Este algoritmo é muito simples, ele testa todas as possibilidades e verifica qual retorna o maior de potência total neste caso.

No entanto, existe um problema de incerteza no religamento, não se sabe qual carga será adicionada ao sistema. Sendo assim, uma carga só poderá ser religada quando o sistema for capaz de suportar a carga máxima daquele alimentador; ou seja, por segurança o sistema irá considerar que aquele alimentador que será religado irá entrar com sua potência total. Da mesma forma que as cargas essenciais são as últimas a serem cortadas, estas terão prioridade na hora de religar.

### 3.4.3 Algoritmo de Controle de Despacho Baseado em Regras Pré-definidas

Para implementar um RBPMS é preciso definir as regras de despacho que serão seguidas. A regra mais comum utilizada, principalmente em microrredes onde não há um sistema de comunicação entre as fontes ou com o controlador, é o despacho pela máxima potên-

cia disponível (MPPT). Exceto quando a potência disponível for maior que a soma das potências das cargas, da potência exportada e do carregamento do BESS. Neste caso a potência se dividirá entre as fontes renováveis de forma proporcional de acordo com o algoritmo de inclinação mostrado na Subseção 2.2.1.

Sendo assim, neste controle proposto, as fontes renováveis (fotovoltaica e eólica) irão trabalhar neste regime enquanto o BESS e a potência transmitida pela rede no PCC irão funcionar por despacho de energia assumindo as cargas restantes ou escoando/armazenando a energia excedente das fontes renováveis. A prioridade entre a rede e o BESS dependerá do custo diário de energia ( $c_{grid}$ ) e do custo operacional do BESS ( $c_{bess}$ ) (Algoritmo 3.4.1). Todavia, é importante salientar que diversos algoritmos baseados em regras podem ser propostos de acordo com a necessidade e as restrições operacionais impostas ao sistema.

---

**Algoritmo 3.4.1:** RBPMS: Cálculo de  $P_{pv}$ ,  $P_{wt}$ ,  $P_{bess}$  e  $P_{grid}$

---

**Data:**  $P_{pv}^{Max}$ ,  $P_{wt}^{Max}$ ,  $P_{bess}^{Max}$ ,  $P_{bess}^{Min}$ ,  $P_{grid}^{Max}$ ,  $P_{grid}^{Min}$ ,  $P_{carga}$ ,  $c_{grid}$ ,  $c_{bess}$

**Result:**  $P_{pv}$ ,  $P_{wt}$ ,  $P_{bess}$ ,  $P_{grid}$

---

**RBPMS:**

```


$$P_{RES}^* \leftarrow P_{carga} - P_{grid}^{Min} - P_{bess}^{Min};$$


$$P_{RES} \leftarrow \text{limit}(P_{RES}, 0, P_{pv}^{Max} + P_{wt}^{Max});$$


if  $c_{grid} < c_{bess}$  then
    
$$P_{grid} \leftarrow \text{limit}(P_{carga} - P_{RES}^* - P_{RES}, P_{grid}^{Min}, P_{grid}^{Max});$$

    
$$P_{bess} \leftarrow P_{carga} - P_{RES} + P_{grid};$$

else
    
$$P_{bess} \leftarrow \text{limit}(P_{carga} - P_{RES}^* - P_{RES}, P_{bess}^{Min}, P_{bess}^{Max});$$

    
$$P_{grid} \leftarrow P_{carga} - P_{RES} + P_{bess};$$

end


$$P_{pv}^* \leftarrow \text{limit}\left(\left(\frac{P_{pv}^{Nom}}{P_{pv}^{Nom} + P_{wt}^{Nom}}\right) P_{RES}, 0, P_{pv}^{Max}\right);$$


$$P_{wt}^* \leftarrow \text{limit}\left(\left(\frac{P_{wt}^{Nom}}{P_{pv}^{Nom} + P_{wt}^{Nom}}\right) P_{RES}, 0, P_{wt}^{Max}\right);$$



$$P_{pv} \leftarrow \text{limit}\left(P_{pv}^* + \left(\frac{P_{wt}^{Nom}}{P_{pv}^{Nom} + P_{wt}^{Nom}}\right) P_{RES} - P_{wt}^*, 0, P_{pv}^{Max}\right);$$


$$P_{wt} \leftarrow \text{limit}\left(P_{wt}^* + \left(\frac{P_{pv}^{Nom}}{P_{pv}^{Nom} + P_{wt}^{Nom}}\right) P_{RES} - P_{pv}^*, 0, P_{wt}^{Max}\right);$$


return  $[P_{pv}, P_{wt}, P_{bess}, P_{grid}]$ 

```

**def**  $\text{limit}(x, \text{min}, \text{max})$ :

```

if  $x < \text{min}$  then  $x \leftarrow \text{min}$ ;
if  $x > \text{max}$  then  $x \leftarrow \text{max}$ ;

```

**return**  $x$

---

### 3.4.4 Algoritmo de Controle de Despacho por Otimização

O algoritmo de otimização escolhido para implementar o OBPMS foi o “Regularized Particle Swarm Optimization” devido a sua facilidade de implementação, poucos parâmetros necessários e relativamente rápida convergência, conforme descrito na Subseção 2.2.2. Além disso, este algoritmo independe se a função objetivo e as restrições são lineares ou não-lineares e pode ser facilmente modificado para criar as heurísticas necessárias. Neste algoritmo foi implementada a heurística explicada na Subseção 2.2.3.

Para formular o problema de otimização, a função objetivo ( $F$ ) escolhida foi o custo operacional da microrrede em função da potência injetada ( $P_i$ ) ponderada pelo seu respectivo custo operacional ( $c_i$ ) das fontes de energia, conforme está descrito na Equação 3.2.

$$F(P_i) = c_{pv}P_{pv} + c_{wt}P_{wt} + c_{bess}P_{bess} + c_{grid}P_{grid}, \quad (3.2)$$

onde:  $(P_{pv}, c_{pv})$ ,  $(P_{wt}, c_{wt})$ ,  $(P_{bess}, c_{bess})$  e  $(P_{grid}, c_{grid})$  são as potências injetadas e os custos do PV, WT, BESS e da Rede, respectivamente.

O objetivo neste problema é minimizar tal custo operacional, sujeito às restrições apresentadas na Subseção 3.4.4.1, no intuito de encontrar o vetor com os valores de potência ótimos  $\mathbf{P}_g = [P_{pv} \ P_{wt} \ P_{bess} \ P_{grid}]^T$  que minimizam a função  $F(P_i)$  para alcançar o melhor funcionamento da microrrede, de acordo com a Equação 3.3.

$$\mathbf{P}_g = \arg \min_{P_i \in \mathbb{R}} F(P_i) \quad (3.3)$$

Neste caso, a bateria será considerada como fonte da microrrede quando estiver descarregando e carga quando estiver carregando. Como as cargas da microrrede devem, na medida do possível, serem supridas em sua totalidade, então estas não são levadas em consideração na função objetivo.

O custo da rede é definido pelo "Preço de Liquidação Diária"(PLD), que é o preço em que se está sendo comercializada a energia no mercado livre, melhor descrito na Subseção 3.4.4.2. Já os custos das fontes de energia são definidos pelo LCOE de cada uma, sendo detalhado posteriormente na Subseção 3.4.4.3.

Como entrada para este algoritmo é necessário fornecer: (i) Potências disponíveis das fontes solares e eólicas; (ii) Estado de Carga da Bateria (SoC) e Potência Nominal do BESS; (iii) Potência máxima de transmissão de/para rede; (iv) Potência total da carga; e (v) PLD. A partir disso, é possível definir os valores mínimos e máximos das variáveis da função objetivo, como apresentado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Tabela de valores mínimos e máximos das variáveis da função objetivo.

Entrada	Mínimo	Máximo
Potência Fotovoltaica Disponível	0	$P_{pv}^{disp}$
Potência Eólica Disponível	0	$P_{wt}^{disp}$
Potência BESS	$-P_{bess}^c(SoC)$	$P_{bess}^d(SoC)$
Potência da rede	$-P_{grid}^{max}$	$P_{grid}^{max}$

Na Tabela 3.7 são mostrados os parâmetros necessários para rodar o algoritmo e seus respectivos valores utilizados.

Tabela 3.7: Parâmetros do RPSO.

Parâmetro	Valor
Tamanho do enxame (swarmsize)	1000
Máximo de iterações	1000
$\phi_1$	2,05
$\phi_2$	2,05
$\omega$	-0,3699
Mínimo da função objetivo	$10^{-6}$
Passo mínimo	$10^{-6}$

onde:

**Tamanho do enxame** é a quantidade de partículas utilizadas no algoritmo. Este parâmetro influencia diretamente na performance, um enxame muito pequeno pode demorar muito para convergir porém um enxame muito grande exige uma capacidade computacional maior.

**Máximo de iterações** é a quantidade máxima de iterações até que o algoritmo desista de buscar o valor ótimo. Este parâmetro influencia na convergência do algoritmo, pois pode fazer com que este pare de rodar antes mesmo de convergir para o valor ótimo. Por outro lado ele impede que entre num ciclo infinito.

$\phi_1$  e  $\phi_2$  são parâmetros que definem como as partículas vão se mover de acordo com sua melhor posição individual e com a melhor posição global.

$\omega$  parâmetro que conformiza o cálculo da velocidade.

**Mínimo da função objetivo** é um critério de parada que define a menor variação da função objetivo para que o algoritmo considere que chegou próximo o suficiente do valor ótimo.



**Passo mínimo** é outro critério de parada que define a menor variação da melhor posição global para que o algoritmo considere que aquela posição já está próxima o suficiente do valor ótimo.

#### 3.4.4.1 Restrições

**Balanco de Potência** Por conservação de energia a potência transmitida para a carga deve ser igual à soma das potências das fontes de acordo com a Equação 3.4.

$$P_{grid} + P_{pv} + P_{wt} + P_{bess} = P_{load} \quad (3.4)$$

**Limites de Geração** A potência máxima disponível para a fotovoltaica ( $P_{pv}^{Max}$ ) e para a eólica ( $P_{wt}^{Max}$ ) dependem da irradiância total, temperatura e velocidade do vento respectivamente dados pelas Inequações 3.5.

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{pv} \leq P_{pv}^{Max} \\ 0 &\leq P_{wt} \leq P_{wt}^{Max} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Já os limites para o BESS dependerá do estado atual de carga (SoC), dado pela Inequação 3.6 que também é limitado para maximizar a vida útil da bateria e para que o BESS trabalhe na região linear.

$$20\% \leq SoC \leq 80\% \quad (3.6)$$

A potência máxima disponível para carregar e descarregar o BESS está em função do SoC como mostrado anteriormente nas Equações 3.1. Além do mais, a potência de saída do BESS dependerá se ele está carregando ou descarregando e por isso a restrição deve ser separada nas duas Equações 3.7:

$$\begin{aligned} P_{bess}^c &\leq P_{bess} \leq 0 \\ 0 &\leq P_{bess} \leq P_{bess}^d \end{aligned} \quad (3.7)$$

**Limite da Rede** A potência transmitida de/para a rede está limitada pela capacidade de transmissão da linha  $P_{line}$ . Sendo assim, a potência será considerada positiva quando a microrrede estiver importando energia e negativa quando estiver exportando.

$$-P_{line} \leq P_{grid} \leq P_{line} \quad (3.8)$$

### 3.4.4.2 Preço de Liquidação Diária (PLD)

O PLD, que é o preço da energia comercializada no mercado livre, pode ser retirado do site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ([Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2023](#)) e está exemplificado na Tabela 3.8. A potência transferida entre a microrrede e a rede irá depender do PLD, então o algoritmo irá decidir se deve importar ou exportar a energia de/para a rede.

Tabela 3.8: Preços de Liquidação Horário

Hora [h]	PLD [R\$/MWh]	Hora [h]	PLD [R\$/MWh]	Hora [h]	PLD [R\$/MWh]	Hora [h]	PLD [R\$/MWh]
00	60,43	06	60,73	12	60,81	18	64,98
01	59,60	07	60,73	13	60,88	19	64,58
02	59,37	08	60,79	14	61,09	20	64,10
03	59,39	09	60,57	15	61,57	21	63,36
04	59,40	10	60,63	16	62,89	22	61,82
05	59,99	11	60,68	17	63,71	23	61,14

### 3.4.4.3 Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE)

Para as fontes renováveis, os custos considerados foram baseados no índice LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) de cada uma delas, dado pela Equação 3.9.

$$LCOE \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] = \frac{CAPEX \left[ \frac{R\$}{MW} \right] + O\&M \left[ \frac{R\$}{MWano} \right] + Taxes \left[ \frac{R\$}{MWano} \right]}{365[dias] \times 24[h]} \quad (3.9)$$

onde: *CAPEX* é o custo de instalação sem juros, *O&M* é o custo de operação e manutenção e *VU* é a vida útil do equipamento em anos.

Para calcular o LCOE das fontes, foi utilizado o plano decenal de expansão de energia 2030 (PDE 2030) emitido pela EPE em Janeiro de 2021 ([Ministério de Minas e Energia, 2021](#)). Os dados de preço estão mostrados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9: Dados de custo e respectivos LCOE calculados para cada fonte

Fonte	Vida Útil [anos]	CAPEX [R\$/MWano]	O&M [R\$/MWano]	Taxas [R\$/MWano]	LCOE [R\$/MWh]
Fotovoltaica	20	4.000.000	50.000	150.000	46,66
Eólica	20	4.500.000	90.000	180.000	56,51
BESS	20	7.350.000	70.000	310.000	85,33

### ***3.5 Método para a Análise de Resultados***

Primeiramente, a modelagem e simulação da microrrede irá produzir dois conjuntos de dados, que são referentes ao set-point de potência de cada uma das fontes de energia do sistema. Cada conjunto será referente a uma estratégia de controle, baseada em regra pré-definida de acordo com a Subseção 3.4.3 e do controle otimizado da Subseção 3.4.4.

Poderá ser observado que, em alguns casos, a potência de saída de alguma fonte estará abaixo da potência máxima disponível. Isto se dará porque o algoritmo decidiu que não vale a pena utilizar toda potência daquela fonte específica naquele momento, de acordo com as restrições e a função objetivo definida na Subseção 3.4.4.1.

Para demonstrar a aplicabilidade da técnica HRPSO, descrita na Subseção 2.2.3, como estratégia do tipo OBPMS, esta será comparada com uma aplicação desenvolvida na linguagem Python. Esta aplicação baseia-se em uma biblioteca padrão de otimização, que é amplamente utilizada em problemas de otimização em geral, incluindo otimizações em tempo real.

Uma vez validada esta técnica de otimização global, simula-se diferentes cenários de carga, SoC e valor do PLD e compara-se os gráficos gerados por cada estratégia de gerenciamento (no caso, RBPMS e OBPMS). Ao final, observa-se a eficácia do algoritmo de otimização, de acordo com o custo total diário de cada tipo de controle.

## Resultados e Discussão

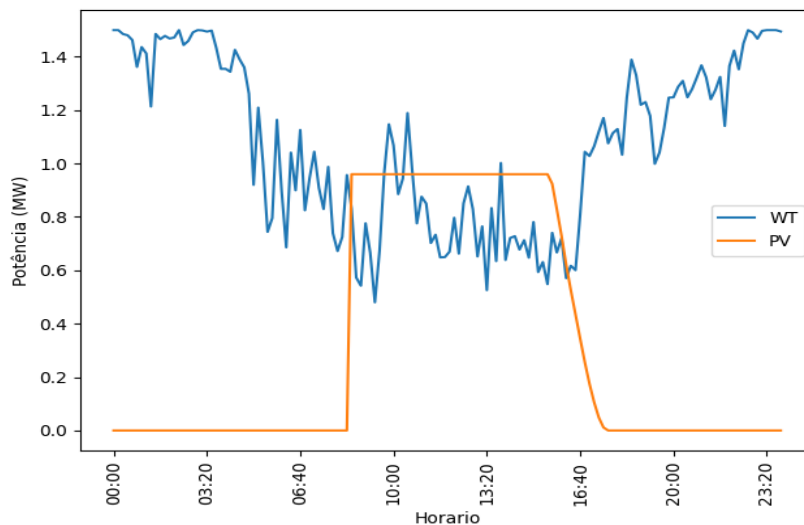
### 4.1 Cálculo da Potência Disponível das Fontes

Para obter a potência disponível das fontes renováveis da microrrede em determinado instante de tempo, é necessário entrar com os dados de irradiação e velocidade de vento no modelo proposto, como explicado nas Subseções 3.3.1 e 3.3.2. Estes dados foram obtidos diretamente de sensores implantados na planta, onde foi selecionado um dia específico do ano de 2022. Estes dados estão distribuídos em intervalos de 10 min, resultando em 144 amostras por dia.

Os dados de irradiação fornecidos foram: (i) Data/Hora; (ii) Pressão atmosférica; (iii) Velocidade do vento; (iv) Temperatura do ar; e (v) GHI. O DNI foi calculado indiretamente utilizando o algoritmo DIRINT e o DHI através da Equação 2.2. Já os dados de velocidade de vento fornecidos foram: (i) Data/hora; (ii) Velocidade do vento a 98,4 m, 96,4 m, 75,4 m e 52,4 m; (iii) Temperatura do ar a 94 m; (iv) Pressão atmosférica a 20 m e a 94 m. O comprimento de rugosidade foi considerado constante e igual a 0,15m.

A potência disponível obtida do sistema fotovoltaico e da turbina eólica com estes dados está mostrada na Figura 4.1. Esta potência se soma à potência disponível do BESS, que depende de sua carga inicial e da rede, caso esteja conectada com valor nominal de 1MW.

Figura 4.1: Potência máxima disponível no sistema fotovoltaico e na turbina eólica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se perceber no gráfico que a potência fotovoltaica foi limitada pela potência do inversor pois, de acordo com as Equações 2.13 ou 2.14, a potência DC dos painéis pode ser maior que a potência nominal definida na placa a  $25^{\circ}C$  devido à alta irradiância e também à alta temperatura que chegam as células fotovoltaicas no local.

Outra observação interessante é que, no momento em que a potência eólica cai, a potência fotovoltaica aumenta, compensando a perda de potência. Devido às sazonalidades climáticas, esta compensação depende do dia e da época do ano em que se está observando; porém, este caso exemplifica a ideia da complementaridade das fontes de energia renováveis de uma microrrede.

## 4.2 Simulação de Controle de Carga

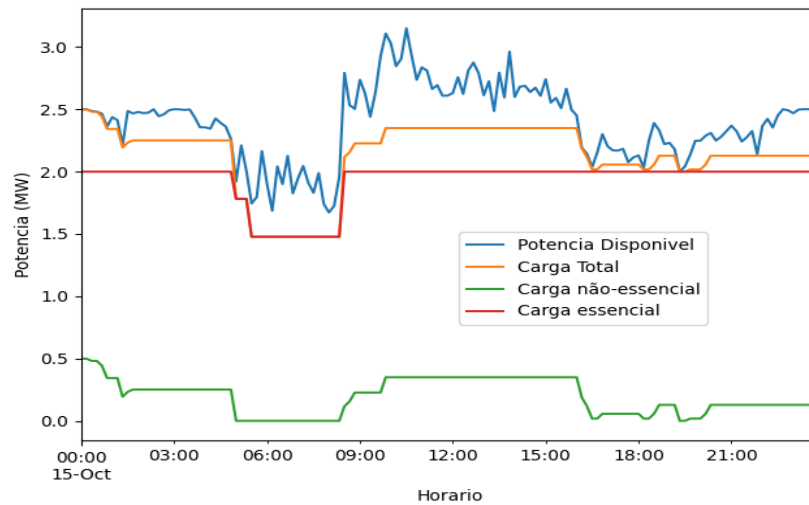
Para executar o controle de carga nesta microrrede, conforme explicado na Subseção 3.4.2, serão consideradas 6 cargas não-essenciais e 4 essenciais, com potências pré-definidas de acordo com a Tabela 4.1. Sendo assim, nesta simulação a carga demandada será fixa de aproximadamente 2,5MW. É importante enfatizar que o controle das cargas deve ocorrer antes do controle de despacho, pois o modelo proposto precisa verificar se o sistema tem potência disponível para suprir tais cargas.

Tabela 4.1: Cargas do Sistema

Carga	Potência [kW]	Potência Máxima [kW]	É essencial?
1	18	118	Não
2	149	961	Não
3	123	794	Não
4	99	643	Não
5	39	249	Não
6	71	233	Não
7	702	1.540	Sim
8	522	1.144	Sim
9	557	1.220	Sim
10	218	478	Sim
TOTAL	2.498	7.380	-

Durante o funcionamento do algoritmo de controle de cargas ilustrado na Figura 4.2, pode-se ver que quando a potência disponível cai abaixo da potência das cargas, o algoritmo trata de cortar primeiro as cargas não-essenciais, somente depois que todas foram cortadas, é que o sistema passa a cortar as cargas essenciais para evitar um colapso maior. Já no religamento ocorre o contrário, o controlador prioriza religar as cargas essenciais para só

Figura 4.2: Controle de Cargas Essenciais e Não-essenciais.



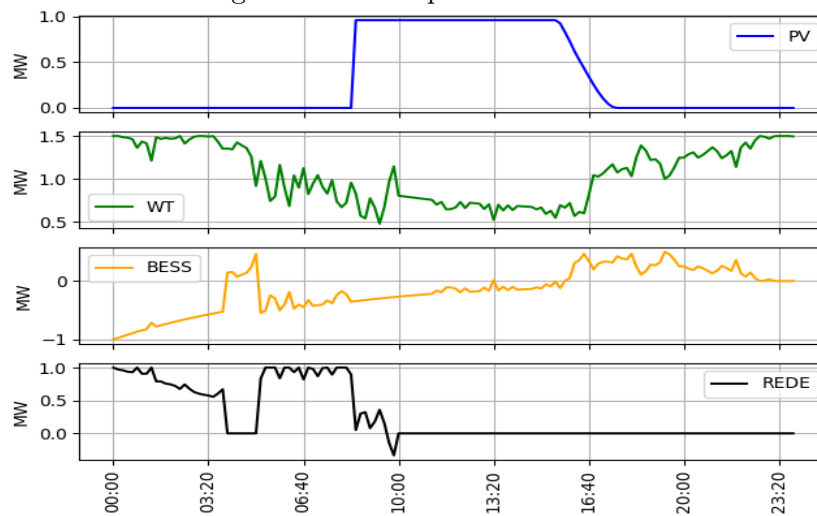
Fonte: Elaborado pelo autor.

depois religar as não-essenciais. A escolha da carga que será cortada é feita através de um algoritmo de otimização linear simples que busca maximizar a carga conectada levando em consideração a heurística de cargas essenciais e não-essenciais.

### 4.3 Ocorrência de Ilhamento

Na execução do algoritmo de ilhamento explicado na Subseção 3.4.1, foi possível detectar o instante de tempo que a microrrede entra em modo ilha, isto é, por volta das 03:30h, conforme apresentado na Figura 4.3.

Figura 4.3: Exemplo de Ilhamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste momento, o sistema perde a potência advinda da rede e o BESS assume esse papel imediatamente. Após algum tempo, o sistema decide automaticamente se reconectar à rede para evitar um corte de cargas. Outro ilhamento ocorre às 10:00h e desta vez, o sistema é capaz de se manter desconectado da rede.

#### 4.4 Validação do Algoritmo de Otimização Global

Para demonstrar que o método HRPSO é adequado para a realização do gerenciamento de energia da microrrede por otimização global, comparou-se tal método com uma plataforma de otimização chamada GEKKO.

O GEKKO é uma biblioteca Python desenvolvida pelo *PRIM Lab d Brigham Young University* e licenciada pelo MIT. Possui *solvers* embutidos e trabalha em diversos modos de operação: reconciliação de dados, otimização em tempo real, simulação dinâmica, estimativa de horizonte móvel (MHE), controle preditivo não-linear (NLPC), entre outros. O *solver* padrão do GEKKO é o *internal point optimizer* (IPOPT), que foi o utilizado nesta comparação (BEAL et al., 2018).

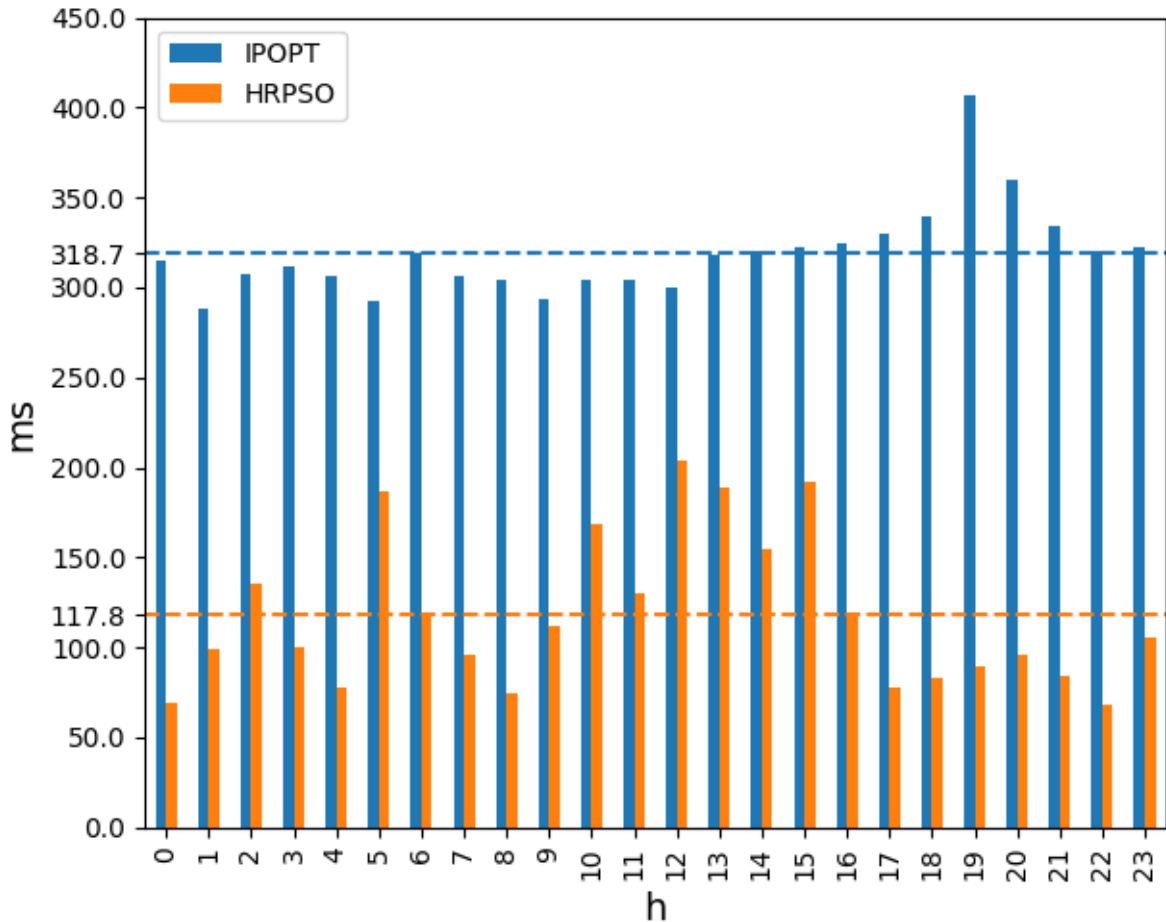
Ao total, foram realizados 24 cálculos de otimização nesta validação, um para cada hora do dia. Ambos os algoritmos rodaram nas mesmas condições de teste, utilizando os mesmos dados e na mesma máquina. Na Tabela 4.2 são apresentados os parâmetros utilizados no algoritmo implementado com o HRPSO, enquanto que no algoritmo baseado no GEKKO foi parametrizado no modo de operação de tempo real (IMODE=3) e os critérios de parada foram de  $10^{-6}$ .

Tabela 4.2: Parâmetros utilizados no algoritmo com HRPSO

Parâmetro	Valor
Tamanho do Enxame (S)	200
Coefficiente Particular ( $\phi_1$ )	2.05
Coefficiente Social ( $\phi_2$ )	2.05
Coefficiente Inercial ( $\omega$ )	-0.3699
Passo Mínimo	$10^{-6}$
Varição Mínima de $F$	$10^{-6}$

Para cada simulação realizada, calculou-se o tempo em que o otimizador levou para convergir para a solução. Na Figura 4.4 são exibidos os resultados dessas simulações.

Figura 4.4: Comparação do desempenho de simulação dos algoritmos HRPSO x IPOPT.



Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar que, em todas as simulações feitas, o algoritmo implementado com o HRPSO conseguiu convergir mais rapidamente que o algoritmo baseado no GEKKO, apesar do tempo de convergência variar mais. O tempo médio do IPOPT foi de 318,7 milissegundos (ms), com máxima de 406,73 ms, enquanto que o tempo médio do HRPSO foi de 117,8 ms, com máximo de 203,38 ms.

Ambos os algoritmos são adequados para esta aplicação, uma vez que estes tempos são mais que suficientes para uma operação de despacho de energia, que normalmente é realizada na ordem de segundos ou até minutos. No entanto, o algoritmo implementado com o HRPSO se mostrou, em média, 200,88 ms mais rápido em convergir para a solução, alcançando o valor limite de 316,85 ms. Isto é uma fato importante, pois significa que o sistema ficará, no máximo, este tempo trabalhando fora do ponto ótimo de operação, até que uma nova ordem de despacho seja emitida pelo PMS.

Além disso, observou-se que os parâmetros utilizados na configuração do HRPSO podem



influenciar no tempo de convergência, principalmente o tamanho do enxame ( $S$ ). Neste trabalho, estes foram os valores encontrados que tiveram o melhor desempenho. Logo, com base nestes resultados, o algoritmo implementado com o método HRPSO foi o algoritmo escolhido para ser utilizado na estratégia OBPMS de gerenciamento de energia da microrrede.

## 4.5 Cenários de Simulação do Controle de Despacho

Para avaliar o controle de despacho neste estudo, alguns cenários de simulação foram definidos, de acordo com as seguintes variáveis: carga, SoC inicial, PLD e o modo de operação. O sistema foi simulado utilizando as duas estratégias de controle de despacho de energia, RBPMS e OBPMS, conforme apresentadas respectivamente nas Subseções 3.4.3 e 3.4.4. Por sua vez, os resultados obtidos com base no custo diário da energia foram comparados para cada uma delas.

Assumindo as Tabelas 3.8 e 3.9 como base, mantendo a fotovoltaica como fonte mais barata e variando o PLD, criam-se 16 cenários possíveis, 12 com a microrrede conectada e 4 com a microrrede ilhada. Na Tabela 4.3 tem-se os cenários com a microrrede conectada ao sistema principal e na Tabela 4.4 os cenários com a microrrede ilhada, considerando carga leve como sendo de 500kW e carga alta igual a 2MW.

Tabela 4.3: Cenários com a microrrede conectada

Cenário	Carga	SoC Inicial	PLD
1	Leve	80%	$LCOE_{pv} < PLD < LCOE_{wt}$
2	Leve	20%	$LCOE_{pv} < PLD < LCOE_{wt}$
3	Alta	80%	$LCOE_{pv} < PLD < LCOE_{wt}$
4	Alta	20%	$LCOE_{pv} < PLD < LCOE_{wt}$
5	Leve	80%	$LCOE_{wt} < PLD < LCOE_{bess}$
6	Leve	20%	$LCOE_{wt} < PLD < LCOE_{bess}$
7	Alta	80%	$LCOE_{wt} < PLD < LCOE_{bess}$
8	Alta	20%	$LCOE_{wt} < PLD < LCOE_{bess}$
9	Leve	80%	$PLD > LCOE_{bess}$
10	Leve	20%	$PLD > LCOE_{bess}$
11	Alta	80%	$PLD > LCOE_{bess}$
12	Alta	20%	$PLD > LCOE_{bess}$

Tabela 4.4: Cenários com a microrrede ilhada

Cenário	Carga	SoC Inicial
13	Leve	80%
14	Leve	20%
15	Alta	80%
16	Alta	20%

## 4.6 Análise Comparativa dos Custos Operacionais

Após a simulação do controle de despacho de energia, pode-se levantar as curvas dos custos operacionais das estratégias RBPMS e OBPMS, considerando individualmente os Cenários de 1 a 12 com a microrrede conectada, e os Cenários de 13 a 16 com a microrrede ilhada. Também comparou-se os diferentes cenários apresentados em relação ao custo total obtido no dia com microrrede conectada, como observado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Custo total do despacho de energia do dia

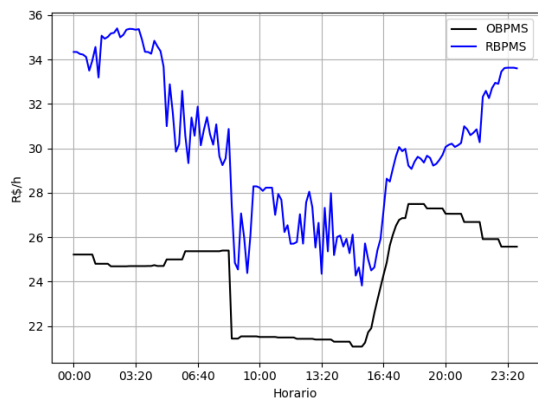
Cenário	RBPMS ( $R\$/dia$ )	OBPMS ( $R\$/dia$ )	Economia ( $R\$/dia$ )	Economia (%)
1	4.320,39	3.498,05	822,35	19,034
2	3.064,92	2.294,92	770,00	25,123
3	15.398,27	15.087,14	311,12	2,020
4	14.218,81	14.104,94	113,87	0,801
5	3.131,75	3.045,42	86,33	2,757
6	2.179,64	2.137,48	42,16	1,934
7	16.269,99	16.270,11	-0,12	0,000
8	15.431,32	15.431,53	-0,21	0,001
9	-2.336,17	-2.351,92	15,75	0,674
10	-2.110,74	-2.110,71	-0,04	-0,002
11	19.213,64	19.213,89	-0,25	-0,001
12	19.280,07	19.280,26	-0,19	0,00
13	3.964,90	3.818,74	146,16	3,69
14	2.919,21	2.734,67	184,54	6,32
15	12.221,39	12.218,72	2,67	0,02
16	9.508,62	9.507,46	1,16	0,01

Nos Cenários de 1 a 4, conforme apresentados na Figura 4.5, o custo operacional do OBPMS foi mais baixo que o RBPMS (MPPT) ao longo do dia. Isto se deu porque nestes cenários ocorre um fato não previsto no algoritmo RBPMS, que é o PLD estar mais baixo que o custo de pelo menos uma das fontes renováveis (no caso, a fonte eólica).

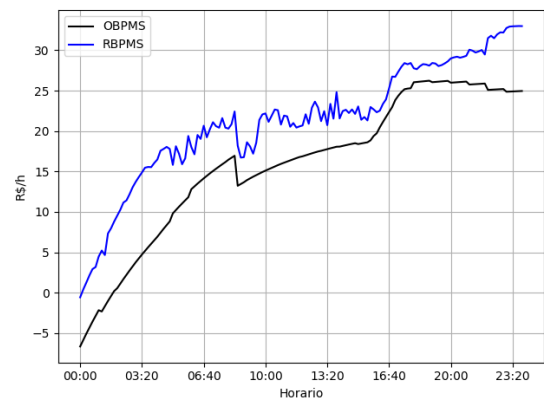
Sendo assim, o RBPMS continuou compartilhando a carga entre a fotovoltaica e a eólica, enquanto o OBPMS preferiu utilizar a rede em detrimento da eólica.

Por isto, teve-se um custo mais baixo, como pode ser visto na Figura 4.6 que ilustra em detalhes o Cenário 2. Pode-se notar que, quanto mais leve a carga, maior é a vantagem do OBPMS, pois este otimiza o despacho de todas as fontes enquanto o RBPMS distribui a carga proporcionalmente à potência de cada uma das fontes renováveis, simulando um controle por inclinação.

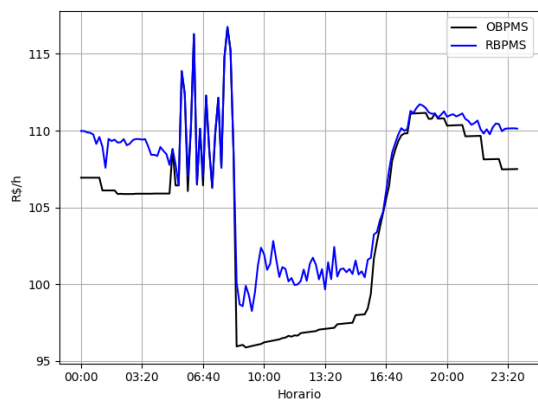
Figura 4.5: Curva de Custo Operacional: RBPMS × OBPMS para  $P_{pv} < PLD < P_{wt}$ .



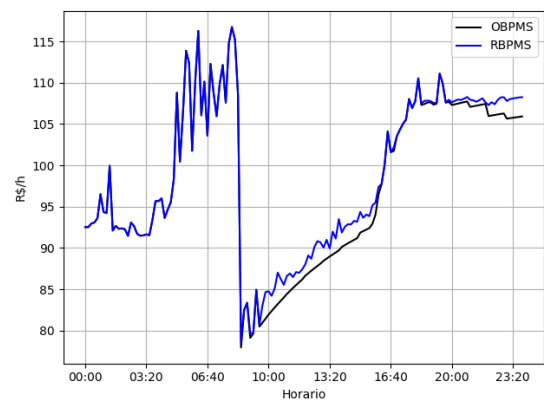
(a) Cenário 1: Carga leve e  $SoC_i$  de 80%.



(b) Cenário 2: Carga leve e  $SoC_i$  de 20%.



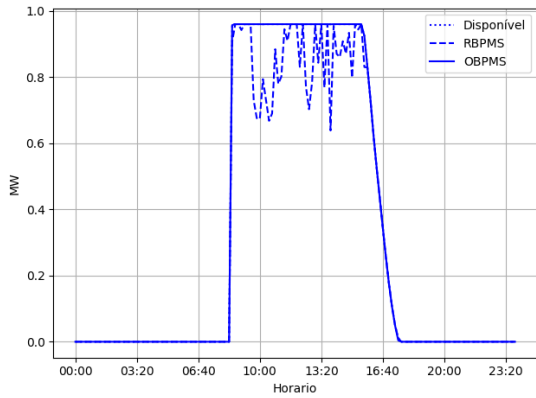
(c) Cenário 3: Carga alta e  $SoC_i$  de 80%.



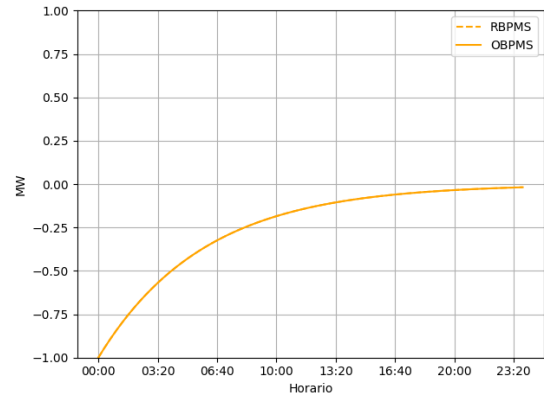
(d) Cenário 4: Carga alta e  $SoC_i$  de 20%.

Fonte: Elaborado pelo autor.

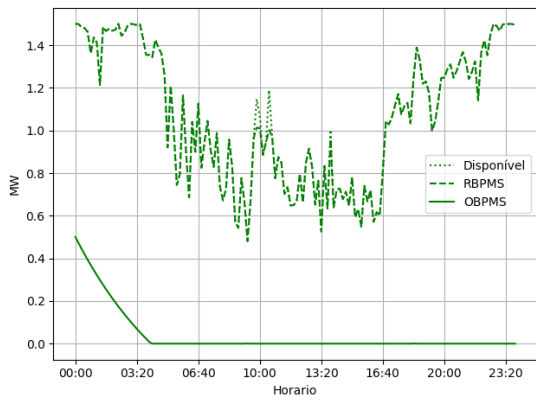
Figura 4.6: Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 2.



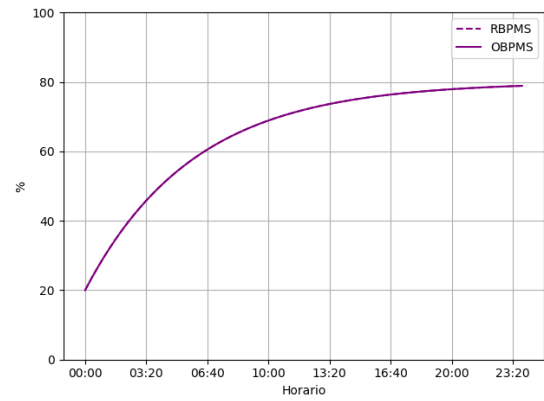
(a) Fotovoltaica.



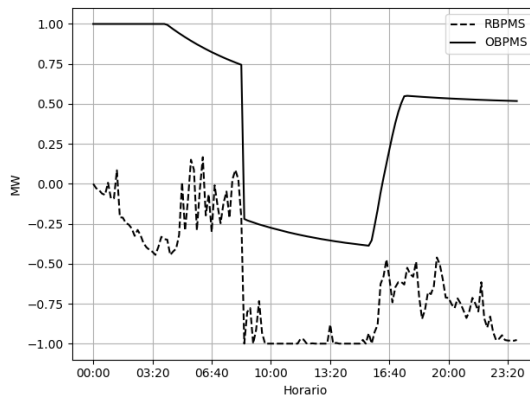
(b) BESS.



(c) Turbina Eólica.



(d) SoC.

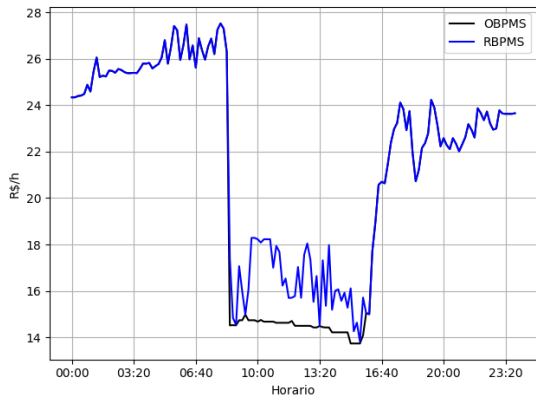


(e) Rede.

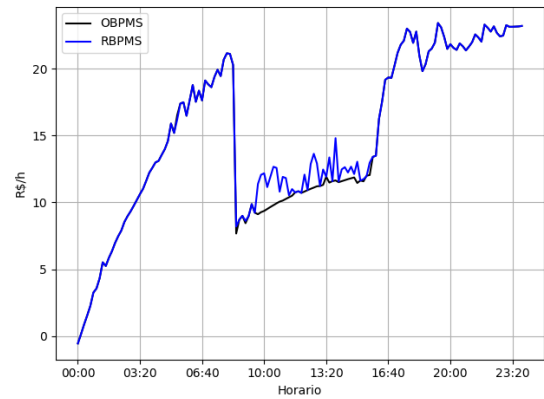
Fonte: Elaborado pelo autor.

Já nos Cenários de 5 a 8, como ilustrado na Figura 4.7, houve algum ganho com carga leve devido à diferença entre a distribuição das potências entre as fontes renováveis. Porém, com a carga alta, ambas tiveram que trabalhar em sua máxima potência e ambos os algoritmos obtiveram o mesmo resultado. Sendo assim, o fato do PLD estar num patamar maior que o custo das renováveis, porém abaixo do custo da utilização do BESS, apenas altera a dinâmica de carregamento do BESS em ambos algoritmos. Neste caso, vale a pena carregar a bateria com energia oriunda da rede também.

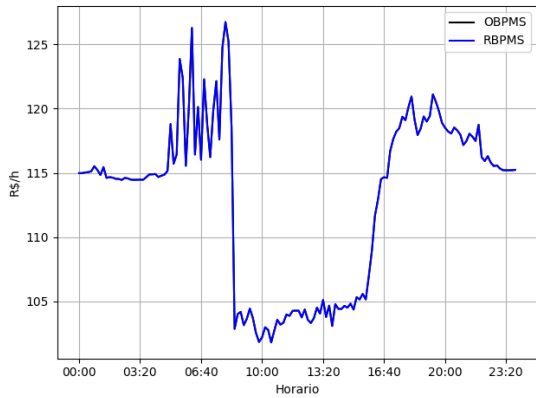
Figura 4.7: Curva de Custo Operacional: RBPMS × OBPMS para  $P_{wt} < PLD < P_{bess}$ .



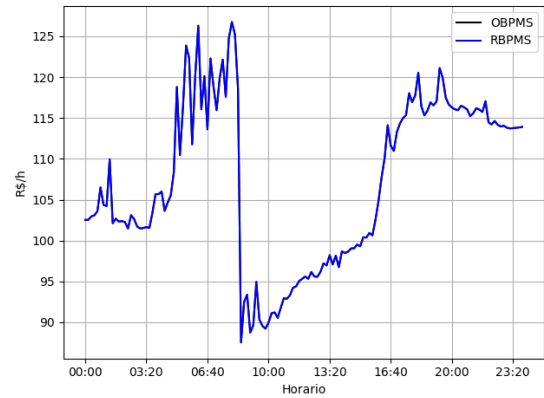
(a) Cenário 5: Carga leve e  $SoC_i$  de 80%.



(b) Cenário 6: Carga leve e  $SoC_i$  de 20%.



(c) Cenário 7: Carga alta e  $SoC_i$  de 80%.



(d) Cenário 8: Carga alta e  $SoC_i$  de 20%.

Fonte: Elaborado pelo autor.

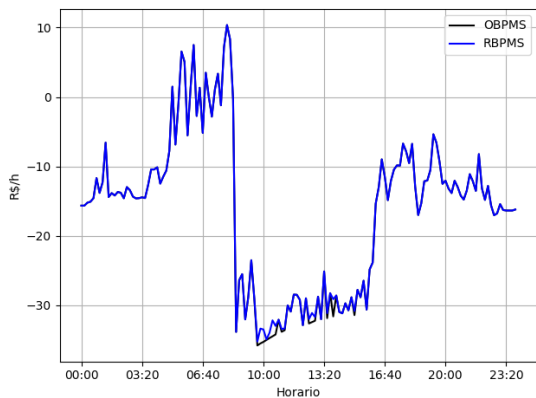
Nos Cenários de 9 a 12 não se observa na Figura 4.8 quase nenhum ganho entre os dois algoritmos. Isto se deve por dois motivos: o PLD alto e a carga alta nos cenários 11 e 12. No Cenário 9 pode-se ver que a rede foi responsável por fornecer a potência no caso de uma flutuação na potência disponível por volta das 08:00h, pois esta é a função da fonte de referência de tensão e frequência. No cenário 10 pode-se ver que ambos os algoritmos priorizaram a utilização das renováveis inclusive para carregar a bateria. O RBPMS fez assim por conta de sua programação pré-definida e o OBPMS porque neste caso o PLD

estava mais alto que o custo das renováveis que foram desta vez priorizadas.

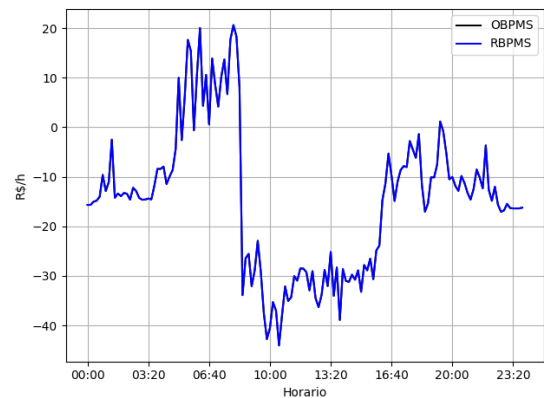
Nos Cenários 9 e 10 toda energia gerada pelas RES foram exportadas para a rede ou utilizada para carregar a bateria. Isto tornou os custos operacionais negativos como mostrado nas Figuras 4.9 e 4.10.

Nos Cenários 11 e 12 não havia sobra de energia para exportar, inclusive no cenário 12 os algoritmos decidiram que não seria vantagem carregar a bateria e esta ficou descarregada durante todo o dia, como pode ver na Figura 4.11. Este cenário pode ser indesejado mesmo que seja economicamente mais viável e regras específicas para carregamento da bateria podem ser definidas em detrimento do custo operacional, como já mencionado na Seção 4.3.

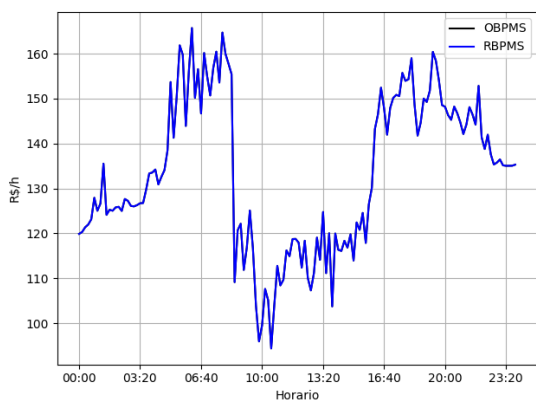
Figura 4.8: Curva de Custo Operacional:  $RBPMS \times OBPMS$  para  $PLD > P_{bess}$ .



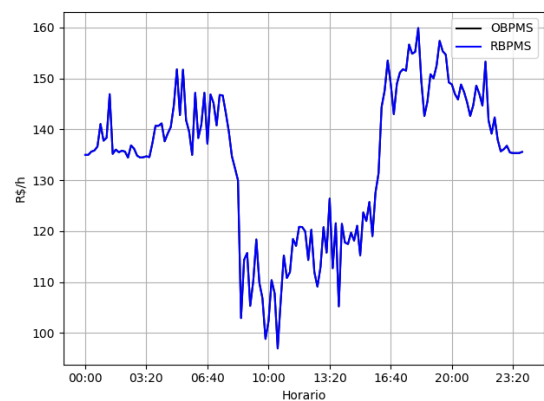
(a) Cenário 9: Carga leve e  $SoC_i$  de 80%.



(b) Cenário 10: Carga leve e  $SoC_i$  de 20%.



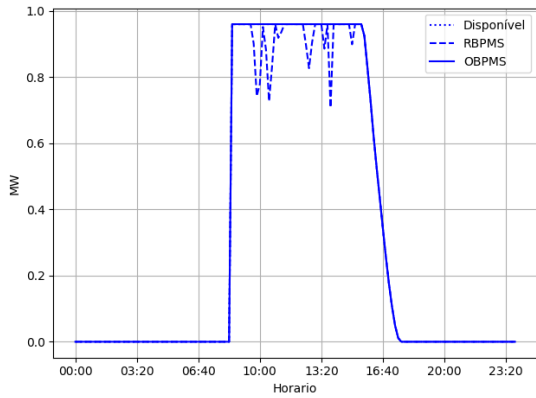
(c) Cenário 11: Carga alta e  $SoC_i$  de 80%.



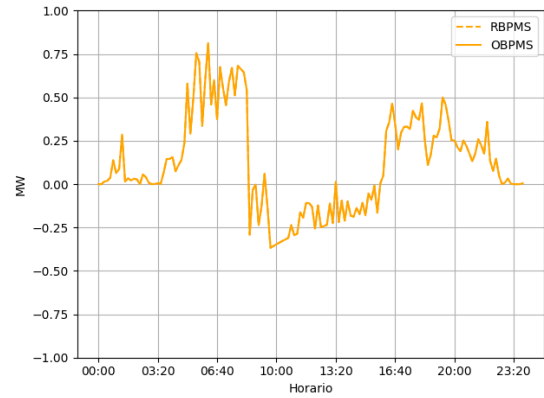
(d) Cenário 12: Carga alta e  $SoC_i$  de 20%.

Fonte: Elaborado pelo autor.

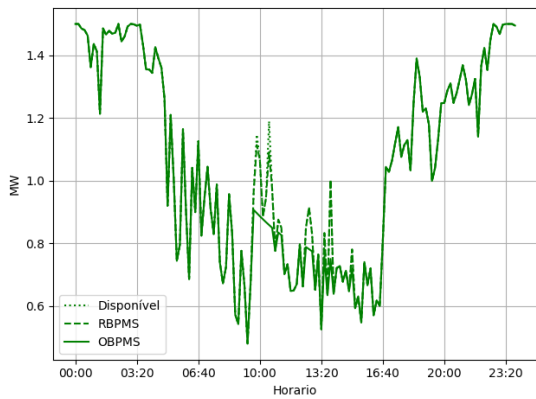
Figura 4.9: Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 9.



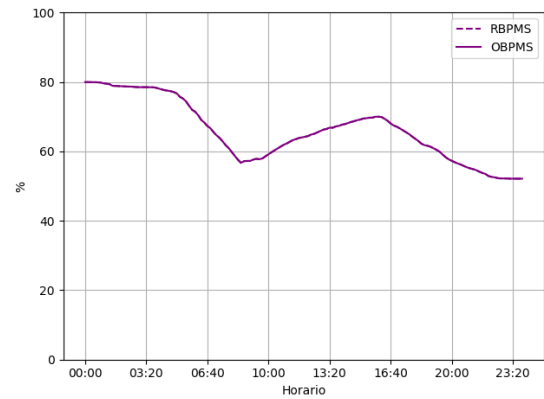
(a) Fotovoltaica.



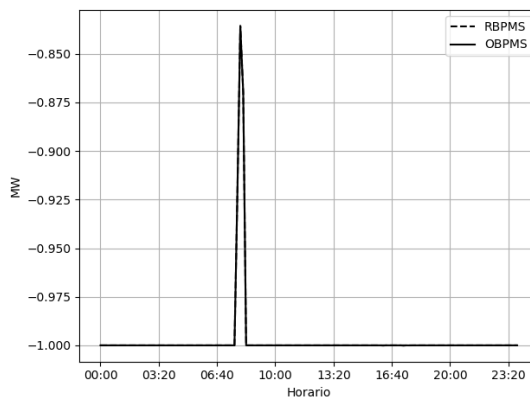
(b) BESS.



(c) Turbina Eólica.



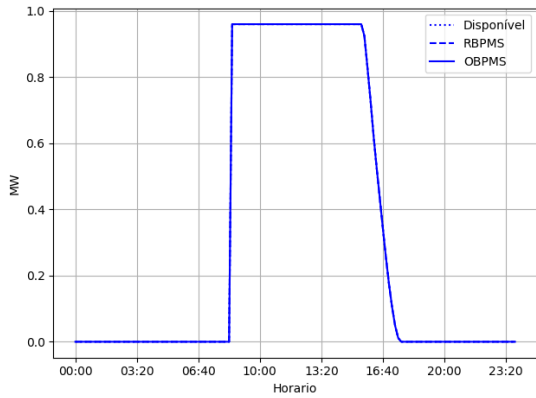
(d) SoC.



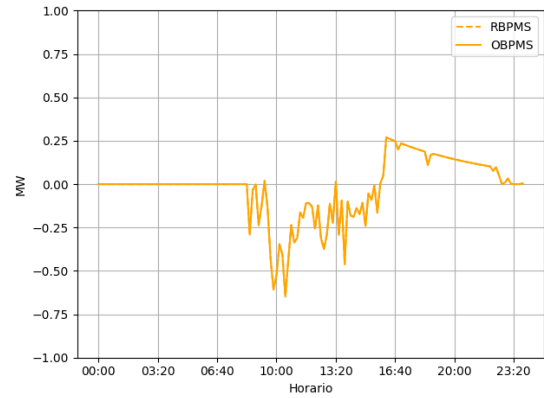
(e) Rede.

Fonte: Elaborado pelo autor.

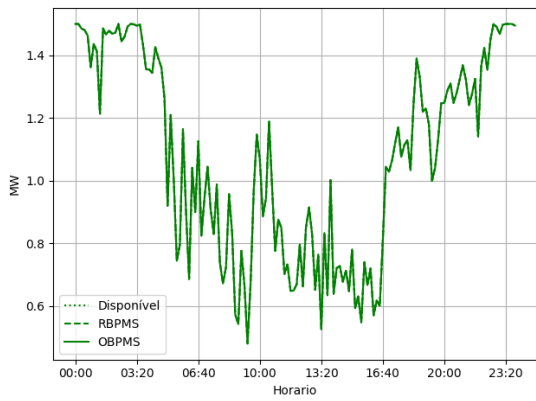
Figura 4.10: Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 10.



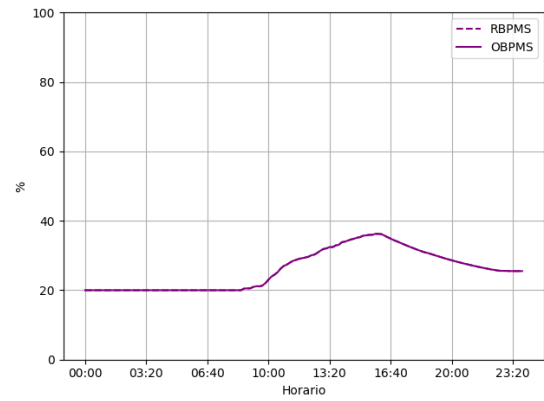
(a) Fotovoltaica.



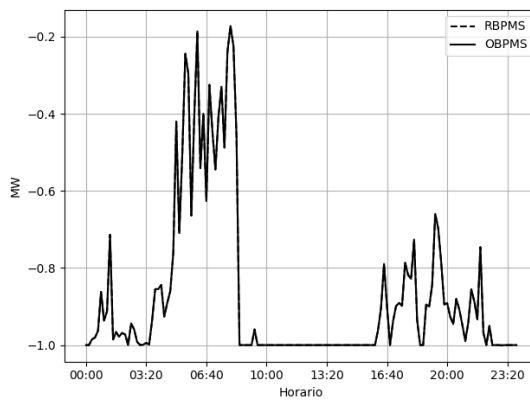
(b) BESS.



(c) Turbina Eólica.



(d) SoC.

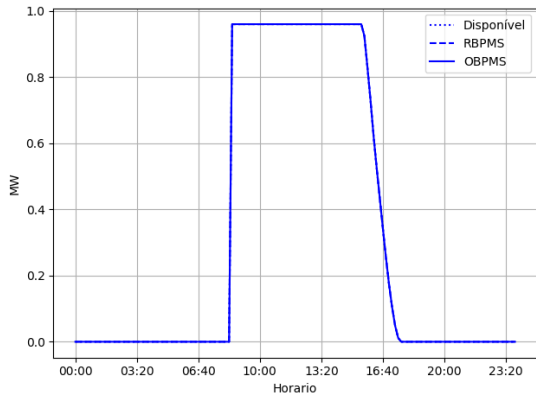


(e) Rede.

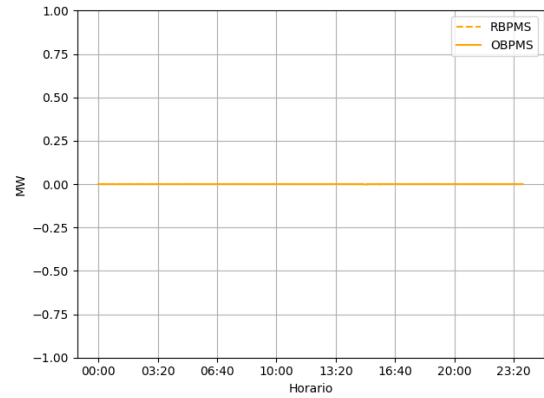
Fonte: Elaborado pelo autor.



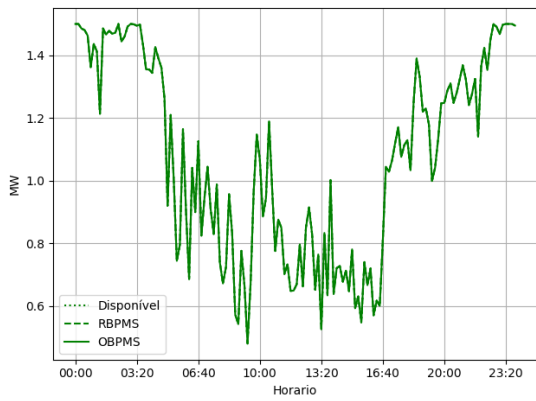
Figura 4.11: Curvas de potência de cada fonte referentes ao Cenário 12.



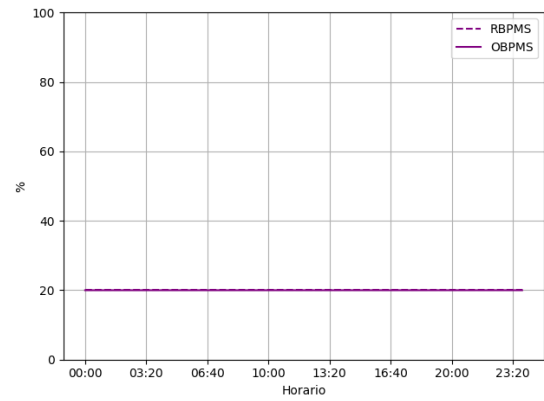
(a) Fotovoltaica.



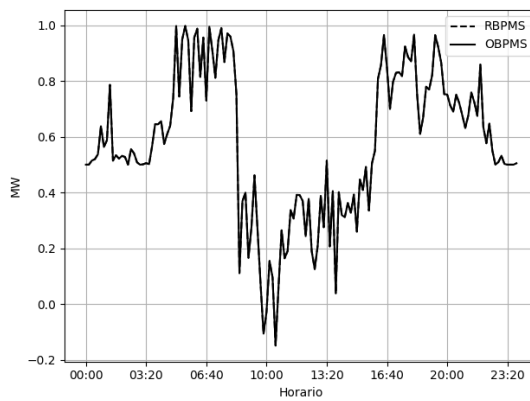
(b) BESS.



(c) Turbina Eólica.



(d) SoC.



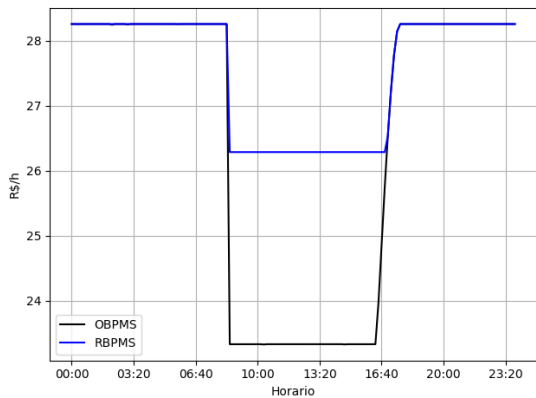
(e) Rede.

Fonte: Elaborado pelo autor.

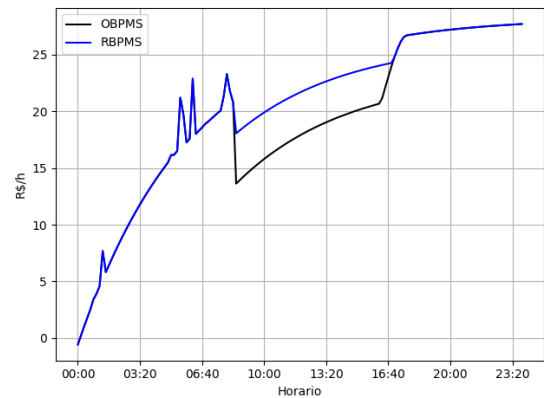
Nos Cenários 13 a 16, com a microrrede ilhada, não se tem a variável do PLD, como ilustrado na Figura 4.12. Nestes casos, o ganho da otimização é nítido para uma carga leve, onde o PMS tem margem para definir as cargas que irá despachar. Já com a carga alta, o PMS não tem muita liberdade de escolha pois precisa despachar toda a potência para suprir as cargas, que inclusive precisaram ser cortadas nessas circunstâncias. Ou seja, o ganho econômico do OBPMS em relação a este RBPMS proposto com a microrrede ilhada está quando a carga é leve.

Existem algoritmos RBPMS que levam em consideração outras premissas e podem obter resultados muito diferentes desses, porém dificilmente iriam conseguir resultados melhores que um OBPMS, no máximo chegariam ao mesmo resultado em determinadas situações. Entretanto, essa vantagem do OBPMS tem um custo, principalmente de aspecto computacional, sendo necessário maior processamento para encontrar estes pontos ótimos, do que utilizando regras lógicas simples.

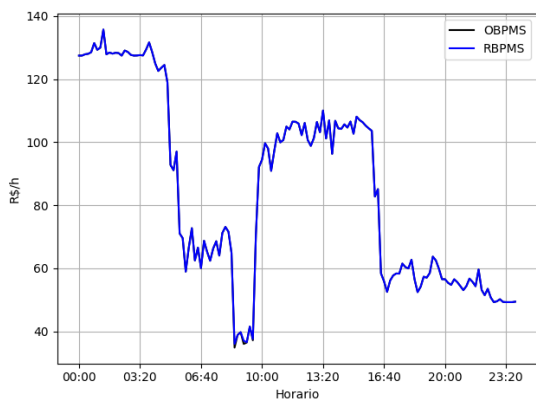
Figura 4.12: Curva de Custo Operacional: RBPMS × OBPMS para microrrede desconectada.



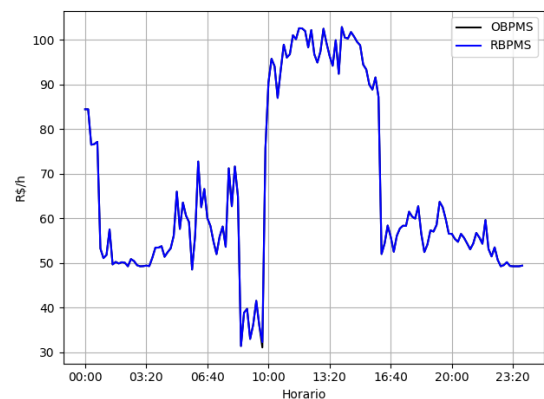
(a) Cenário 13: Carga leve e  $SoC_i$  de 80%.



(b) Cenário 14: Carga leve e  $SoC_i$  de 20%.



(c) Cenário 15: Carga alta e  $SoC_i$  de 80%.



(d) Cenário 16: Carga alta e  $SoC_i$  de 20%.

Fonte: Elaborado pelo autor.

---

## Considerações Finais

---

### 5.1 Conclusões

Este trabalho propõe uma estratégia de controle de microrredes *online* baseada em algoritmo de otimização global, que leva em consideração a potência disponível pelas fontes e as cargas que estão conectadas a esta microrrede. Esta estratégia tem como objetivo garantir o suprimento de potência ativa para as cargas, bem como manter a estabilidade da rede no menor custo operacional possível. Não foram considerados erros de medição ou previsão de potência renovável; por este motivo não se utilizou de margens de segurança devido a incertezas.

Toda uma base teórica foi descrita para explicar como foi feita a modelagem das fontes de energia, que serviram de entrada para o modelo de despacho de energia da microrrede. Neste modelo proposto, o algoritmo de controle de cargas foi responsável por suprir potência ativa, buscando cortar o mínimo necessário e religar sempre que possível.

Por sua vez, o sistema de detecção de ilhamento garantiu a estabilidade do sistema definindo o BESS para ser a referência de tensão e frequência da microrrede, quando esta estiver em modo ilha, e a própria rede principal, quando estiver conectado. É importante salientar que o ilhamento, exceto em casos de proteção do sistema, deve respeitar uma lógica de intertravamento e uma sequência de passos antes de se desconectar, para evitar grandes flutuações na microrrede e até mesmo aumentar a vida útil da chave estática que conecta a microrrede à rede principal.

Dentre as premissas para uma melhor operação da microrrede, pode-se definir que a potência disponível no BESS é uma função linear do SoC, sendo importante para evitar que o SoC ultrapasse os limites pré-estabelecidos entre 20% e 80%. Ou seja, quanto mais carregada estiver a bateria, menor será a potência disponível de carregamento e maior a de descarga, e vice-versa. Isto garantiu um controle bem suave da carga da bateria o que, segundo estudos, aumenta sua vida útil.

O algoritmo de otimização no modelo proposto se mostrou uma opção melhor que o algoritmo baseado em regras pré-definidas utilizado como comparação. Além de ser capaz de se adaptar a diversos cenários, conseguiu encontrar uma solução otimizada em relação ao custo operacional da microrrede, sem comprometer o balanço de potência e respeitando as restrições impostas. O OBPMS chegou a uma economia de até 25% do custo diário em determinado cenário. Já em outros os algoritmos foram equivalentes.

É possível que existam RBPMS que levem em consideração muitos cenários e se aproximem bastante do desempenho de um algoritmo otimizado. Porém o ganho neste caso seria apenas computacional, uma vez que RBPMS exigem bem menos que os OBPMS, correndo o risco de incorrer em uma solução não prevista para o sistema, e conseqüentemente não otimizada, além de aumentar a complexidade da lógica.

Em uma aplicação de tempo real o algoritmo de otimização não seria suficiente, pois necessitaria de uma resposta muito mais rápida do controlador. Para isto o ideal seria combinar este algoritmo, que estaria na camada terciária do controle, com outros algoritmos de camada secundária (controle de tensão e frequência) e da camada primária (responsável pelo controle dos inversores).

## **5.2 *Trabalhos Futuros***

Este trabalho limitou-se a analisar o despacho da microrrede apenas pela ótica da potência ativa e alguns poucos serviços ancilares, como o autorrestabelecimento de potência e um sistema especial de proteção que é o corte de cargas. Ainda é possível explorar o controle de tensão (potência reativa) e frequência do sistema, além de reserva de potência operativa. Para isto, pode-se propor um controle multi-objetivo que leve em consideração não somente a potência ativa a ser fornecida, como também a potência reativa e o próprio controle do SoC e controles de rápida resposta para suportar as variações transitórias do sistema.

---

## Referências Bibliográficas

---

- ABDELAZIZ, M. M. A.; FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F.; MOHAMED, Y. A.-R. I. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 190–201, 2013. [2.3.2](#)
- Ahmad Khan, A.; NAEEM, M.; IQBAL, M.; QAISAR, S.; ANPALAGAN, A. A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, n. 1, p. 1664–1683, 2016. [2.3.2](#)
- ALVAREZ, E.; CAMPOS, A. M.; ARBOLEYA, P.; GUTIÉRREZ, A. J. Microgrid management with a quick response optimization algorithm for active power dispatch. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 43, n. 1, p. 465–473, 2012. [2.3.2](#)
- ANDREWS, R. W.; STEIN, J. S.; HANSEN, C.; RILEY, D. Introduction to the open source pv lib for python photovoltaic system modelling package. In: *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. Denver, CO, USA: IEEE, 2014. v. 1, p. 170–174. [3.3.1](#)
- BAKAR, N. N. A.; HASSAN, M. Y.; SULAIMA, M. F.; Mohd Nasir, M. N.; KHAMIS, A. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, n. 1, p. 161–169, 2017. [2.3.2](#)
- BALAGUER, I. J.; LEI, Q.; YANG, S.; SUPATTI, U.; PENG, F. Z. Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 147–157, 2011. [2.3.2](#)
- BEAL, L. D. R.; HILL, D. C.; MARTIN, R. A.; HEDENGREN, J. D. Gekko optimization suite. *Processes*, v. 6, n. 8, 2018. ISSN 2227-9717. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2227-9717/6/8/106>. [4.4](#)
- CAMMISECRA, A. *The power grid in the era of distributed generation*. 2023. URL: <https://www.enel.com/media/word-from/news/2023/03/distributed-power-generation-solutions>. [1.1](#)
- CAMPOS, I. G. S. A. et al. An automation system simulator for integration of a hybrid power plant: A real-unit case study. In: *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6. [1.4](#)
- CHEN, Y.; ZHANG, J.; TANG, Q.; LIN, S. The implementation of micro-grid economic dispatch based on particle swarm optimization. In: *2015 Chinese Automation Congress (CAC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1310–1315. [1.7](#)
- CHENG, Y.-S.; CHUANG, M.-T.; LIU, Y.-H.; WANG, S.-C.; YANG, Z.-Z. A particle swarm optimization based power dispatch algorithm with roulette wheel re-distribution mechanism for equality constraint. *Renewable Energy*, v. 88, n. 1, p. 58–72, 2016. [2.3.2](#)

- CLERC, M.; KENNEDY, J. The particle swarm: Explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 6, n. 1, p. 58–73, 2002. [2.2.2](#)
- CURTIS, A.; MENDOZA, I.; HUR, J.; THAO, S. *Power Performance Test Report for the U.S. Department of Energy 1.5-Megawatt Wind Turbine*. 2015. Technical Report: NREL/TP-5000-63684. [3.3.4](#)
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Painel de Preços*. 2023. URL: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. [3.4.4.2](#)
- DELGHAZI, M. B.; YAZDANI, A. A unified control strategy for electronically interfaced distributed energy resources. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 2, p. 803–812, 2012. [2.3.2](#)
- DETROJA, K. P. Optimal autonomous microgrid operation: A holistic view. *Applied Energy*, v. 173, n. 1, p. 320–330, 2016. [2.3.2](#)
- FAIMAN, D. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, n. 4, p. 307–315, 2008. [2.1.1](#)
- FEDAYI, H.; AHMADI, M.; FAIQ, A.; URASAKI, N.; SENJYU, T. Bess based voltage stability improvement enhancing the optimal control of real and reactive power compensation. *AIMS Energy*, v. 10, n. 3, p. 535–552, 2022. [2.1.3](#), [2.5](#)
- GHOLAMI, K.; DEHNAVI, E. A modified particle swarm optimization algorithm for scheduling renewable generation in a micro-grid under load uncertainty. *Applied Soft Computing Journal*, v. 78, n. 1, p. 496–514, 2019. [2.3.2](#)
- GIRALDO, J. S.; CASTRILLON, J. A.; LÓPEZ, J. C.; RIDER, M. J.; CASTRO, C. A. Microgrids energy management using robust convex programming. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 4520–4530, 2019. [2.3.2](#)
- GUERRA, L. C.; SILVA, A. R.; MELO, T. R.; PEREIRA, H. B. B. Microgrid dispatch optimization using pso algorithm. In: *IX INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INNOVATION AND TECHNOLOGY*. Salvador, BA, Brazil: SENAI CIMATEC, 2023. p. 1–8. [3.2](#)
- GUIMARÃES, A. C.; NEVES, F. A.; CARVALHO JR., M. A.; CAVALCANTI, M. C.; LINS, Z. D. Doubly fed induction generators active and reactive power control. In: *11th International Power Electronics and Motion Control Conference*. Riga, Letônia: EPE-PEMC, 2004. v. 1, p. 1–6. [1.3](#)
- HAAS, S.; SCHACHLER, B.; KRIEN, U. *Windpowerlib—a python library to model wind power*. 2019. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3403360>. [2.1.2](#)
- HARSH, P.; DAS, D. Energy management in microgrid using incentive-based demand response and reconfigured network considering uncertainties in renewable energy source. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 46, n. 1, p. 101225, 2021. [2.3.2](#)
- HAY, J.; J.A., D. Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. In: *First Canadian Solar Radiation Data Workshop*. Toronto, Canada: Ministry of Supply and Services, 1980. v. 1, p. 59–72. [2.1.1](#)
- HOKE, A. *Look-ahead economic dispatch of microgrids with energy storage, using linear programming*. 2013. Conference: Technologies for Sustainability (SusTech). [2.1.3](#)

- HOSSAIN, M. A.; POTA, H. R.; SQUARTINI, S.; ABDOU, A. F. Modified pso algorithm for real-time energy management in grid-connected microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 136, n. 1, p. 746–757, 2019. [2.3.2](#)
- HOSSEINZADEH, M.; SALMASI, F. R. Robust optimal power management system for a hybrid ac/dc micro-grid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 3, p. 675–687, 2015. [2.3.2](#)
- JA Solar. *550W MBB Bifacial Mono PERC Half-cell Double Glass Module JAM72D30 525-550/MB/1500V*. [S.l.], 2021. [2.2](#)
- KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1821–1831, 2006. [1.1](#)
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948 vol.4. [2.2.2](#)
- KIM, J.-Y. et al. Cooperative control strategy of energy storage system and microsources for stabilizing the microgrid during islanded operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 25, n. 12, p. 3037–3048, 2010. [2.3.2](#)
- KOOHI-KAMALI, S.; RAHIM, N. A. Coordinated control of smart microgrid during and after islanding operation to prevent under frequency load shedding using energy storage system. *Energy Conversion and Management*, v. 127, n. 1, p. 623–646, 2016. [2.3.2](#)
- LAVE, M.; HAYES, W.; POHL, A.; HANSEN, C. W. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 5, n. 2, p. 597–606, 2015. [2.1.1](#)
- LOUTZENHISER, P. et al. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Solar Energy*, v. 81, n. 1, p. 254–267, 2006. [2.1.1](#)
- MAXWELL, E. L. *A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation*. 1987. SERI/TR-215-3087. [2.1.1](#)
- Ministério de Minas e Energia. *Estudos do Plano Decenal e Expansão e Energia 2030: Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão*. 2021. URL: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. [3.4.4.3](#)
- MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGELIDIS, V. G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 4, p. 3652–3666, 2018. [2.3.2](#)
- National Technology and Engineering Solutions of Sandia. *PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC): Single Diode Equivalent Circuit Models*. 2023. URL: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/2-dc-module-iv/single-diode-equivalent-circuit-models/>. [2.1](#)
- NAZ, M. N. et al. Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, n. 1, p. 323–341, 2017. [2.3.2](#)

- NEMATİ, M.; BRAUN, M.; TENBOHLEN, S. Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming. *Applied Energy*, v. 210, n. 1, p. 944–963, 2018. [2.3.2](#)
- NOUROLLAH, S.; GHAREHPETIAN, G. B. Coordinated load shedding strategy to restore voltage and frequency of microgrid to secure region. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 4360–4368, 2019. [2.3.2](#)
- NUTKANI, I. U.; LOH, P. C.; WANG, P.; BLAABJERG, F. Decentralized economic dispatch scheme with online power reserve for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 1, p. 139–148, 2017. [2.3.2](#)
- PEREZ, R.; INEICHEN, P.; MAXWELL, E.; SEALS, R.; ZELENKA, A. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. *ASHRAE transactions*, v. 98, n. 1, p. 354–369, 1992. [2.1.1](#)
- PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHEN, P.; STEWART, R.; MENICUCCI, D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Elsevier - Solar Energy*, v. 39, n. 3, p. 221–232, 1987. [2.1.1](#)
- QIU, H. et al. Tri-level mixed-integer optimization for two-stage microgrid dispatch with multi-uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 35, n. 5, p. 3636–3647, 2020. [2.3.2](#)
- REDA, I.; ANDREAS, A. Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, v. 76, n. 5, p. 577–589, 2004. [2.1.1](#)
- REINDL, D.; BECKMAN, W.; DUFFIE, J. Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990. [2.1.1](#)
- RESTREPO, M.; CAÑIZARES, C. A.; SIMPSON-PORCO, J. W.; SU, P.; TARUC, J. Optimization-and rule-based energy management systems at the canadian renewable energy laboratory microgrid facility. *Applied Energy*, v. 290, n. 1, p. 116760, 2021. [2.2](#)
- SENJYU, T.; MIYAZATO, Y.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 2, p. 1236–1242, 2008. [1.1](#)
- SHI, W.; LI, N.; CHU, C.-C.; GADH, R. Real-time energy management in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 1, p. 228–238, 2017. [2.3.2](#)
- SHUAI, H.; FANG, J.; AI, X.; WEN, J.; HE, H. Optimal real-time operation strategy for microgrid: An adp-based stochastic nonlinear optimization approach. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 10, n. 2, p. 931–942, 2019. [2.3.2](#)
- SOUKA, A.; SAFWAT, H. Determination of the optimum orientations for the double exposure flat-plate collector and its reflections. *Solar Energy*, v. 10, n. 4, p. 170–174, 1966. [2.1.1](#)
- UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids-part ii: Review and classification of control strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, n. 1, p. 1123–1134, 2015. [2.3.2](#)
- WANG, R.; LI, Q.; ZHANG, B.; WANG, L. Distributed consensus based algorithm for economic dispatch in a microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 3630–3640, 2019. [2.3.2](#)



WOLFSON, R. *Energy, Environment and Climate*. 2012. [Http://www.wind-power-program.com/popups/powercurve.htm](http://www.wind-power-program.com/popups/powercurve.htm). 2.4

ZHAO, D.; HAN, N.; GOH, E.; CATER, J.; REINECKE, A. *Wind Turbines and Aerodynamics Energy Harvesters*. [S.l.]: Elsevier, 2019. 2.1.2

*Estratégia de Gerenciamento de Energia de Microrrede Baseada em Algoritmo de  
Otimização Global*

Leonardo de Carvalho Guerra

Salvador, Dezembro de 2023.