



**PROPOSTA DE SISTEMA DE
GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA
MICRORREDE COM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA, BIOGÁS E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

GABRIEL HELBOURN BASTOS

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Proposta de Sistema de Gerenciamento de Energia para Microrrede
com Geração Fotovoltaica, Biogás e Armazenamento de Energia

Gabriel Helbourn Bastos

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OB-
TENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo, ENE/UnB
(Orientador)

Prof. Dr. Francis Arody Moreno Vásquez, ENE/UnB
(Examinador Interno)

Prof. Dr. Lucas Pereira Pires, UFTM
(Examinador Externo)

PUBLICAÇÃO: PPGEE 815/24
BRASÍLIA/DF, MAIO DE 2024.

FICHA CATALOGRÁFICA

HELBOURN BASTOS, GABRIEL

Proposta de Sistema de Gerenciamento de Energia para Microrrede com Geração Fotovoltaica, Biogás e Armazenamento de Energia. [Brasília/DF] 2024.

xi, 123p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2024).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------|--|
| 1. Microrrede | 2. Sistema de Gerenciamento de Energia |
| 3. Fontes Renováveis | 4. Bateria |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

HELBOURN BASTOS, GABRIEL (2024). Proposta de Sistema de Gerenciamento de Energia para Microrrede com Geração Fotovoltaica, Biogás e Armazenamento de Energia. Dissertação de Mestrado, Publicação PPGE 815/24, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 123p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gabriel Helbourn Bastos

TÍTULO: Proposta de Sistema de Gerenciamento de Energia para Microrrede com Geração Fotovoltaica, Biogás e Armazenamento de Energia.

GRAU: Mestre ANO: 2024

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Gabriel Helbourn Bastos

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica(ENE)

Brasília - DF CEP 70919-970

Dedico este trabalho à minha avó, cujo amor e sabedoria me acompanharam no início desta jornada acadêmica, sinto profundamente que não esteja aqui para testemunhar a sua conclusão.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por iluminar meu caminho e fortalecer meu espírito nos momentos de desafio e dificuldade.

Agradeço aos meus pais, Ianê e Orlando, pelo apoio incondicional durante minha vida e pelo suporte que me deram durante minha jornada acadêmica. Sem vocês, nenhuma das minhas conquistas seria possível.

Aos meus amigos do grupo MOCE, agradeço por estarem sempre ao meu lado, compartilhando os bons momentos e alegrando os maus, tornando a vida mais prazerosa.

Agradeço aos meus longínquos amigos, Sehyun Yang e Luan, por mesmo que distante, estarem sempre presentes. Em especial, pelas conversas na madrugada e ouvido amigo. Vocês só reforçam a certeza de que a amizade supera qualquer barreira cultural, linguística e espacial.

À CAPES, agradeço pela concessão de bolsa de estudos ao longo do curso de mestrado. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Por fim, agradeço ao professor Dr. Fernando Cardoso Melo, meu orientador, por sua dedicação incansável e presença constante na orientação deste trabalho.

RESUMO

Microrredes representam o futuro dos sistemas elétricos de potência, e para que funcione adequadamente, um sistema de gerenciamento de energia da microrrede deve ser projetado para encontrar a melhor maneira de lidar com a carga de forma confiável. Este estudo tem como objetivo propor e simular um sistema de gerenciamento de energia de uma microrrede localizada na Universidade de Brasília e composta por três recursos energéticos distribuídos: módulos fotovoltaicos, usina termelétrica a biogás e um sistema de armazenamento de energia por bateria. Para a simulação foi preciso recolher informações de perfil de consumo da unidade consumidora e do potencial energético para que os recursos energéticos distribuídos pudessem ser dimensionados. O algoritmo sugerido foi desenvolvido para os modos conectado e ilhado, buscando priorizar o sistema fotovoltaico e considerando o estado de carga na tomada de decisão. O horário também deve ser monitorado de modo a reduzir ou cortar a contribuição da rede para carga em período de pico, como serviço ancilar. Simulações foram realizadas para semanas específicas e para o ano inteiro de 2023, com o intuito de validar o sistema de gerenciamento de energia e verificar possíveis desligamentos. Para os cenários investigados, a microrrede foi capaz de manter a operação em modo ilhado a todo momento, sem precisar desligar por não conseguir atender às cargas. Ademais, o sistema operando com a microrrede proporcionou uma redução significativa da energia consumida pela rede de distribuição. Entretanto, a partir das simulações, percebe-se que interrupções em dias com baixa geração fotovoltaica pode levar a desligamentos da microrrede. Dessa forma, foram investigados pontos de melhoria nos parâmetros adotados no sistema de gerenciamento de energia e as consequências de alterações na configuração da microrrede. Os resultados alcançados a partir das propostas de alteração foram muito positivos, validando os novos parâmetros e indicando a possibilidade de reduzir a capacidade do banco de baterias.

Palavras-chave: sistema de gerenciamento de energia, microrrede, fontes renováveis, sistema fotovoltaico, biogás, sistema de armazenamento de energia por baterias.

ABSTRACT

Microgrids represent the future of electrical power systems, and for them to function properly, a microgrid energy management system must be designed to find the best way to reliably meet the load. This study aims to propose and simulate a energy management system of a microgrid located at the University of Brasília and consisting of three distributed energy resources: photovoltaic modules, biogas thermoelectric plant and a battery energy storage system. For the simulation, it was necessary to collect information on the load profile of the consumer unit and the energy potential so that the distributed energy resources could be sized. The suggested algorithm was developed for connected and islanded modes, seeking to prioritize the photovoltaic system and considering the state of charge in decision making. The current time must also be monitored in order to carry out main grid peak shaving during high demand times, as an ancillary service. Simulations were done for specific weeks and for the entire year of 2023, in order to validate the energy management system and verify possible shutdowns. For the scenarios investigated, the microgrid was able to always maintain operation in islanded mode, without having to shut down due to being unable to meet the loads. Furthermore, the system operating with the microgrid provided a significant reduction in the energy consumed by the grid. However, from the simulations, it can be seen that interruptions on days with low photovoltaic generation can lead to microgrid shutdowns. In this way, points of improvement in the parameters adopted in the energy management system were investigated and the consequences of changes in the microgrid configuration. The results achieved from the proposed changes were very positive, validating the new parameters and indicating the possibility of reducing the battery energy storage system capacity.

Keywords: energy management system, microgrid, renewable energy sources, photovoltaic system, biogas, battery energy storage system.

SUMÁRIO

Sumário	iii
Lista de figuras	vi
Lista de tabelas	x
Glossário	xi
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Contribuição do Trabalho	3
1.4 Estrutura do Trabalho	4
Capítulo 2 – Panorama das Microrredes	5
2.1 Considerações Iniciais	5
2.2 Geração Distribuída	5
2.2.1 Geração Distribuída no Brasil	6
2.2.2 Resolução Normativa da ANEEL n° 482/2012	7
2.2.3 Lei n° 14.300/2022 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração	8
2.2.4 Resolução Normativa da ANEEL n° 1.059/2023	9
2.3 Recursos Energéticos Distribuídos	9
2.3.1 Geração Fotovoltaica	10
2.3.2 Geração a Biogás	12
2.3.2.1 Dimensionamento do Biodigestor	14
2.3.2.2 Potencial Teórico de Geração	16
2.3.3 Bateria de Lítio	17
2.4 Microrredes	19
2.4.1 Topologias de Microrredes	20
2.4.2 Microrredes no Exterior	21
2.4.2.1 Universidade da Califórnia em São Diego - UCSD	22

2.4.2.2	Blue Lake Rancheria	22
2.4.2.3	Microrrede Sendai	23
2.4.2.4	Ilha Kythnos	23
2.4.3	Microrredes no Brasil	24
2.4.3.1	Ilha dos Lençóis - Maranhão	24
2.4.3.2	Projeto Ilumina Pantanal	25
2.4.3.3	Projeto Microrrede Inteligente - Ceará	25
2.4.3.4	Projeto MERGE - UNICAMP	25
2.4.3.5	Chamada Pública - COPEL	26
2.4.4	IEEE 2030.7 - 2017	27
2.4.5	IEEE 2030.9 - 2019	29
2.5	Considerações Finais	30
Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica		32
3.1	Considerações Iniciais	32
3.2	Sistema de Gerenciamento de Energia	32
3.3	Abordagem baseada em Controle de Potência - Fluxogramas	33
3.4	Abordagem baseada em Métodos Clássicos de Programação	35
3.5	Abordagem baseada em Métodos Meta-heurísticos	36
3.6	Abordagem baseada em Métodos Estocásticos	38
3.7	Abordagem baseada em Métodos de Inteligência Artificial	39
3.8	Síntese das Abordagens Discutidas	40
3.9	Considerações Finais	44
Capítulo 4 – Metodologia		45
4.1	Considerações Iniciais	45
4.2	Configuração da Microrrede	45
4.2.1	Dados do Alimentador	47
4.2.2	Sistema Fotovoltaico	49
4.2.3	Gerador a Biogás	51
4.2.4	Sistema de Armazenamento de Energia	53
4.2.5	Configuração Final da Microrrede	55
4.3	Custo de Energia	55
4.3.1	Tarifa Horossazonal Azul	55
4.3.2	Custo Nivelado de Energia	57
4.3.2.1	LCOE do Sistema Fotovoltaico	58
4.3.2.2	LCOE da Geração a Biogás	59

4.3.3	Custo Nivelado de Armazenamento	60
4.4	Sistema de Gerenciamento de Energia	63
4.5	Considerações Finais	67
Capítulo 5 – Resultados		69
5.1	Considerações Iniciais	69
5.2	Parâmetros de Simulação	69
5.3	Cenário 01 - Solstício de Inverno	71
5.4	Cenário 02 - Solstício de Verão	75
5.5	Cenário 03 - Semestre 2/2022	77
5.6	Cenário 04 - Semestre 1/2023	80
5.7	Cenário 05 - Semestre 2/2023	83
5.8	Análise Anual	86
5.9	Cenários Alternativos	93
5.9.1	Redução da Demanda Contratada	93
5.9.2	Aumento do Tempo de Interrupção	94
5.9.3	Redução da Capacidade do Banco de Baterias	95
5.9.4	Aumento do Parâmetro SOCmed	97
5.9.5	Aumento da Demanda Contratada e do SOCmed	98
5.9.6	Resumo - Resultados dos Cenários Alternativos	99
5.10	Considerações Finais	101
Capítulo 6 – Conclusão		102
6.1	Propostas de continuidade do trabalho	104
Referências		105
Apêndice A – Perfil de Carga - FT - 2017		115
Apêndice B – Especificações Técnicas dos Equipamentos		116
Apêndice C – <i>Script</i> implementado em MATLAB®		118
Apêndice D – Períodos de Interrupção - Cenários Alternativos		123

LISTA DE FIGURAS

2.1	Crescimento de geração distribuída no Brasil.	7
2.2	Exemplos de perfis de irradiância solar e respectivos números de HSP.	11
2.3	Irradiação diária média por mês calculada a partir dos dados de irradiância da estação meteorológica de Brasília.	12
2.4	Processo de geração do biogás e demais produtos gerados.	13
2.5	Processo de dimensionamento do biodigestor.	15
2.6	Topologia Genérica de uma Microrrede CC	20
2.7	Topologia Genérica de uma Microrrede CA	21
2.8	Topologia Genérica de uma Microrrede Híbrida	21
2.9	Lógica de transição para cada função de transição e modos estáticos de operação.	28
2.10	Relação entre as funções de transição e os modos estáticos de operação.	28
2.11	Esquemático com procedimentos de planejamento e projeto de uma microrrede.	30
3.1	Classificações do MEMS baseado na abordagem.	41
4.1	Imagem aérea da Universidade de Brasília com a Faculdade de Tecnologia destacada.	46
4.2	Perfil de carga da Faculdade de Tecnologia em dias úteis. A curva em vermelho apresenta os dados considerados em 2017, a curva em amarelo os dados obtidos no projeto de eficiência energética, a curva em azul o perfil de carga projetado para o ano de 2023 e a linha pontilhada em preto apresenta a potência média calculada pelos dados obtidos no projeto de eficiência energética.	48

4.3	Perfil de carga da Faculdade de Tecnologia em dias não úteis. A curva em vermelho apresenta os dados considerados em 2017, a curva em azul o perfil de carga projetado para o ano de 2023 e a linha pontilhada em preto apresenta a potência média projetada para dias não úteis.	48
4.4	Imagem aérea da Faculdade de Tecnologia.	50
4.5	Perfil médio de geração fotovoltaica do sistema proposto. A curva em azul representa a geração média diária do ano de 2023, calculada a partir dos dados de irradiância da estação meteorológica de Brasília, e a linha pontilhada em preto representa a potência média da geração diária média do ano de 2023.	51
4.6	Localização do sistema de biogás proposto.	53
4.7	Configuração da microrrede a ser simulada com dados do sistema de distribuição e carga e dimensionamento do sistema de geração e armazenamento.	55
4.8	Projeção anual do custo do BESS. As curvas em azul, em vermelho, em verde e em roxo representam, respectivamente, os custos do sistema de armazenamento por baterias considerando todos os impostos, isenção de impostos estaduais, isenção de impostos federais e isenção total de impostos.	62
4.9	Gerenciamento de energia do sistema de geração à biogás.	64
4.10	Gerenciamento de energia da microrrede com enfoque no BESS e na rede de distribuição.	66
5.1	Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do <i>peak shaving</i> e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.	72
5.2	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023.	73
5.3	Volume de biogás armazenado entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023.	74

5.4	Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 17/12/2023 a 23/12/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do <i>peak shaving</i> e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.	76
5.5	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 17/12/2023 a 23/12/2023.	76
5.6	Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do <i>peak shaving</i> e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.	78
5.7	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023.	78
5.8	Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023 com interrupção ocorrendo entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023. Os períodos destacados em preto e rosa representam a realização do <i>peak shaving</i> e o desligamento da rede de distribuição.	79
5.9	Fluxo de potência da microrrede com enfoque no momento da interrupção ocorrida entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023.	80
5.10	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023 para interrupção ocorrida entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023.	80
5.11	Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 21/05/2023 a 27/05/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários ponta e a realização do <i>peak shaving</i> e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.	82
5.12	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 21/05/2023 a 27/05/2023.	82
5.13	Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários ponta e a realização do <i>peak shaving</i> e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.	84
5.14	Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023.	84

5.15 Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023 com interrupção ocorrendo entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023. Os períodos destacados em preto e rosa representam a realização do <i>peak shaving</i> e o desligamento da rede de distribuição.	85
5.16 Fluxo de potência da microrrede com enfoque no momento da interrupção ocorrida entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023.	85
5.17 Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023 para interrupção ocorrida entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023.	86
5.18 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023.	88
5.19 Potência fornecida pelo biogás durante o mês de janeiro.	88
5.20 Volume de biogás armazenado ao longo do ano de 2023.	89
5.21 Potência fornecida ou consumida pela Rede.	89
5.22 Energia consumida ou fornecida por cada componente da microrrede.	90
5.23 Custo total relacionado a cada fonte da microrrede.	91
5.24 Comparação entre os custos totais de energia com e sem microrrede.	92
5.25 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com demanda contratada igual a 90 kW.	94
5.26 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com interrupções mais longas.	95
5.27 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com redução da capacidade do banco de baterias.	96
5.28 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com aumento do parâmetro SOCmed.	98
5.29 Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com aumento da demanda contratada e do parâmetro SOCmed.	99

LISTA DE TABELAS

2.1	Parâmetros utilizados no cálculo de geração de energia elétrica.	17
3.1	Resumo - Referências Bibliográficas	42
4.1	Resumo dos resultados obtidos para o sistema de biogás	53
4.2	Tarifas de Energia Elétrica.	57
4.3	LCOEs de sistemas fotovoltaicos disponíveis na literatura	59
4.4	LCOEs de sistemas de geração a biogás disponíveis na literatura	60
4.5	LCOSs de sistemas de armazenamento de energia por baterias disponíveis na literatura	62
5.1	Resumo dos parâmetros utilizados na simulação da microrrede.	70
5.2	Dias analisados em cada cenário proposto.	71
5.3	Momentos de interrupção definidos de maneira aleatória pelo MATLAB®.	87
5.4	Resumo dos resultados obtidos na simulação anual e nos cenários alternativos.	100
A.1	Perfil de carga em p.u. da subestação FT.	115
B.1	Especificações do sistema fotovoltaico considerado.	116
B.2	Especificações do gerador a gás considerado.	117
B.3	Especificações do BESS considerado.	117
D.1	Início da Interrupção para cada Cenário Alternativo.	123

GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BLR	<i>Blue Lake Rancheria</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
EOL	<i>End of Life</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	<i>Fuel Cell</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FT	Faculdade de Tecnologia
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i>
MEMS	<i>Microgrid Energy Management System</i>
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede
NN	<i>Neural Network</i>
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
p.u.	por unidade
FV	Fotovoltaico
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
RT	Tempo de Retenção
RU	Restaurante Universitário
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
UC	Unidade Consumidora
UCSD	Universidade da Califórnia em São Diego
UnB	Universidade de Brasília
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia elétrica é um elemento com um impacto significativo no desenvolvimento econômico e no bem-estar social. Portanto, é importante democratizar o acesso à eletricidade e priorizar fontes alternativas de energia como forma de promover a sustentabilidade ambiental. O uso de fontes alternativas de energia tornou-se mais popular, uma vez que o custo de geração de eletricidade a partir dessas fontes de energia tem se tornado mais barato (NERIS, 2024). A ampla adoção de fontes alternativas de energia pelos consumidores brasileiros decorre da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que permite aos consumidores gerar sua própria eletricidade. Essa configuração de geração de energia é chamada de geração distribuída e uma de suas vantagens é a redução de perdas na transmissão e distribuição (ABSOLAR, 2019).

O surgimento das microrredes (MR) é a progressão mais orgânica para o sistema elétrico de potência com geração distribuída (GREEN; PRODANOVIĆ, 2007). Estas microrredes são definidas pela sua distribuição e consumo local, sendo o controle gerido pela própria microrrede (CARVALHO *et al.*, 2019). Elas têm a capacidade de operar de forma independente ou de serem integrados ao sistema de distribuição da concessionária (UNICAMP - Campus Sustentável, 2022). O aspecto mais atrativo das microrredes é a sua capacidade de funcionar de forma autônoma, permitindo que as fontes de energia locais forneçam energia ao sistema em caso de interrupções na rede de distribuição e em regiões distantes e desconectadas da rede de distribuição (IZUMIDA, 2022).

Em 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) informou que a duração média dos cortes de energia por unidade consumidora (DEC) no Brasil foi de 10,43 horas (ANEEL, 2024). Embora este valor tenha permanecido abaixo do limite especificado pela ANEEL, nos últimos 10 anos, a meta só foi atingida em 4 anos, sendo que o DEC apurado ficou muito próximo ao limite em 2 deles, 2021 e 2022 (ANEEL, 2024). Visto que a ANEEL e o ONS

estabelecem normas de qualidade de serviço, interrupções prolongadas ou excessivas podem resultar em indenizações aos consumidores (ANEEL, 2021b; ONS, 2020). Somente em 2023, o valor total das indenizações pagas atingiu R\$ 1,080 bilhão (SARINGER, 2024). Essa forma de penalidade serve de motivação para que concessionárias e transmissoras invistam em pesquisa e desenvolvimento visando a melhoria de seus serviços. Dentre as diversas soluções disponíveis, a microrrede se destaca como uma das opções mais confiáveis (BAHRAMI; MOHAMMADI, 2019).

Além de confiável, posto que podem operar em modo ilhado, as microrredes facilitam a integração de fontes renováveis (BAHRAMI; MOHAMMADI, 2019), trazem benefícios econômicos para consumidores e melhoram a operação e a estabilidade da rede elétrica (WOOD, 2018). Entretanto, apesar de inúmeros benefícios, existem alguns obstáculos para a larga implementação de MRs, como a falta de regulamentação no Brasil. Isso se deve à atualidade do tema proposto, de modo que, devido à sua relevância, alguns estudos e pesquisas vêm sendo desenvolvidos, também, em parceria com a ANEEL (MARTINS *et al.*, 2020). Outra dificuldade está na universalização ou padronização de um método para o controle da microrrede, uma vez que durante sua implementação algumas variáveis devem ser priorizadas em relação a outras e cada MR terá uma topologia diferente com unidades geradoras, sistemas de armazenamento de energia e cargas diferentes (CARVALHO *et al.*, 2019).

As microrredes são formadas pela interconexão de três grandes blocos: unidades geradoras, cargas e dispositivos de armazenamento de energia (SCHIFFER *et al.*, 2015). Dentro desses blocos existem controladores e conversores para que todos esses blocos possam se ligar em um ponto de acoplamento comum (TAHIM *et al.*, 2015), seja em corrente contínua, corrente alternada ou híbrido. Ao redor do mundo já existem algumas microrredes implementadas e operando. A microrrede Blue Lake Rancheria (BLR), por exemplo, está localizada na Califórnia e é capaz de atender a escritórios, recarga de veículos elétricos, um hotel e outras cargas (Schatz Energy, 2019). A microrrede BLR é capaz de operar em modo ilhado e, para isso, há uma determinação de níveis de prioridade para as cargas, as quais podem ser desligadas ou não em caso de falha da rede principal (Schatz Energy, 2019). No Brasil, as microrredes conectadas ao sistema são raras e ainda em fase de pesquisa, como o projeto Microrrede Inteligente desenvolvido pela Enel no Ceará (Enel, 2017) e o projeto MERGE desenvolvido pela UNICAMP em

parceria com a CPFL em São Paulo (UNICAMP - Campus Sustentável, 2022).

O sistema de gerenciamento de energia da microrrede (MEMS - *Microgrid Energy Management System*) é parte fundamental no controle da microrrede, uma vez que garante uma operação eficiente e segura, além de realizar a integração das fontes que a compõe (IEC, 2005). O gerenciamento de energia é realizado por meio de monitoramento dos dados de geração e consumo e tomada de decisões, que podem ou não considerar dados de entrada, como preços de energia (VAN *et al.*, 2023; ZIA *et al.*, 2018). Devido à sua relevância para a microrrede, a proposta de um MEMS para uma MR a ser implementada na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília e a sua validação serão o enfoque deste trabalho.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo e principal contribuição a proposta de um sistema de gerenciamento de energia para uma microrrede em corrente alternada na Universidade de Brasília e analisar sua viabilidade técnica e econômica. Neste estudo, a microrrede é formada por sistema fotovoltaico (FV), termelétrica a biogás e sistema de armazenamento de energia por bateria. A fim de alcançar o objetivo geral, alguns objetivos específicos são propostos, como:

- Dimensionar os componentes da microrrede e dos custos normalizados de energia de cada fonte e sistema de armazenamento.
- Criar um sistema de gerenciamento de energia com abordagem de fluxograma para diferentes modos de operação.
- Validar o funcionamento da microrrede por meio de simulações em MATLAB[®] e a viabilidade econômica do projeto.

1.3 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho teve como contribuição a publicação do artigo "*Energy Management System for a Microgrid with Photovoltaic/Fuel-Cell (PV/FC) Generation*" na conferência IEEE i-COSTE (*International Conference on Sustainable Technology and Engineering*) de 2023 (BASTOS; MELO, 2023). A conferência ocorreu em *Shangri-La Yanuca Island* localizada no país Fiji e os artigos aprovados foram, posteriormente, publicados na biblioteca digital IEEE *Xplore*.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 - Panorama das Microrredes apresenta um panorama a respeito das microrredes, passando por todo processo de evolução do sistema, desde geração distribuída até as microrredes. Também é abordado o processo normativo, como resoluções normativas, lei federal e norma internacional sobre o tema. Ademais, são apresentados alguns recursos energéticos distribuídos e aspectos técnicos de cada um. Por fim, são debatidas vantagens e desvantagens das microrredes e os desafios que essa tecnologia enfrenta por ser inovadora, bem como as implementações e estudos de caso de microrredes no Brasil e no exterior.

O Capítulo 3 - Revisão Bibliográfica é um referencial teórico de diversas abordagens de sistemas de gerenciamento de energia. São debatidos estudos com abordagens em controle de potência, métodos clássicos de programação, métodos meta-heurísticos, estocásticos e de inteligência artificial. Ao final do capítulo é realizado uma síntese dos estudos e um esquemático das abordagens debatidas.

A composição da microrrede é, então, tratada no Capítulo 4 - Metodologia. A área de implementação é definida, assim como o perfil de carga da instalação para dias úteis e não úteis. As fontes geradoras e o sistema de armazenamento de energia também são definidos e dimensionados. Uma vez determinado os elementos da microrrede, os custos de energia de cada componente são determinados. Por fim, é proposto um sistema de gerenciamento de energia para microrrede a ser simulado em MATLAB[®] para validação.

Os resultados da simulação são apresentados no Capítulo 5 - Resultados para diferentes cenários e períodos. Inicialmente, são propostos cenários semanais, distribuídos ao longo do ano de 2023 com uma interrupção para cada cenário, e cenários anuais para a avaliação da microrrede e de alterações de parâmetros do gerenciamento de energia. Também são debatidos resultados de avaliações econômicas, considerando custos normalizados de energia e de armazenamento, assim como as tarifas da rede de distribuição.

Por fim, apresentam-se as conclusões acerca do projeto e possíveis adaptações que podem ser realizadas para evitar desligamentos da microrrede. No Capítulo 6 - Conclusão também são apresentadas sugestões e propostas de trabalhos futuros a serem realizados a partir do desenvolvimento deste estudo.

PANORAMA DAS MICRORREDES

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta uma contextualização e a evolução do sistema elétrico de potência até o desenvolvimento das microrredes. Dessa forma, o conceito de geração distribuída é apresentado, bem como normas que permitiram a consolidação dessa tecnologia no Brasil. A seguir, é introduzido o conceito de recursos energéticos distribuídos, que se assemelham muito à geração distribuída, sendo um conceito mais amplo e incluindo sistemas de armazenamento de energia. A partir dessa definição são apresentados alguns recursos energéticos distribuídos e aspectos técnicos do seu funcionamento. Por fim, são discutidas as possibilidades de topologias para microrredes, as microrredes em operação pelo mundo, projetos em andamento no Brasil e as normas internacionais IEEE 2030.7/2017 e IEEE 2030.9/2019.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) diz respeito à conexão de fontes de energia elétrica diretamente à rede de distribuição ou dentro da área de medição de um consumidor (ACKERMANN *et al.*, 2001; BHADORIA *et al.*, 2013). Entretanto, essa é uma definição mais geral, não englobando, por exemplo, restrições à capacidade de geração ou ao tipo de fonte empregada. No Brasil existem limitações a essa capacidade, conforme será visto posteriormente. Já em relação ao tipo de fonte geradora, não há impedimento à implementação de fontes poluentes, mas evitá-las é uma preocupação que vem se apresentando e ganhando força nos últimos anos (PEPERMANS *et al.*, 2005). As principais fontes utilizadas nessa configuração são: geração fotovoltaica, geração eólica, hidrelétricas de pequeno porte, cogeração qualificada, biomassa e biogás.

Em alguns países também é comum se referir a GD como geração descentralizada (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004), uma vez que se opõe à geração centralizada, na qual a energia

elétrica é gerada em poucas e grandes usinas distantes dos consumidores (Canal Solar, 2021; Insol, 2021). Conforme supracitado, a geração distribuída permite a instalação de geradores diretamente na unidade consumidora - UC (residencial, comercial ou industrial) com o objetivo de atender toda ou parte da demanda de potência do consumidor (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

Apesar do conceito envolvido na geração distribuída ser bem antigo, a ideia de permitir geradores de menor escala atrelado aos consumidores começou a ganhar força no início do século XXI (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004; PEPERMANS *et al.*, 2005). E a GD começou a ganhar destaque, principalmente, por alguns benefícios, como (BHADORIA *et al.*, 2013; PEPERMANS *et al.*, 2005; EL-KHATTAM; SALAMA, 2004):

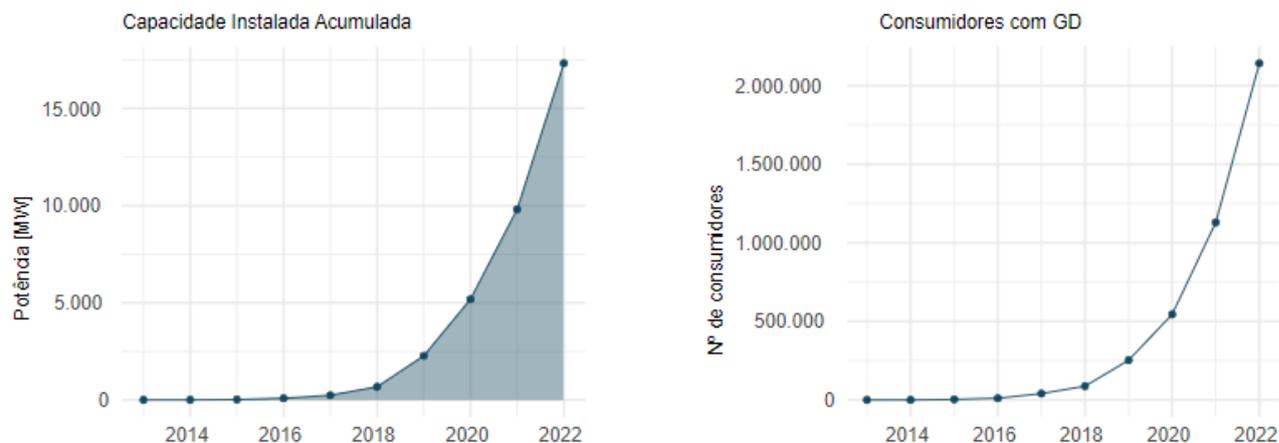
- Redução de perdas: devido à proximidade da carga, as perdas de transmissão são reduzidas uma vez que há menor fluxo de corrente.
- Suporte à rede: as GDs podem realizar serviços ancilares para compensação de tensão, enquanto a preocupação com harmônicos já não é tão relevante devido a novas tecnologias de inversores e implementação de filtros.
- Alternativa à expansão da rede: a geração distribuída pode servir como um substituto a expansão da rede em áreas com crescimento de carga não tão elevado, evitando um grande investimento em infraestrutura.
- Proteção ambiental: promove a popularização e maior utilização de fontes limpas, diminuindo, assim, a emissão de poluentes.
- Diminuição do custo de energia: Além de ter um menor custo de energia, as fontes empregadas na GD podem operar de modo a realizar o *peak-shaving* e diminuir a demanda em horários de ponta.

2.2.1 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, a geração distribuída tem apresentado um crescimento exponencial (EPE, 2022) desde sua regulamentação, devido à políticas de incentivo e à popularização do preço de módulos fotovoltaicos. Além disso, o Brasil possui um grande potencial para geração distribuída,

especialmente devido ao seu alto potencial solar e eólico. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a incidência diária varia entre 4.444 Wh/m² e 5.483 Wh/m², o que representa valores muito superiores ao de países europeus líderes na geração de energia fotovoltaica (America do Sol, 2022). Esse crescimento na GD pode ser visto nos gráficos gerados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e apresentados na Figura 2.1.

Figura 2.1. Crescimento de geração distribuída no Brasil.



Fonte: (EPE, 2022).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), existem mais de 2 milhões de unidades consumidoras com usinas instaladas no Brasil, totalizando cerca de 23 GW de potência instalada (ANEEL, 2020a). Grande parte desse sistema é composto pela geração solar, sendo responsável por, aproximadamente, 98,9% da capacidade total (Exame, 2023).

2.2.2 Resolução Normativa da ANEEL n° 482/2012

Grande parte do avanço nesse campo se deu com a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa (REN) n° 482/2012 (ANEEL, 2012a), a qual passou por algumas revisões ao longo dos anos (ANEEL, 2012b; ANEEL, 2015; ANEEL, 2017). Essa REN foi de extrema importância por definir um marco regulatório, estabelecendo os procedimentos e requisitos de acesso da GD à rede. A resolução define duas categorias de geração: microgeração e minigeração. Os limites que caracterizavam cada uma delas variou conforme as revisões, mas em sua última revisão definiu microgeração como sistemas de fontes renováveis com potência instalada de até 75 kW e minigeração como sistema de fontes renováveis com potência instalada entre 75 kW e 5 MW.

Um dos principais pontos da REN é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2012a). A compensação permite que o excedente de energia gerado pelas unidades consumidoras seja injetado na rede elétrica para ser utilizado como créditos, podendo ser usado em outros momentos. Esses créditos gerados podem, inclusive, ser utilizados em unidades consumidoras diferentes, desde que pertençam ao mesmo titular e sejam atendidas pela mesma distribuidora.

2.2.3 Lei nº 14.300/2022 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração

A Lei nº 14.300/2022 foi sancionada pelo Presidente da República em 6 de janeiro de 2022 com o objetivo de instituir o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (BRASIL, 2022). Além disso, ela altera as Leis nº 10.848/2004 e 9.427/1996, as quais também dizem respeito ao setor elétrico brasileiro (BRASIL, 2022). Essa lei se torna muito importante por proporcionar maior segurança jurídica para os consumidores que desejam investir em geração própria, uma vez que é menos mutável do que uma resolução normativa, a qual é um instrumento inferior hierarquicamente (Portal Solar, 2022).

Uma das alterações básicas da Lei nº 14.300/2022 está na definição de micro e minigeração distribuída e nos limites anteriormente estabelecidos para cada uma. De acordo com a lei, elas são definidas como fontes geradoras de energia elétrica por meio de fontes renováveis em unidades consumidoras com conexão à rede de distribuição (BRASIL, 2022). Além disso, ela determina que a microgeração está limitada a 75 kW e a minigeração está limitada a 5 MW para fontes despacháveis e 3 MW para fontes não despacháveis, como é o caso da energia fotovoltaica (BRASIL, 2022).

Conforme supracitado, o SCEE, já idealizado na REN 482/2012, passa a ser instituído, oficializando a permissão de compensar o excedente de energia elétrica gerado por uma UC na mesma unidade ou em outras de mesma titularidade ou pertencentes a um consórcio ou cooperativa de consumidores, com a condição de que elas estejam na área de concessão da mesma distribuidora (BRASIL, 2022). Além disso, a lei determina as condições para a adesão ao SCEE, os critérios para o cálculo dos créditos e sua validade em 60 meses (BRASIL, 2022).

Um tópico que gerou grande debate e preocupação no setor elétrico foi a mudança no sistema de compensação, a qual deixa de seguir uma paridade tarifária (Portal Solar, 2022; Solar Inove, 2022). Essa alteração visa cobrir gastos com a infraestrutura da rede elétrica que é usada na GD, a qual em geral diz respeito ao uso de ativos da rede de distribuição, depreciação, operação e manutenção de equipamentos e serviços (BECKER, 2022; OLIVEIRA, 2022; Portal Solar, 2022). Assim, a partir do ano de 2023, essa componente tarifária é cobrada de forma gradual até atingir o teto em 2029 (BRASIL, 2022; BECKER, 2022; Portal Solar, 2022).

Entretanto, conforme previsto no artigo 26, as alterações previstas na Lei 14.300/2022 não se aplicam a unidades consumidoras com micro ou minigeração existentes antes da lei ou que protocolaram a solicitação de acesso até o dia 06 de janeiro de 2023 (BRASIL, 2022).

Por fim, um dos destaques da lei é a instituição do PERS, um programa cujo objetivo é financiar a instalação de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis para consumidores de baixa renda (BRASIL, 2022; BECKER, 2022). Os recursos financeiros para o investimento no programa deverá ter origem no Programa de Eficiência Energética (BRASIL, 2022; BECKER, 2022).

2.2.4 Resolução Normativa da ANEEL n° 1.059/2023

A Resolução Normativa n° 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, é a resolução responsável por revogar integralmente a REN 482/2012 após a promulgação da Lei n° 14.300/2022 (ANEEL, 2023). A partir de sua publicação, a REN 1.059/2023 passa a adequar as normativas ao Marco Legal da Microgeração e Minigeração de tal forma a, também, corrigir dúvidas e interpretações incorretas que a lei pode ter gerado. Dessa forma, a REN 1.059/2023, até o momento, e a REN 1.000/2021 estabelecem as regras e diretrizes básicas para o acesso à rede elétrica de cargas e geração distribuída (ANEEL, 2021c; ANEEL, 2023).

2.3 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

O conceito de recurso energético distribuído (RED) é muito semelhante ao de geração distribuída, com a diferença de que inclui a implementação de sistemas de armazenamento de

energia. O exemplo mais comum e mais utilizado é o sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS - *Battery Energy Storage System*). Ou seja, pode-se definir RED como o processo de geração e/ou armazenamento de energia elétrica em uma unidade consumidora conectada à rede da distribuidora (GIMENES *et al.*, 2022). Entretanto, essa definição tem se ampliado e pode-se considerar que REDs dizem respeito a: geração distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos, gerenciamento pelo lado da demanda e eficiência energética (EPE, 2018). Alguns exemplos desses componentes serão abordados a seguir, como: geração fotovoltaica, geração a biogás e baterias de lítio.

2.3.1 Geração Fotovoltaica

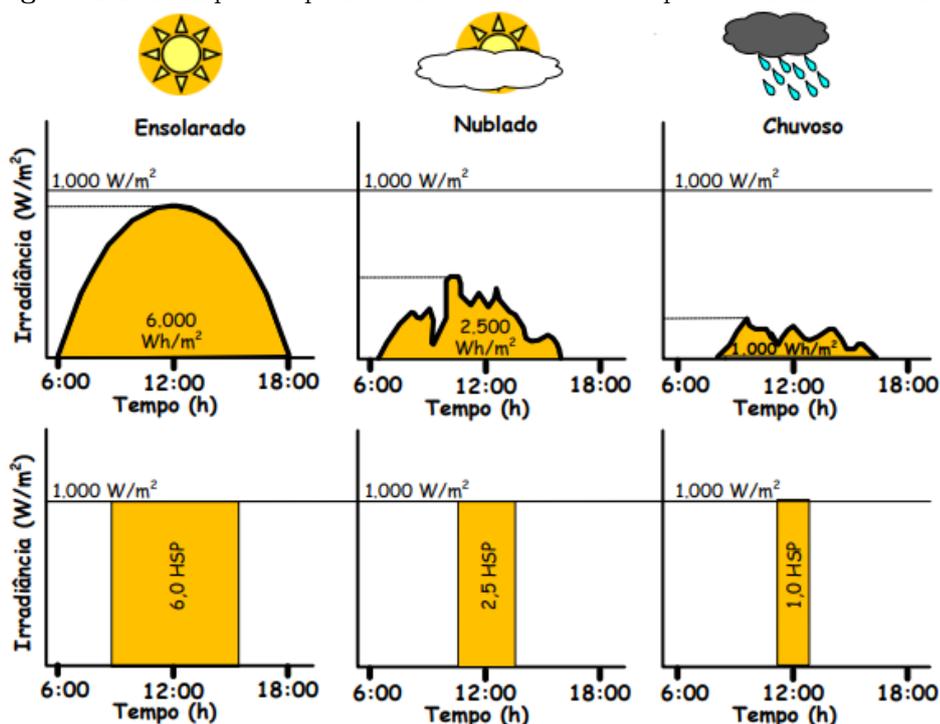
A geração elétrica fotovoltaica ocorre por um dispositivo chamado célula fotovoltaica, a qual é formada por materiais semicondutores (U.S. Energy Information Administration, 2021). Quando a luz solar é absorvida pela célula fotovoltaica, a energia dos fótons excita e libera os elétrons, gerando uma diferença de potencial nos terminais da célula (ECYCLE, 2021; U.S. Energy Information Administration, 2021). O desempenho das células fotovoltaicas e suas características elétricas são influenciadas por dois parâmetros externos: a irradiância incidente e sua temperatura de operação (PINHO; GALDINO, 2014). Assim como a irradiância incidente é capaz de aumentar a corrente elétrica gerada pela célula, o aumento da temperatura de operação da célula reduz significativamente a tensão da célula (PINHO; GALDINO, 2014).

O número de Horas de Sol Pleno (HSP) é um parâmetro muito útil na estimativa de geração de energia elétrica, por representar a quantidade de horas em que o módulo estaria submetido a irradiância solar padrão igual a $1000W/m^2$ (PINHO; GALDINO, 2014). Dessa forma, a energia total gerada em um dia é equivalente à energia que seria gerada por um módulo em condições padrões pelo número de horas de sol pleno. Tendo em vista a linearidade entre a potência de saída do módulo fotovoltaico e a irradiância solar, pode-se afirmar que o número de HSP é dado pela divisão entre a energia acumulada de um dia por metro quadrado e a irradiância padrão.

A Figura 2.2 demonstra como o número de HSP varia de acordo com o perfil de irradiância solar e sua relação com a energia total gerada no dia. Conforme exposto, pode-se ver que para o dimensionamento adequado do sistema, deve-se considerar a média diária, em um ano.

Existem diversas bases de dados solarimétricos que podem ser usadas para obter a irradiância de determinada localização ou de algum lugar próximo, como o programa *SunData*, Atlas Solarimétrico do Brasil, Atlas Brasileiro de Energia Solar, INMET, dentre outros (CRESESB, 2014). Vale destacar que apesar das aproximações serem ótimas para dimensionamento, a medição no local de implementação do projeto sempre será mais fiel do que medições mais gerais.

Figura 2.2. Exemplos de perfis de irradiância solar e respectivos números de HSP.

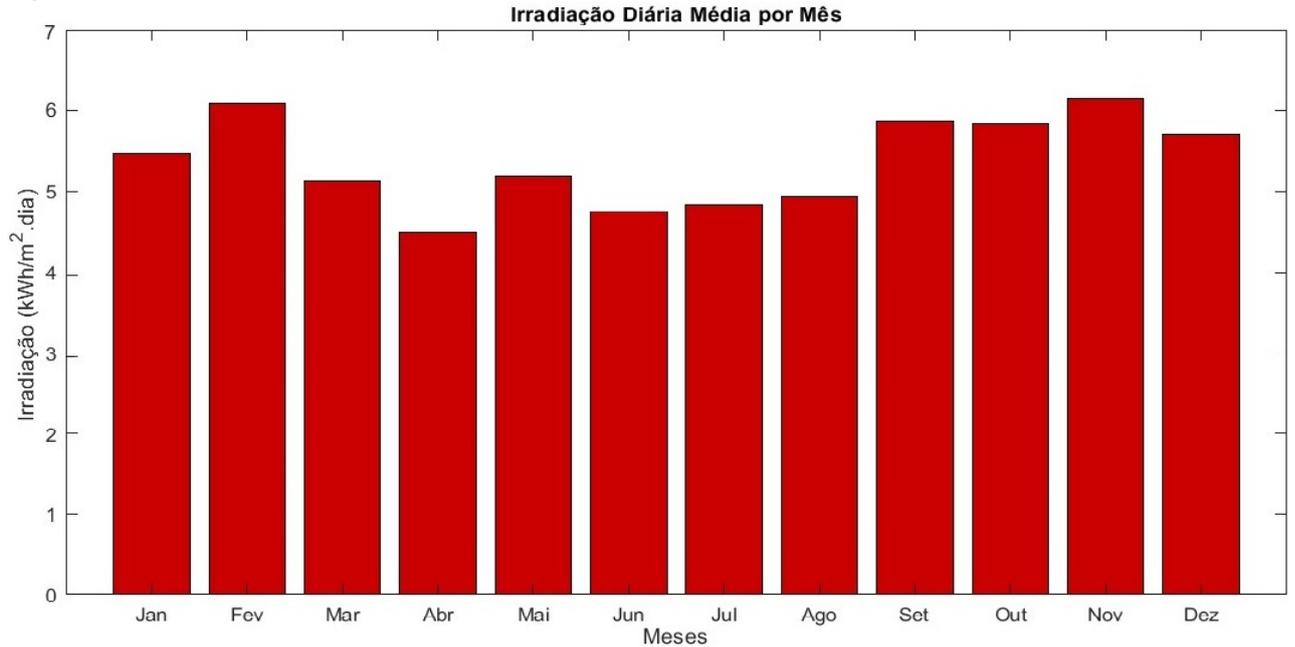


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Os dados solarimétricos do ano de 2023 foram obtidos em (INMET, 2024) para a estação meteorológica de Brasília e a curva diária média anual foi calculada. A partir da curva diária média anual, também é possível obter o número de horas de sol pleno, conforme supracitado, e o resultado obtido foi de 5,36 horas em média. A curva diária média mensal também foi calculada a fim de obter a irradiação diária média mensal para o ano de 2023, a qual pode ser vista na Figura 2.3.

A partir dos dados de irradiância é possível calcular a geração do sistema fotovoltaico considerando o número de módulos e a potência de cada um, dado a linearidade entre a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica e a irradiância solar incidente (PINHO; GALDINO, 2014). Essa relação é apresentada na equação 2.1, em que as variáveis G , n , P_{fv} e PR re-

Figura 2.3. Irradiação diária média por mês calculada a partir dos dados de irradiância da estação meteorológica de Brasília.



Fonte: Autoria própria

presentam, respectivamente, a irradiância, o número de módulos, a potência de cada módulo (em Wp) e a taxa de desempenho do sistema. A taxa de desempenho é um parâmetro que considera a potência real gerada pelo sistema, considerando as perdas envolvidas e condições de operação diferentes da especificada (PINHO; GALDINO, 2014), podendo-se adotar o valor de 83% (Fraunhofer ISE, 2023).

$$P_{ger} = G \cdot n \cdot P_{fv} \cdot PR \quad (2.1)$$

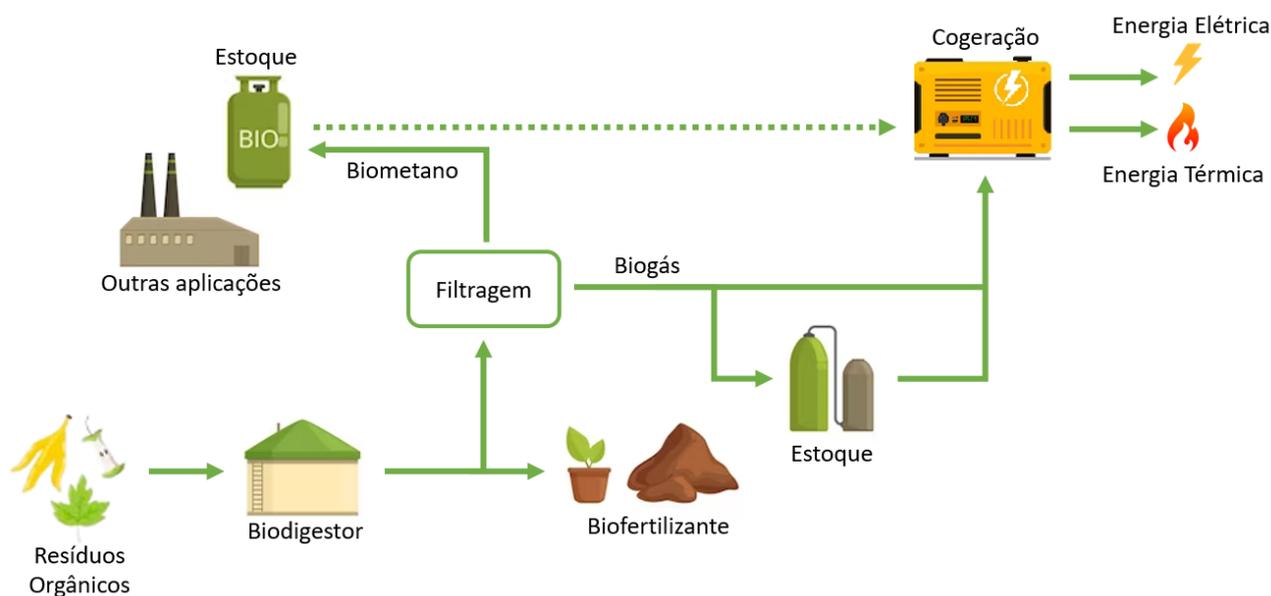
2.3.2 Geração a Biogás

O biogás é uma fonte de energia renovável formada pela decomposição anaeróbica de matéria orgânica por diferentes grupos de microrganismos (KARLSSON *et al.*, 2014). Em geral, o biogás é formado por 60% de metano (CH_4), 35% de dióxido de carbono (CO_2) e 5% de demais gases, como nitrogênio, hidrogênio e amônia (GARCILASSO *et al.*, 2011). Entretanto, essa composição vai variar de acordo com a matéria orgânica em decomposição e de acordo com parâmetros como pH da composição, temperatura do sistema e tempo de retenção (KARLSSON *et al.*, 2014). Alguns exemplos de biomassa utilizados na produção de biogás são: frutas e

vegetais, restos de alimentos, resíduos domiciliares, resíduos industriais, resíduos de podas, esterco de animais e esgoto sanitário.

Em geral, costuma-se reduzir o aproveitamento do biogás à geração de energia elétrica e térmica (cogeração) pela queima do metano. Entretanto, existem outras aplicações em que o biogás também pode ser utilizado, como na forma de combustível para cocção, matéria prima da indústria química e para produção de fertilizante orgânico pelo resíduo da geração de biogás (WANG *et al.*, 2023). A Figura 2.4 apresenta o processo de geração do biogás e outros produtos gerados no processo. Ademais, a decomposição da biomassa em um biodigestor permite o aproveitamento do metano gerado de modo a proporcionar benefícios ambientais. Isso se deve ao fato do metano ser em torno de 20 vezes mais agressivo em termos de aquecimento global do que o dióxido de carbono (GARCILASSO *et al.*, 2011; KARLSSON *et al.*, 2014). Dessa maneira, a queima do metano traz mais benefícios ao meio ambiente do que o processo natural de decomposição da matéria orgânica em aterros sanitários, gerando, portanto, créditos de carbono (SANTOS *et al.*, 2016), em fase de regulamentação no Brasil.

Figura 2.4. Processo de geração do biogás e demais produtos gerados.



Fonte: Autoria própria

Tendo em vista que o processo de biodigestão é demorado, é comum preparar o substrato para que o biogás seja extraído com maior rendimento e em menor tempo. Um dos cuidados conhecidos como pré-tratamento é triturar os alimentos para que ele tenha maior área de contato

com os microrganismos e a biodigestão ocorra em menor tempo e gerando mais gás (D'AQUINO, 2018). Ademais, também existem outros pré-tratamentos, como químicos e termoquímicos. Outro cuidado que deve ser pontuado é a manutenção da umidade do substrato, a fim de evitar entupimentos e facilitar a circulação do material pelo biodigestor (ARAÚJO *et al.*, 2017). Castro & Mateus (2016) sugerem que o substrato tenha umidade de 70%, de modo que a massa final de água corresponda a esse valor. Para essa adequação, considera-se que a umidade da matéria orgânica de resíduos alimentares seja em torno de 42,08% (CASTRO; MATEUS, 2016) e de resíduos de poda em torno de 60% (D'AQUINO, 2018).

O processo de geração do biogás pode ser dividido em 4 etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese (ARAÚJO *et al.*, 2017). A hidrólise é a etapa inicial do processo de biodigestão, em que componentes como carboidratos, proteínas e gorduras são transformados em compostos mais simples como aminoácidos, ácidos graxos e açúcares (ARAÚJO *et al.*, 2017). Em seguida, na acidogênese, ocorrem as transformações desses compostos em alguns ácidos e álcoois de cadeia curta (D'AQUINO, 2018). A terceira etapa é conhecida como acetogênese e tem como resultado o ácido etanóico, hidrogênio e gás carbônico (ARAÚJO *et al.*, 2017). Nessa etapa, deve-se manter o equilíbrio da quantidade de hidrogênio para que ele seja totalmente consumido pelas bactérias na etapa seguinte. Por fim, a metanogênese é a etapa em que o biogás é gerado, formado, principalmente, por metano e dióxido de carbono.

Antes da utilização do biogás, ele passa por um tratamento que busca reduzir sua umidade e filtrar o gás sulfídrico presente em sua composição. Esse tipo de tratamento tem como finalidade evitar a corrosão de equipamentos e geradores de energia (CHP Brasil, 2018). O biogás também pode passar por um processo de purificação a fim de extrair apenas o metano, chamado de biometano, o qual aumenta o poder calorífico do gás (CHP Brasil, 2018).

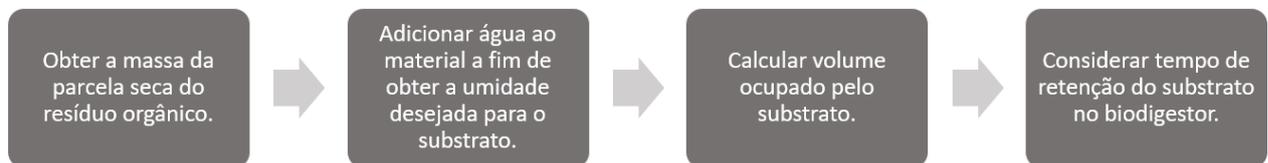
2.3.2.1 Dimensionamento do Biodigestor

Existem duas classificações possíveis para os biodigestores de acordo com a frequência de inserção de substratos: descontínuo e contínuo (BARROS; EMBRAPA, 2021). Os biodigestores descontínuos são aqueles em que a inserção de material só se dá uma vez e não há mudança de substrato até que ele pare de produzir o biogás. Em contrapartida, os biodigestores contínuos

permitem o abastecimento de matéria orgânica a qualquer momento, se tornando uma boa opção para casos em que a disponibilidade de matéria orgânica é diária, por exemplo. De acordo com (BARROS; EMBRAPA, 2021), os dois modelos mais utilizados para biodigestores contínuos são o modelo chinês e o modelo indiano (ARAÚJO *et al.*, 2017).

O volume ideal para o biodigestor pode ser calculado segundo os procedimentos mostrados na Figura 2.5. Assim como realizado em (D'AQUINO, 2018), o dimensionamento do biodigestor levará em consideração apenas a vazão máxima de matéria orgânica. Para a primeira etapa, deve-se calcular a parcela da massa seca do resíduo orgânico (M_{seca}), conforme a equação 2.2:

Figura 2.5. Processo de dimensionamento do biodigestor.



Fonte: Autoria própria

$$M_{seca} = M_{residuo} \cdot (1 - TU_{residuo}) , \quad (2.2)$$

em que $M_{residuo}$ e $TU_{residuo}$ representam, respectivamente, a massa do resíduo orgânico e o teor de umidade do resíduo considerado, sendo 42,08% para restos de alimentos e 60% para restos de poda.

Em seguida, deve-se adicionar água ao substrato de modo que ele atinja um teor de umidade (TU_{sub}) igual a 70%. Dessa forma, a massa final do substrato (M_{sub}) é calculada de acordo com a equação 2.3:

$$M_{sub} = M_{seca} / (1 - TU_{sub}) . \quad (2.3)$$

Para calcular o volume do substrato diário (V_{sub}), basta dividir a massa do substrato encontrada pela densidade da mistura (ρ_{sub}), a qual pode-se aproximar à densidade da água. Essa relação é mostrada na equação 2.4:

$$V_{sub} = M_{sub} / \rho_{sub} . \quad (2.4)$$

Por fim, o volume total esperado para o biodigestor deve levar em conta o tempo de retenção (RT) do substrato no biodigestor. Esse fator é importante para biodigestores contínuos, pois o volume total de substrato atinge e mantém seu volume máximo a partir desse período. Para os descontínuos, o processo de dimensionamento do biodigestor se encerra na etapa anterior. O tempo de retenção ideal vai variar conforme as características do substrato, mas deve ser ponderado de forma a evitar desperdício na geração do biogás (baixos valores de RT) e superdimensionamento do biodigestor (altos valores de RT). De acordo com Khattak *et al.* (2016), os resultados de geração de biogás a partir de resíduos alimentares são favoráveis para um tempo de retenção de 30 dias, não alterando a geração de forma significativa a partir desse período. Assim, o volume final do biodigestor ($V_{biodigestor}$) pode ser obtido conforme a equação 2.5:

$$V_{biodigestor} = V_{sub} \cdot RT . \quad (2.5)$$

2.3.2.2 Potencial Teórico de Geração

O processo de geração elétrica do sistema a biogás é dado por um sistema de geração alimentado por motores a combustão ou motores e turbinas a gás (MACHADO, 2023). Dessa forma, a energia química do biogás é convertida em energia mecânica, a qual será transformada em energia elétrica pelo gerador (ECYCLE, 2022). Para o processo de transformação da energia química em mecânica, o motor a combustão é o mais utilizado, principalmente motores a ciclo de Otto (MACHADO, 2023). Outra possibilidade de geração elétrica com biogás é por meio de células a combustível (PINTO, 2021).

Considerando motores a combustão, a geração de energia elétrica a partir do biogás se dá, mais especificamente, pela queima do metano. Assim sendo, a relação de energia gerada em um dia é dada pela equação 2.6, em que V_{biogas} representa o volume de biogás gerado diariamente, μ representa a concentração de metano no biogás, PE representa o potencial energético do metano e η representa a eficiência do gerador. Por fim, os valores de parte dos parâmetros supracitados estão dispostos na Tabela 2.1.

$$E [kWh] = V_{biogas} [m^3] \cdot \mu \cdot PE [kWh/m^3] \cdot \eta \quad (2.6)$$

Tabela 2.1. Parâmetros utilizados no cálculo de geração de energia elétrica.

Parâmetros do Sistema de Geração a Biogás	Valor
Concentração de Metano em Restos de Alimentos	54%
Concentração de Metano em Restos de Poda	56%
Potencial Energético do Metano (kWh/m³)	9,97
Eficiência Elétrica do Gerador	35%

Fonte: (D'AQUINO, 2018)

De acordo com (D'AQUINO, 2018), tem-se que 1 tonelada de restos de alimentos é capaz de gerar, aproximadamente, 113,7 m³ de biogás e 1 m³ de restos de poda é capaz de gerar, aproximadamente, 12,1097 m³ de biogás. Dessa forma, o volume diário de biogás a ser gerado pode ser definido pela equação 2.7, em função da massa de restos de alimentos ($M_{alimentos}$) e do volume de restos de poda (V_{poda}):

$$V_{biogas} = 0,1137 \cdot M_{alimentos} + 12,1097 \cdot V_{poda} \quad (2.7)$$

2.3.3 Bateria de Lítio

As baterias de íons de lítio, também conhecidas como Li-íon, têm se destacado, principalmente, pela sua densidade de energia elevada, o que implica em um maior armazenamento de energia em menor espaço e com menor peso (Toyota Caetano Portugal, 2021). Ademais, existem diversas vantagens nesse tipo de bateria em relação a tecnologias mais antigas como as baterias de chumbo ácido. As principais vantagens são: maior vida útil, recarga mais rápida, não necessita manutenção, tolerante a variações de temperatura no ambiente e menor risco ambiental, uma vez que o lítio é menos tóxico que o chumbo (Toyota Caetano Portugal, 2021; Automni, 2021; Neosolar, 2022). Entretanto, o alto custo desse tipo de bateria pode ser um limitante, além de que o retorno financeiro da reciclagem de baterias de lítio não é significativo (Neosolar, 2022; Automni, 2021).

Um dos parâmetros mais importantes na avaliação do nível de carga da bateria é o estado de carga (SOC - *State of Charge*). Essa variável é representada em percentual e pode ser definida como a relação entre a carga disponível em determinado momento e a carga total quando carregada (STA - Sistemas e Tecnologia Aplicada, 2022). Existem diferentes formas de estimar o SOC da bateria e o método mais popular e simples para baterias de Li-íon é o

método Contagem de Coulomb (STA - Sistemas e Tecnologia Aplicada, 2022). Esse método consiste no balanço de carga, de modo que a partir de um estado de carga conhecido pode-se estimar o próximo de acordo com a carga absorvida ou fornecida pela bateria (PIRANI, 2017). Dessa forma, o SOC pode ser calculado pela equação 2.8:

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{E_{bat}} \cdot \int_0^t P_{bat}(t) dt , \quad (2.8)$$

em que, as variáveis E_{bat} e P_{bat} representam a capacidade de energia armazenada na bateria, ou no banco de baterias, em kWh, e a potência fornecida, em kW, respectivamente.

O número de ciclos realizado pela bateria diz respeito a quantidade de vezes em que a bateria é completamente carregada e descarregada (TELMO, 2023). Ou seja, o ciclo é definido pelo consumo total de energia equivalente à capacidade de energia armazenada na bateria e o fornecimento dessa mesma quantidade. Pode-se, então, calcular o número de cargas (n_{carga}) e descargas ($n_{descarga}$) completas realizadas pela bateria da seguinte forma:

$$n_{carga} = E_{carga} / E_{bat} \quad (2.9)$$

$$n_{descarga} = E_{descarga} / E_{bat} , \quad (2.10)$$

em que, as variáveis E_{carga} e $E_{descarga}$ representam a energia total consumida e fornecida pela bateria, ou pelo banco de baterias, desde sua primeira utilização, respectivamente. O número de ciclos, é, portanto, definido como o menor valor entre o número de cargas e descargas.

Outros dois conceitos relevantes na vida útil da bateria são o estado de saúde da bateria (SOH - *State of Health*) e o fim da vida útil (EOL - *End of Life*). Em geral, o SOH da bateria é calculado a partir de medições da sua capacidade real em relação a sua capacidade nominal (BioLogic, 2023). Entretanto, a saúde da bateria pode ser aproximada a partir do número de ciclos realizados pela bateria, uma vez que considera-se linear a relação entre a degradação da bateria e o número de ciclos (ESMAP, 2020). Já o EOL é um limite definido para o SOH, para o qual a bateria já não é capaz de satisfazer bem as exigências de projeto (IDTechEx, 2023). O valor adotado para esse parâmetro é de 70 a 80% da capacidade nominal da bateria (IDTechEx, 2023). O SOH da bateria pode ser aproximado da seguinte forma:

$$SOH = 100\% - \frac{(100\% - EOL) \cdot n_{ciclos}}{VU}, \quad (2.11)$$

em que, as variáveis n_{ciclos} e VU representam o número de ciclos realizados pela bateria e a vida útil da bateria em ciclos, respectivamente.

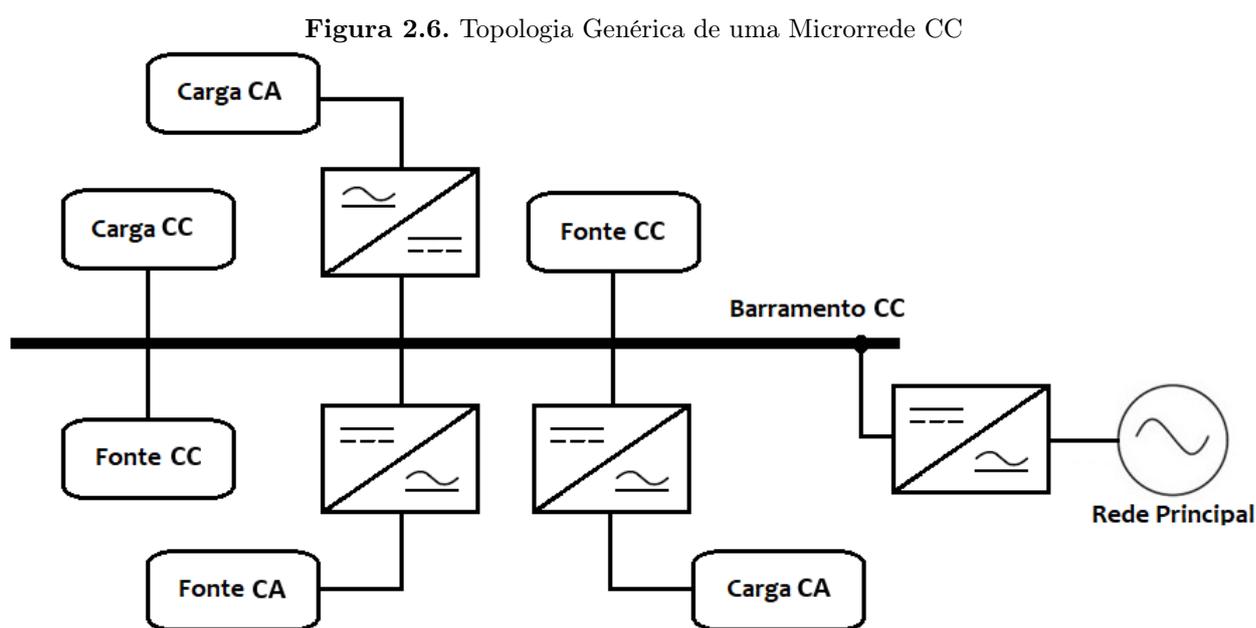
2.4 MICRORREDES

Uma microrrede é caracterizada pela integração, em determinada área, de unidades geradoras, sistemas de armazenamento de energia e cargas e pela capacidade de operar conectado a uma rede de distribuição ou de forma isolada, provendo sempre boas condições de funcionamento (BRASIL, 2022; CARVALHO *et al.*, 2019; UNICAMP - Campus Sustentável, 2022; SCHIFFER *et al.*, 2015; IEEE, 2018). Dessa forma, é possível perceber que os recursos energéticos distribuídos, os quais englobam GDs e BESSs, antecedeu e viabilizou configurações como a da microrrede (AHMED *et al.*, 2020; GREEN; PRODANOVIĆ, 2007). O grande diferencial e atrativo das MRs está na capacidade de operar em modo ilhado (ou isolado), uma vez que as fontes locais podem atender o sistema em caso de falha do sistema principal e o sistema de armazenamento de energia é capaz de prolongar esse estado e fornecer energia caso a geração não seja suficiente (ALCÂNTARA, 2011). Essa capacidade ajuda a tornar a rede mais autônoma e confiável, uma vez que é possível fornecer energia contínua para as cargas conectadas, reduzindo, assim, o risco de interrupções (SOARES; OLIVEIRA, 2022).

Apesar de inúmeras vantagens dessa configuração, as microrredes também possuem algumas desvantagens que devem ser consideradas. Uma delas é o elevado custo de implementação, posto que os preços de fontes geradoras e de sistemas de armazenamento de energia são relativamente altos (MELO, 2016). Outra desvantagem é a gestão complexa, a qual envolve a coordenação e controle de diversas fontes de energia para que a qualidade da energia não seja prejudicada, além dos desafios técnicos envolvidos na transição de um modo de operação conectado para ilhado ou vice-versa (MELO, 2016). Finalmente, por se tratar de um assunto novo, ainda não há uma normatização e regulamentação a respeito do tema, apesar do esforço da ANEEL em financiar pesquisas e estudos nesse sentido (MELO, 2016; MARTINS *et al.*, 2020).

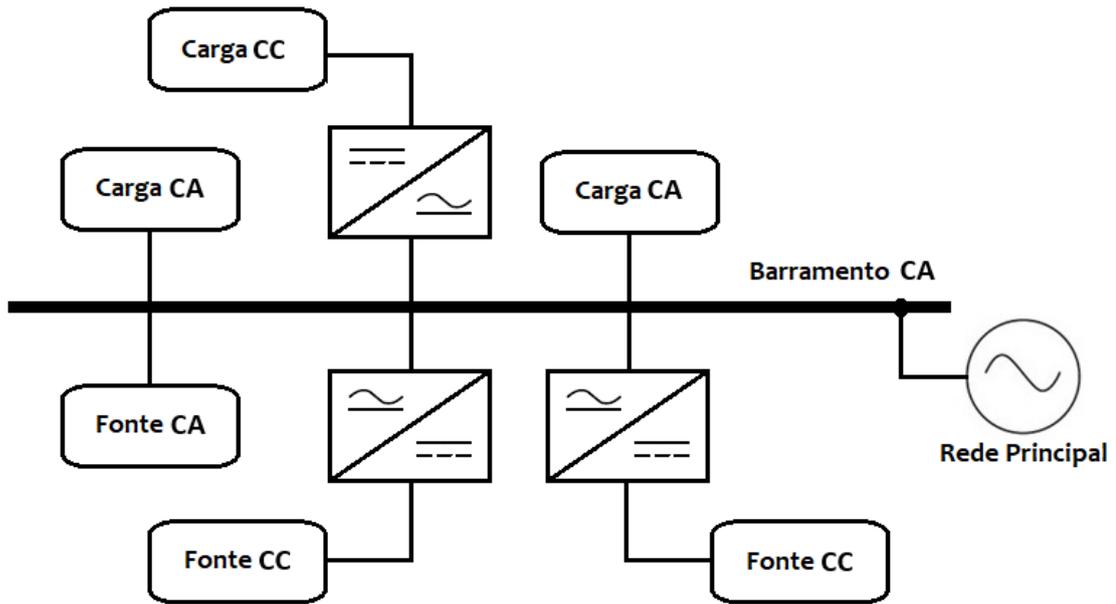
2.4.1 Topologias de Microrredes

Vale destacar que dentro dos três grandes blocos já citados (geração, carga e armazenamento de energia) existem controladores e conversores para que todos possam se conectar em um ponto de acoplamento comum (PAC) (TAHIM *et al.*, 2015). Esse tipo de conexão pode ser feito em diferentes níveis de tensão, bem como em corrente contínua (CC) e/ou alternada (CA), de tal forma que as MRs podem ser classificadas em microrredes CA, CC ou híbridas (ESPINA *et al.*, 2020; AHMED *et al.*, 2020) e suas topologias podem ser vistas nas Figuras 2.6 a 2.8. Uma vez que a maioria das fontes operam em tensão CC e diversas cargas são de natureza CC, as microrredes CC começaram a emergir como uma possibilidade de reduzir perdas, aumentando a eficiência do sistema (AHMED *et al.*, 2020; ESPINA *et al.*, 2020). Entretanto, uma vez que o sistema elétrico consolidado opera em corrente alternada e as cargas já são adaptadas para esse padrão, microrredes CA se tornam mais práticas pela simplicidade em realizar conexões diretas (AHMED *et al.*, 2020; ESPINA *et al.*, 2020). Por fim, as redes híbridas se apresentam como uma fusão entre os dois tipos, com um barramento CC e um barramento CA conectados por um conversor bidirecional, sendo possível conectar cargas e unidades geradoras em ambos os barramentos (AHMED *et al.*, 2020).



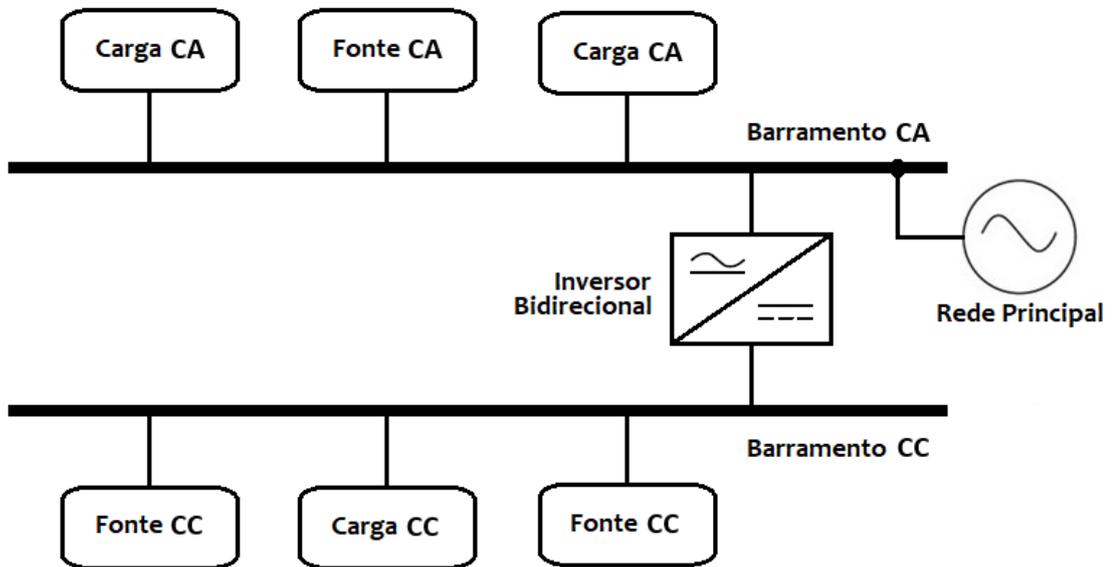
Fonte: Autoria própria.

Figura 2.7. Topologia Genérica de uma Microrrede CA



Fonte: Autoria própria.

Figura 2.8. Topologia Genérica de uma Microrrede Híbrida



Fonte: Autoria própria.

2.4.2 Microrredes no Exterior

Por diversas vezes as microrredes são rotuladas como tecnologias novas, mas já existem diversos exemplos de projetos de sucesso implementados. Alguns desses projetos serão detalhados a seguir.

2.4.2.1 Universidade da Califórnia em São Diego - UCSD

A microrrede da Universidade da Califórnia em São Diego é uma das maiores e mais tecnológicas microrredes do mundo. Sua planta conta com o fornecimento de energia elétrica, além de aquecimento e refrigeração para o campus (MELO, 2016). Ademais, o campus conta com uma área de 4,85 km² e atende uma comunidade de 45 mil pessoas (FRANCKLYN, 2018).

A UCSD é capaz de gerar, aproximadamente, 85% da sua energia gastando cerca de metade do valor que gastaria consumindo da rede (FRANCKLYN, 2018). Devido à natureza das cargas, o pico de demanda é de 47 MW e acredita-se que esse valor irá crescer para 80 MW no futuro (FRANCKLYN, 2018). Para atender as cargas, a MR opera com central de cogeração a gás natural, célula a combustível (FC - *Fuel Cell*), recursos solares, recarga de veículos elétricos e armazenamento avançado de energia (MELO, 2016; FRANCKLYN, 2018).

Embora inicialmente possa-se pensar que a MR rivaliza com as distribuidoras de energia, a microrrede da Universidade da Califórnia demonstra que as duas podem conviver em harmonia e de forma muito positiva. O primeiro motivo que atesta isso é o fato da UCSD conseguir controlar a carga e ajudar a concessionária a atender aos picos de demanda, reduzindo o consumo de energia do campus (FRANCKLYN, 2018). Outro motivo é de que a universidade é capaz de gerar tanta energia a partir do sistema fotovoltaico em seu horário de ponta, que o preço da energia elétrica acaba caindo significativamente (FRANCKLYN, 2018). Por fim, a UCSD já se demonstrou capaz de auxiliar a rede de distribuição injetando energia durante a interrupção de uma linha de transmissão causada por um incêndio (FRANCKLYN, 2018).

2.4.2.2 Blue Lake Rancheria

O Blue Lake Rancheria é uma região rural localizada ao norte do estado da Califórnia, nos Estados Unidos da América, e que devido a sua localização está sujeita a tremores de terra, tempestades e incêndios florestais (Schatz Energy, 2019). Todos esses obstáculos ambientais, somados a frequentes quedas de energia, acabaram gerando uma necessidade de um investimento em um sistema elétrico mais resiliente.

A microrrede BLR é formada por sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de energia por bateria e gerador a diesel reserva para casos de contingência (Schatz Energy, 2019). Sua

operação é conectada à rede, a qual durante interrupções é capaz de operar em modo ilhado gerenciando as cargas. O gerenciamento de cargas possui cinco níveis de prioridade, os quais podem ser desligados de acordo com o prolongamento da interrupção e da situação de geração e de armazenamento de energia (Schatz Energy, 2019).

2.4.2.3 Microrrede Sendai

Outro projeto de grande destaque é o da microrrede Sendai, o qual ganhou ainda mais notoriedade devido a seu excelente desempenho durante os eventos de tsunami e terremoto em 2011, os quais causaram a interrupção do fornecimento de energia (International Microgrid Symposiums, 2015b). Depois de algumas horas de *blackout*, foi possível ligar os geradores movidos a gás natural e abastecer o hospital universitário da Universidade *Tohoku Fukushi* por dois dias de interrupção (International Microgrid Symposiums, 2015b; MELO, 2016).

O projeto foi realizado entre os anos de 2005 e 2008 contando com algumas atualizações ao longo dos últimos anos (International Microgrid Symposiums, 2015b). Atualmente o sistema é formado por grupos de geradores a gás natural, sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento por bateria (International Microgrid Symposiums, 2015b; MELO, 2016). Por fim, a microrrede conta, também, com barramento CC, além do barramento CA, para evitar que a propagação de perturbações afete determinados equipamentos (International Microgrid Symposiums, 2015b).

2.4.2.4 Ilha Kythnos

A ilha Kythnos pertence à Grécia e tem um histórico antigo na adesão a fontes alternativas de energia (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). A ilha abrigou a primeira fazenda eólica da Europa em 1982 e, no ano seguinte, um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia por meio de um sistema de baterias (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Assim, em 2001, a microrrede Kythnos foi instalada seguindo as especificações de conexão da rede elétrica de distribuição (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). A MR passou por uma atualização em 2006, se tornando um campo de teste na implementação de estratégias avançadas de controle (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

O sistema da microrrede é formado por sistemas fotovoltaicos esparsos, banco de baterias e um gerador a diesel que opera como uma fonte geradora reserva (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020; International Microgrid Symposiums, 2015a). A microrrede abastece apenas um pequeno vilarejo com casas de veraneio, as quais não possuem cargas muito significativas nem complexas (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Devido ao longo tempo de operação, muitos REDs estão próximos de atingir a vida útil e precisarão ser substituídos, o que se apresenta como uma possibilidade de expansão da capacidade instalada (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

2.4.3 Microrredes no Brasil

Apesar do grande adiantamento de projetos e implementações em outras partes do mundo, no Brasil esse avanço no campo de microrredes conectada à rede elétrica é mais modesto. Parte da dificuldade na implementação das MRs é a falta de uma regulamentação que possa dar uma direcionamento e até mesmo garantir a possibilidade de funcionamento em paralelo à rede principal. Entretanto, alguns avanços vem sendo conquistados nesse campo, como o financiamento de pesquisas e estudos a respeito de tópicos importantes a serem considerados em uma regulação (MARTINS *et al.*, 2020). Além disso, a ANEEL autorizou projetos pilotos, como é o caso da chamada pública da COPEL (COPEL, 2020; ROSA *et al.*, 2022), a qual é analisada como um estudo de caso para que possíveis dificuldades técnicas sejam sanadas e estejam previstas em uma futura resolução normativa. A seguir, alguns desses projetos de microrrede serão abordados em mais detalhes.

2.4.3.1 Ilha dos Lençóis - Maranhão

A microrrede na Ilha dos Lençóis foi inaugurada em 2008, financiada pela programa "Luz Para Todos", cujo objetivo é a universalização do acesso à energia elétrica. A região pertence a uma área de proteção ambiental do estado do Maranhão e possui cerca de 500 habitantes (COSME, 2021). Possui um elevado potencial de geração solar, devido à sua localização próxima à linha do Equador, e um bom potencial eólico, o que é muito vantajoso para a geração distribuída (COSME, 2021).

Em razão da dificuldade em atender os moradores com a rede elétrica, optou-se por criar uma

microrrede isolada com o objetivo de fornecer energia elétrica de forma ininterrupta (RAQUEL, 2018). O sistema é composto por geração fotovoltaica, turbinas eólicas, banco de baterias e um gerador a diesel, o qual opera apenas como uma fonte reserva (BOSIO *et al.*, 2016). Geradores reservas são de extrema importância em microrredes isoladas, por mais que não sejam fontes limpas, para garantir o fornecimento durante períodos de manutenção da geração distribuída (BOSIO *et al.*, 2016).

2.4.3.2 Projeto Ilumina Pantanal

Assim como no caso anterior, o projeto Ilumina Pantanal visa levar o acesso à energia elétrica para regiões mais afastadas e de difícil acesso. O programa beneficiou cerca de 2.167 unidades consumidoras, das quais apenas 77 unidades conseguiram ser atendidas pela rede de distribuição principal (BRASIL, 2022). Por se tratar de famílias de ribeirinhos e produtores rurais, existia um grande obstáculo à implementação de uma microrrede única para atender a toda localidade. A escolha, então, foi pela distribuição por UC de kits de geração contendo módulos fotovoltaicos, bateria de lítio e lâmpadas LED (BRASIL, 2022), tornando a unidade consumidora em uma microrrede isolada.

2.4.3.3 Projeto Microrrede Inteligente - Ceará

Em 2017, foi instalado um projeto piloto no Ceará de uma microrrede conectada à rede de distribuição. Esse projeto é gerenciado pela distribuidora Enel, com financiamento do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, localiza-se em um condomínio próximo a Fortaleza e beneficiará cerca de 300 casas (Enel, 2017). Apesar de pioneiro, o sistema ainda é muito simples e conta apenas com um sistema fotovoltaico modesto (96 módulos) e banco de baterias, sendo suficiente para reduzir a conta de luz do condomínio em apenas 30% (Enel, 2017).

2.4.3.4 Projeto MERGE - UNICAMP

O MERGE faz parte de um projeto da UNICAMP (Universidade de Campinas) em parceria com a UFMA (Universidade Federal do Maranhão) e o IATI (Instituto Avançado de Tecnologia e

Inovação) e financiado pela CPFL Energia por meio do programa de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022). O foco do projeto é a implementação de quatro microrredes em diferentes níveis de complexidade (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022).

A primeira microrrede é laboratorial e já se encontra em operação, permitindo a realização de experimentos e análises em redes de baixa tensão (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022). A segunda é uma microrrede de corrente contínua voltada para carros elétricos, de tal forma que módulos fotovoltaicos e armazenamento de energia abastecerão os pontos de carregamento (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022). A terceira microrrede é a maior e o objetivo é de que ela englobe diversos prédios do campus da UNICAMP, além de uma usina fotovoltaica, banco de baterias e uma estação de recarga de ônibus elétricos (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022). Por fim, a última microrrede deverá ser instalada fora do campus, em um condomínio residencial na região de concessão da CPFL Energia (Campus Sustentável - UNICAMP, 2022).

2.4.3.5 Chamada Pública - COPEL

Em 18 de novembro de 2020, a Copel abriu uma chamada pública para a compra de energia elétrica de geração distribuída (COPEL, 2020). O objetivo da chamada é a melhoria da qualidade do serviço utilizando a geração distribuída em regiões cuja duração equivalente de interrupção por unidade consumidora é elevada (COPEL, 2020). Para que esse projeto pudesse ser executado, a ANEEL publicou uma resolução autorizativa permitindo o projeto-piloto e estabelecendo algumas especificações do projeto bem como as responsabilidades da Copel (ANEEL, 2020b). Dessa forma, o projeto funcionaria como uma *sandbox* regulatória, sendo um ambiente de teste seguro e controlado, contribuindo para o desenvolvimento de uma normativa específica para as microrredes (ROSA *et al.*, 2022).

Segundo as especificações da chamada pública, fica definido que o suprimento de energia elétrica pelos vencedores se dará a partir de 2025 por um período de 5 anos, tendo início na data estipulada no contrato (COPEL, 2020). Segundo as determinações, a microrrede deverá ter geradores com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e ser capaz de operar em modo ilhado por, pelo menos, 5 horas ininterruptas com a potência declarada de ilhamento (COPEL,

2020). Por fim, existem diferentes possibilidades de ponto de conexão ao sistema elétrico de distribuição, podendo abranger: subestações, alimentadores de forma integral e alimentadores de forma parcial (COPEL, 2020).

2.4.4 IEEE 2030.7 - 2017

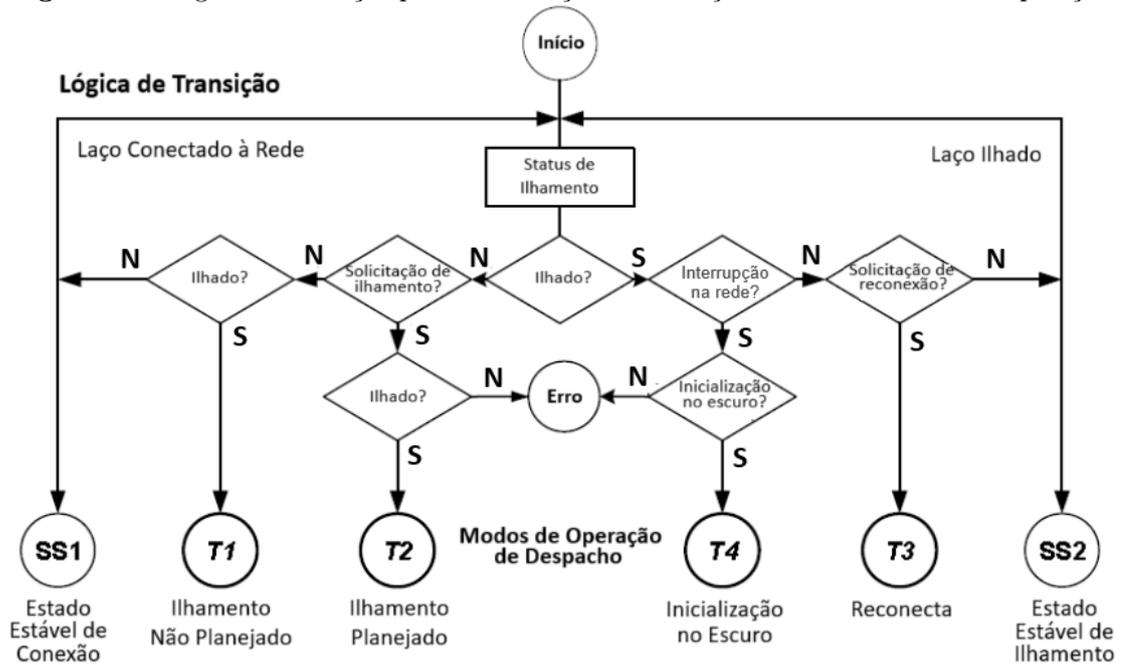
A norma IEEE 2030.7-2017 foi desenvolvida pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), aborda questões técnicas e desafios associados à sua boa gerência e apresenta as abordagens de controle exigidas do operador do sistema de distribuição e do operador da microrrede (IEEE, 2018). O maior foco dessa norma é o sistema de gerenciamento de energia da microrrede, visto que é de extrema importância na operação da microrrede, permitindo que opere de forma isolada ou paralela à rede e conecte-se e desconecte-se da rede de distribuição principal quando necessário. Entretanto, procedimentos de teste também são abordados, bem como diferentes cenários para sua realização.

A razão para se estabelecer um padrão para o MEMS é permitir a interoperabilidade dos diferentes controladores e recursos energéticos distribuídos. Vale destacar que a padronização não é da técnica de gerenciamento, mas do sistema de comunicação (conectores e protocolos) e de modos de operação da microrrede. Esta abordagem permite maior flexibilidade e intervenções por parte da distribuidora caso seja necessário. Além disso, a padronização permite futuras expansões, uma vez que o sistema permite modularidade.

O MEMS deve determinar qual é a melhor regra de despacho para cada momento, executando comandos que adequem os recursos distribuídos. A IEEE 2030.7-2017, então, determina seis situações principais para as quais essas regras devem ser definidas: quatro funções de transição e dois modos estáticos de operação. A Figura 2.9 apresenta a lógica de transição desses estados e como é definido cada um deles.

As funções de transição supracitadas são representadas pelos códigos T1, T2, T3 e T4 e cada uma dessas funções é engatilhada por uma série de condições. A função T1 diz respeito ao ilhamento não planejado, ou seja, algo aconteceu no sistema enquanto conectado à rede que levou a um ilhamento mesmo sem uma solicitação. A função T2 é semelhante, mas o ilhamento é gerado por uma solicitação. A função T3 se dá a partir do modo ilhado, onde há uma

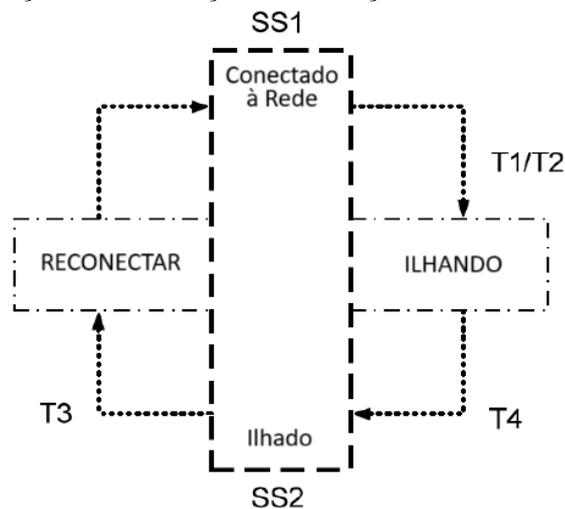
Figura 2.9. Lógica de transição para cada função de transição e modos estáticos de operação.



Fonte: Traduzido de (IEEE, 2018)

solicitação de conexão e a MR pode reconectar. Por fim, a função T4 também se dá a partir do modo ilhado, mas diz respeito a processo de inicialização do sistema nessa configuração, em que os REDs devem gerar a própria rede sem um referencial (*black start*). Os estados SS1 e SS2 representam, respectivamente, os modos de operação conectado à rede e ilhado. A forma como essas funções de transição e os modos estáticos de operação se relacionam são demonstrados na Figura 2.10.

Figura 2.10. Relação entre as funções de transição e os modos estáticos de operação.



Fonte: Traduzido de (IEEE, 2018)

É possível notar que além dos dois modos estáticos de operação, existem outros dois modos que são transitórios. Esses modos de transição são importantes por definirem nossos referenciais para o sistema, os quais devem ser seguidos. No caso do processo de ilhamento, a rede deve ser criada do zero, como já foi dito, e no caso da reconexão, a rede já criada deve transicionar de tal forma a parar de criar uma referência e seguir a rede principal a qual se quer conectar. Isso tudo deve ser feito da maneira mais sutil e mais rápida possível para que não haja impacto para os consumidores.

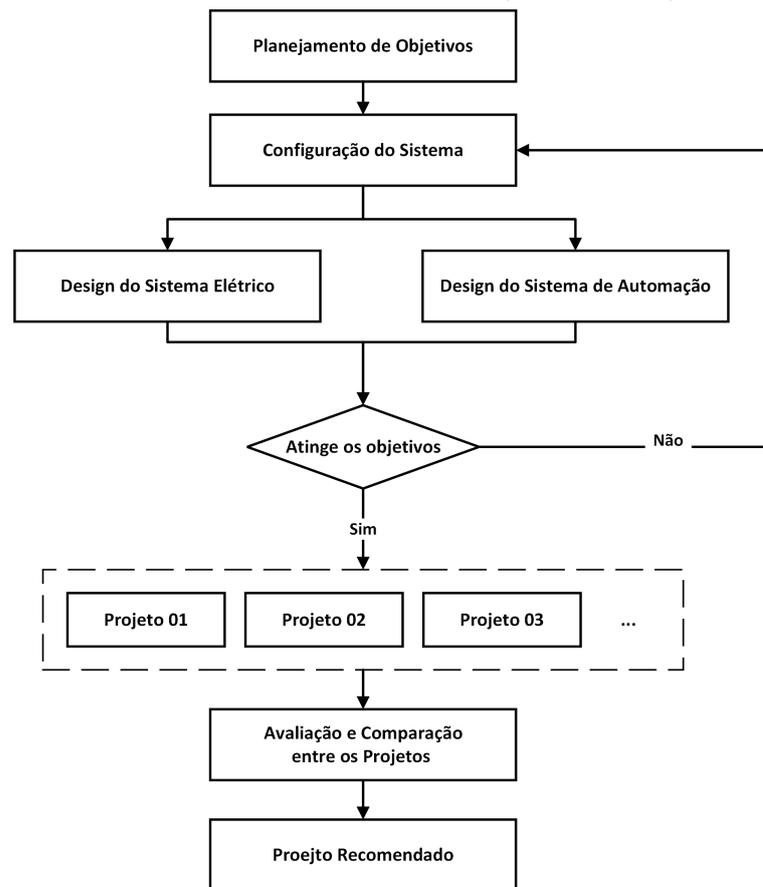
2.4.5 IEEE 2030.9 - 2019

Assim como a norma anterior, a IEEE 2030.9-2019 também foi desenvolvida pelo IEEE e tem o objetivo de recomendar uma prática para o planejamento e projeto de uma microrrede, seja ela conectada a rede ou isolada. A norma fornece abordagens e práticas que devem ser consideradas, como configuração do sistema, estrutura da rede elétrica, proteção do sistema e monitoramento da qualidade da energia elétrica. Outro ponto importante levantado pela norma é a de que o planejamento da microrrede deve ser suficiente para atender a demanda atual e prever possíveis expansões para um aumento de demanda futura.

A norma apresenta um esquemático com procedimentos para o planejamento e projeto de uma microrrede. O esquemático adaptado pode ser visto na Figura 2.11, sendo a primeira etapa de planejamento de objetivos. Nessa etapa deve-se identificar os benefícios desejados e problemas que devem ser sanados com a implementação da MR. Em seguida, vem a etapa de determinação da configuração do sistema, em que deve-se determinar o esquema básico de REDs de modo a atender a demanda de energia pelas cargas da microrrede.

As duas etapas seguintes não precisam ser conduzidos em paralelo, sendo representadas dessa forma a fim de destacar os dois aspectos mais importantes da etapa de projeto. São eles: o projeto do sistema elétrico e o projeto do sistema de automação. O projeto do sistema elétrico se refere a determinação do nível de tensão do sistema, do ponto de acoplamento comum, a estrutura da rede elétrica e o modo de aterramento. Outro ponto interessante dessa etapa é a análise de curto-circuito e de estabilidade. Já o projeto do sistema de automação se refere a projetos de proteção, comunicação, controle e monitoramento da qualidade de energia elétrica.

Figura 2.11. Esquemático com procedimentos de planejamento e projeto de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2019)

Após a realização do projeto dos sistemas elétricos e de automação, deve-se analisar se o projeto proposto atingiu os objetivos desejados e caso positivo, dar início a outra proposta. Por fim, ao obter um número de propostas satisfatórias, comparam-se os projetos para que se possa escolher pelo mais recomendado. Todas as etapas citadas e outros aspectos são abordados com maiores detalhes em (IEEE, 2019).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado um panorama das microrredes, contextualizando o assunto e a evolução do sistema elétrico de potência. A geração distribuída foi o primeiro passo da descentralização do sistema elétrico e sua popularização se deu com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL. Essa resolução define os procedimentos de conexão de fontes de pequeno porte à rede e permite que a compensação de excedentes de energia gerados pela unidade

consumidora seja revertido em créditos a serem abatidos em outros momentos. Esse tipo de regulação incentiva que as unidades deixem de atuar apenas como consumidoras e passem, também, a serem produtoras. O conceito de REDs acaba surgindo como uma forma de extrapolar a geração distribuída e englobar, também, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos, por exemplo. Alguns exemplos de recursos energéticos distribuídos e seus funcionamentos são, então, debatidos. Com a popularização da GD e dos REDs, o interesse por outras configurações, como a microrrede, passa a surgir. São, em seguida, apresentadas as diferentes topologias de microrrede, sendo elas em corrente contínua, alternada ou híbridas, e as suas implementações ao redor do mundo. Por fim, as normas IEEE 2030.7 e 2030.9 são apresentadas e devem ser adotadas como referência no estudo de microrredes por não haver, até o momento, uma normatização brasileira a respeito do tema.

No próximo capítulo será debatido sobre o sistema de gerenciamento de energia da microrrede e sua importância para o funcionamento eficaz da microrrede. Uma revisão bibliográfica de diferentes abordagens de MEMS é elaborada no Capítulo 3 - Revisão Bibliográfica.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo será abordado a relevância dos sistemas de gerenciamento de energia para as microrredes e diferentes abordagens que podem ser utilizadas. Os métodos a serem debatidos podem ser separados em abordagens baseadas em controle de potência ou otimização. As vantagens de cada método serão apresentadas, bem como as aplicações de cada abordagem na literatura.

3.2 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

Uma das principais diferenças nas microrredes é que elas integram diferentes tipos de fontes de energia, incluindo fontes de energia não despacháveis, e sistemas de armazenamento de energia. Neste contexto, a existência de um sistema de gerenciamento de energia da microrrede é extremamente importante para operar uma microrrede de forma eficiente e segura. De forma geral, um sistema de gerenciamento de energia pode ser definido como um sistema computacional constituído por uma plataforma de *software* que fornece serviços básicos de suporte e um conjunto de aplicações que garantem as funcionalidades necessárias ao funcionamento eficaz da geração e transmissão de energia a um preço mais baixo (IEC, 2005). Os recursos do MEMS incluem: monitoramento, análise e previsão de dados de geração e consumo; balanço de potência; análise de preços de energia; execução ou não de serviços ancilares de acordo com o preço; aumento da vida útil dos equipamentos pela boa operação de cada um (VAN *et al.*, 2023; ZIA *et al.*, 2018).

O processo de criação do MEMS deve ter como ponto de partida a determinação do seu objetivo, que pode ser técnico, econômico, ambiental ou a combinação de diversos fatores (VAN *et al.*, 2023). Além disso, deve ficar claro quais são as restrições do projeto, como por exemplo,

a capacidade máxima de armazenamento, potência máxima e mínima que as fontes podem ou devem gerar e a potência máxima que a microrrede pode atender em modo ilhado (VAN *et al.*, 2023; ZIA *et al.*, 2018). Para toda microrrede, existe sempre mais de uma abordagem de controle para o sistema de gerenciamento de energia, a qual deve ser escolhida com base nos objetivos de controle (VAN *et al.*, 2023). As abordagens podem ser divididas em diversas categorias, como abordagens baseadas em controle de potência, em métodos de programação clássicos, meta-heurísticos, estocásticos e de inteligência artificial (SHARMA *et al.*, 2022).

3.3 ABORDAGEM BASEADA EM CONTROLE DE POTÊNCIA - FLUXOGRAMAS

O sistema de gerenciamento de energia baseado em fluxogramas é uma técnica robusta e com enfoque no controle de potência da microrrede. Sua implementação é bastante adotada na literatura e uma das vantagens de sua utilização é a baixa complexidade na implementação, não exigindo o armazenamento e processamento de dados de geração e consumo, por exemplo. Dessa forma, esse tipo de abordagem se destaca pelo fator econômico e pela praticidade do controle computacional. Isto posto, essa será a abordagem adotada nesse projeto, e, portanto, será dado um maior enfoque nessa técnica, como é apresentado a seguir.

Em (DURSUN; KILIC, 2012), é estudada uma microrrede híbrida operando isolada com sistema fotovoltaico, geração eólica, banco de baterias, célula a combustível e eletrolisador. São propostas 3 estratégias diferentes de gerenciamento de energia para a mesma microrrede e os resultados de eficiência energética do banco de bateria é comparado de modo a adotar a estratégia com o melhor resultado. Essa comparação de estratégias também foi feita em (FERRARIO *et al.*, 2020) com uma microrrede de mesma configuração, mas conectada à rede. Foram propostas 2 estratégias de gerenciamento de energia, sendo uma priorizando o sistema de produção e consumo de hidrogênio e outra priorizando o uso do sistema de baterias. O objetivo do estudo é questionar o amplo uso de baterias como o principal sistema de armazenamento de energia, uma vez que os resultados alcançados indicam uma maior confiabilidade e independência do sistema baseado em hidrogênio a longo prazo. A microrrede apresentada por Ipsakis *et al.* (2008) também é muito semelhante às apresentadas acima, formada por geração fotovoltaica, eólica, célula a combustível, eletrolisador, BESS e gerador a diesel. Assim como os casos anteriores, também são comparadas 2 estratégias de MEMS, com o diferencial de que o

método de gerenciamento é realizado pela análise do estado de carga (SOC - *State of Charge*) do BESS. Além disso, o estudo introduz o conceito de banda de histerese, a qual é responsável por manter o funcionamento da célula a combustível e do eletrolisador até que o BESS atinja um SOC suficiente para que evite acionamentos e desligamentos repetitivos.

O gerenciamento de energia também pode ser feito pela medição e controle de outros parâmetros do sistema (KARAMI *et al.*, 2014; ZHANG; WEI, 2020). Em (KARAMI *et al.*, 2014), o MEMS é realizado a partir do monitoramento da tensão na barra CC, comparando esses valores com as tensões de referência do banco de baterias. Assim, é possível ter uma ideia do estado de carga do BESS e do quanto o sistema fotovoltaico, a célula a combustível e a rede estão contribuindo no atendimento à carga. Outro parâmetro que pode ser utilizado no gerenciamento de energia é a frequência do sistema, como é visto em (ZHANG; WEI, 2020). Nesse estudo é abordada a relação entre a potência instantânea e a frequência de tal forma que, para regular a frequência do sistema, são tomadas decisões que determinam a produção e participação de cada gerador no atendimento da carga.

Outro ponto interessante de ser analisado é de que as microrredes dependem de sistemas de armazenamento de energia para que possam funcionar de modo isolado da rede de forma mais eficiente. Entretanto, não há necessidade de que esse armazenamento seja feito por meio de baterias, podendo ser realizado, também, por bombeamento de água e produção de hidrogênio. Da mesma forma que nos casos anteriores, em (LONDONO *et al.*, 2021) é apresentado um sistema de gerenciamento de energia baseado em fluxogramas, de tal forma que todo excesso de geração é destinado à produção de hidrogênio e todo déficit é suprido pelo consumo de hidrogênio. Para isso, a microrrede em questão conta com eletrolisador e células a combustível, além da geração fotovoltaica e eólica. Em (HE *et al.*, 2021) é proposta uma microrrede conectada à rede principal em uma comunidade de casas na Califórnia. Ela é composta por sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados das casas, estações de hidrogênio, eletrolisadores e veículos à hidrogênio, os quais podem fornecer energia para as casas. O MEMS é analisado perante 4 estratégias diferentes, sendo uma básica utilizada como referência e outras 3 mais complexas. O grande objetivo do gerenciamento de energia dessa microrrede é diminuir a dependência de gasodutos para o abastecimento dos veículos, gerando o hidrogênio localmente.

Algo importante para garantir a robustez do gerenciamento de energia é a análise do MEMS

em diferentes cenários e o impacto na nova configuração de fornecimento de energia elétrica. Um exemplo disso é o trabalho de Bhavsar *et al.* (2015), o qual estuda uma microrrede híbrida conectada à rede formada por sistema fotovoltaico, eólico e BESS. O gerenciamento é realizado de forma simples e estabelece o desligamento de parte das cargas como uma alternativa para caso a geração distribuída não seja suficiente e a rede não esteja disponível. Com o intuito de avaliar o sistema, é realizada uma simulação em diferentes condições de geração, como baixa irradiação solar e/ou baixa velocidade dos ventos. O estudo de Alhasnawi *et al.* (2020) também apresenta uma MR híbrida conectada à rede, cujo MEMS tem como entrada análises econômicas com a finalidade de minimizar custos de operação. Além disso, é proposta a redução do pico de demanda por meio do sistema de armazenamento de energia. O gerenciamento proposto foi capaz de reduzir o custo da energia, diminuir o consumo da rede elétrica e diminuir as emissões de CO₂. Por fim, Sahri *et al.* (2021) desenvolvem o gerenciamento de energia para uma MR formada por turbinas eólicas, supercapacitor, banco de baterias, eletrolisador e célula a combustível. Foram analisadas duas configurações diferentes para garantir a resposta rápida à regulação da diferença entre a geração e a demanda e os resultados foram significativos no desempenho da microrrede frente a situações adversas. Ademais, o estudo também buscou avaliar parâmetros de qualidade, garantindo que a microrrede foi capaz de fornecer energia elétrica com baixos níveis de flutuações *flicker* e baixa distorção harmônica total.

3.4 ABORDAGEM BASEADA EM MÉTODOS CLÁSSICOS DE PROGRAMAÇÃO

Os métodos clássicos de programação são técnicas de otimização muito utilizadas em sistemas de gerenciamento de energia em microrredes (THIRUNAVUKKARASU *et al.*, 2022). A técnica de programação linear é a mais básica e pode ser utilizada para representar sistemas com restrições lineares e para finalidade de maximização ou minimização da função objetivo (KIMUTAI *et al.*, 2019). Para o caso de restrições não lineares deve-se modelar o sistema por meio de programação não linear. Entretanto, se alguma variável tiver que assumir valores discretos, ou seja, inteiros, o problema de otimização será abordado como um problema de programação linear inteira mista ou pura (caso todas as variáveis devam ser inteiras) (ALVES; DELGADO, 1997). Um exemplo desse tipo de problema se dá em situações de variáveis binárias, em que estados de ligado e desligado devem ser considerados.

Em (SHEN *et al.*, 2016b) é proposto um gerenciamento de energia otimizado baseado em programação linear inteira mista (MILP - *Mixed-Integer Linear Programming*), cuja função objetivo a ser maximizada é o lucro da microrrede. Outro ponto relevante no estudo é o controle da demanda para realizar o *peak shaving* para a rede principal, oferecendo esse serviço por um valor inferior ao de outros programas tradicionais de incentivo à redução da demanda em horário de ponta. A redução de carga em horário de ponta é um serviço comumente considerado no planejamento das MRs para reduzir o tempo de retorno do investimento, como também é feito por Tenfen & Finardi (2015). O estudo propõe a otimização a partir da técnica MILP para minimização dos custos de operação e a classificação de cargas em cargas controláveis e que podem ser desligadas. É considerado, também, na otimização, custos de operação e manutenção, custos de acionamentos e desligamentos e custos de operação com a rede.

Por fim, Igualada *et al.* (2014) empregam um MEMS baseado em MILP para uma microrrede residencial composta por geração fotovoltaica e eólica, além de um veículo elétrico que pode operar como uma bateria, fornecendo energia para casa (tecnologia V2G - *Vehicle to Grid*). Ademais, também são atribuídos níveis de prioridade para as cargas, sendo considerado 3 níveis: cargas críticas, controláveis e que podem ser desligadas. O sistema de gerenciamento de energia é projetado para minimizar o custo de operação da MR, incluindo o custo de conexão à rede, penalidades para cargas ajustáveis não atendidas e a ansiedade de alcance. Esse conceito representa o risco de ficar sem energia no veículo elétrico antes de chegar ao destino.

3.5 ABORDAGEM BASEADA EM MÉTODOS META-HEURÍSTICOS

Outra abordagem possível, ainda tratando da operação do sistema como um problema de otimização, é por meio da técnica meta-heurística. Os algoritmos meta-heurísticos visam evitar pontos de mínimos ou máximos locais, incluindo a ideia de vizinhança para atingir esse objetivo, na busca do valor ótimo (LUZIA; RODRIGUES, 2009). Apesar disso, esse tipo de algoritmo não oferece nenhuma garantia de retornar o valor ótimo, mas um resultado que seja satisfatório (LUZIA; RODRIGUES, 2009). Esse tipo de método é utilizado, principalmente, para problemas com poucas informações acerca do problema de otimização. Entretanto, o processo de busca pode ser facilitado caso se tenha conhecimentos específicos do problema (BECCENERI, 2008).

Dentre os diversos algoritmos meta-heurísticos, um muito utilizado é a Otimização por Enxame de Partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*). Em (TOORYAN *et al.*, 2022) é apresentada uma microrrede conectada à rede e formada por sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de energia (elétrico e térmico), geração de biogás, célula a combustível e aquecedor de água. Um dos destaques desse trabalho é a utilização de gás natural e de resíduos orgânicos para a geração de hidrogênio, o qual alimenta a FC. O gerenciamento de energia da microrrede é realizado pelo algoritmo PSO, o qual tem como objetivo a minimização total do custo de vida útil do projeto, do consumo de hidrogênio e da potência trocada com a rede. Algo semelhante é realizado por Moghaddam *et al.* (2011), para uma MR conectada operando com sistema fotovoltaico, geração eólica, microturbina, banco de baterias e célula a combustível. Nesse caso, o MEMS é realizado por um algoritmo derivado do PSO, chamado de Otimização Adaptativa Modificada por Enxame de Partículas, e com o intuito de minimizar os custos totais de operação e as emissões de poluentes. Além disso, os resultados são comparados a resultados obtidos com outros algoritmos evolutivos como algoritmos genéticos e o próprio PSO.

Outros algoritmos também são apresentados nas referências (ZHAO *et al.*, 2013) e (CONTI *et al.*, 2012). Em (ZHAO *et al.*, 2013), a microrrede opera de forma isolada e formada por sistema FV e eólico, gerador a biodiesel, BESS e sistema de dessalinizador de água do mar. No trabalho em questão, o gerenciamento de energia é realizado pela minimização do custo de geração e da maximização da vida útil do banco de baterias. Vale destacar que as emissões de poluentes não foram consideradas na otimização, embora a MR conte com gerador a biodiesel. Para realizar a otimização desses objetivos, os autores utilizaram o Algoritmo Genético de Ordenação Não Dominada (NSGA-II - *Nondominated Sorting Genetic Algorithm*), o qual também é um algoritmo evolutivo. Um outro tratamento interessante foi realizado em (CONTI *et al.*, 2012), no qual a otimização é realizada para uma microrrede genérica operando de modo ilhado. O estudo estabelece formulações para uma MR formada por diversas fontes programáveis e não programáveis, em função da potência e quantidade de cada uma. Os objetivos estabelecidos para o gerenciamento de energia são de minimizar o custo de operação e as emissões de poluentes das fontes despacháveis e para isso o Algoritmo Evolutivo de Nicho (NEA - *Niching Evolutionary Algorithm*) foi utilizado. Para validar a formulação, diversos cenários foram utilizados, empregando diferentes cargas e geradores com diferentes potências.

3.6 ABORDAGEM BASEADA EM MÉTODOS ESTOCÁSTICOS

A abordagem por métodos estocásticos é uma modelagem muito comum em problemas de variáveis com graus de incerteza (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). O processo adotado nesse tipo de otimização é a de buscar uma solução que otimize uma determinada função objetivo enquanto atende a diversos cenários com determinada distribuição de probabilidades conhecida ou que pode ser estimada (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). O modelo estocástico mais aplicado é o de dois estágios, em que uma decisão é tomada no primeiro estágio com base em previsões. Após a tomada de decisão, o evento aleatório ocorre, afetando o resultado do primeiro estágio. No segundo estágio, os erros na previsão podem ser compensados a partir de uma nova decisão (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). No contexto de microrredes, o processo adotado em diversos trabalhos é o de estimar a geração dos recursos não despacháveis para o dia seguinte no primeiro estágio e o gerenciamento de energia em tempo real no segundo estágio.

Em (MAZIDI *et al.*, 2014) foi desenvolvido um MEMS para uma microrrede conectada à rede principal operando com sistema fotovoltaico e eólico, BESS e gerador a diesel. O gerenciamento de energia é realizado pela otimização por programação estocástica de dois estágios cuja função objetivo é minimizar os custos operacionais do sistema. Como forma de compensar possíveis desvios da previsão, o sistema conta com incentivos a cargas responsivas que podem ser acionadas ou desligadas. A programação estocástica de dois estágios também foi realizada por Shen *et al.* (2016a) para uma microrrede com a mesma configuração do estudo anterior, mas incluindo um termo de gestão de risco à otimização. Esse termo é importante como forma de controlar o risco associado a variáveis randômicas, posto que alguns bons cenários podem ser negligenciados. Além disso, a MR conta com cargas controláveis e que podem responder ao preço da energia elétrica. A gestão de risco também é realizada em (LANGEROUDI *et al.*, 2021) para uma microrrede isolada e formada por sistema fotovoltaico, célula a combustível, eletrolisador, veículos elétricos e cogeração. A função objetivo da otimização é dada pela minimização total de custos diários, a qual apresentou uma redução de até 9,28% pela integração do armazenamento de hidrogênio e conexão de veículos elétricos ao sistema.

Por fim, Su *et al.* (2013) desenvolvem uma microrrede a partir do modelo IEEE - 37 barras, operando, portanto, conectada à rede principal. A adaptação do modelo é realizada pela conexão de geração solar, eólica, BESS, estações para veículos elétricos e gerador a diesel em

determinados pontos do modelo. O método estocástico de dois estágios foi utilizado com uma função objetivo visando minimizar os custos operacionais esperados e perdas na rede. Ademais, a função objetivo considera o custo de degradação da bateria para evitar frequentes cargas e descargas que danificam a vida útil do banco de baterias.

3.7 ABORDAGEM BASEADA EM MÉTODOS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Um método de inteligência artificial muito aplicado em MEMS é o método baseado no conceito de lógica difusa (*fuzzy logic*), introduzido por Lotfi A. Zadeh em 1965. O objetivo da lógica difusa é expandir o conceito da lógica Booleana, em que as variáveis só podem assumir valores iguais a 0 e 1 (CHEN *et al.*, 2012). Dessa maneira, as variáveis possuem graus de verdade, os quais tentam modelar sistemas com informações vagas e incertas por meio de valores reais entre 0 e 1 (FABRO; OLIVEIRA, 2022). A principal diferença do controlador difuso e os demais é o emprego de diversas regras no formato "se...então", ou seja, no formato de sentenças linguísticas (TANSCHHEIT, 2004). O bom desempenho do controlador difuso dependerá da qualidade e abrangência da base de regras fornecida pelo responsável ao sistema (TANSCHHEIT, 2004).

O método de lógica difusa pode ser aplicado em diferentes níveis de complexidade e combinado com outras técnicas. Em (ARCOS-AVILES *et al.*, 2017), é apresentada uma microrrede conectada à rede e composta por BESS, sistema fotovoltaico e eólico. O gerenciamento de energia da microrrede é composto por um controlador de lógica difusa simples com o foco em suavizar o perfil de consumo da rede principal. Para auxiliar o processo, também é realizado uma previsão da geração e do consumo para antecipar o comportamento da microrrede em um determinado dia. Esse tipo de controle minimizou flutuações e picos de consumo, mantendo o BESS carregado dentro de certos limites seguros. É possível, também, definir mais de um controlador difuso para o sistema, como é feito por Vivas *et al.* (2020), de tal forma que um é responsável por tomar decisões a respeito da troca de potência com a rede principal e o outro por tomar decisões a respeito do BESS.

Outra possibilidade é a combinação da lógica difusa com métodos de otimização, conforme realizado em (SANTIS *et al.*, 2017) e (ZAHEDI; ARDEHALI, 2020). Santis *et al.* (2017) apre-

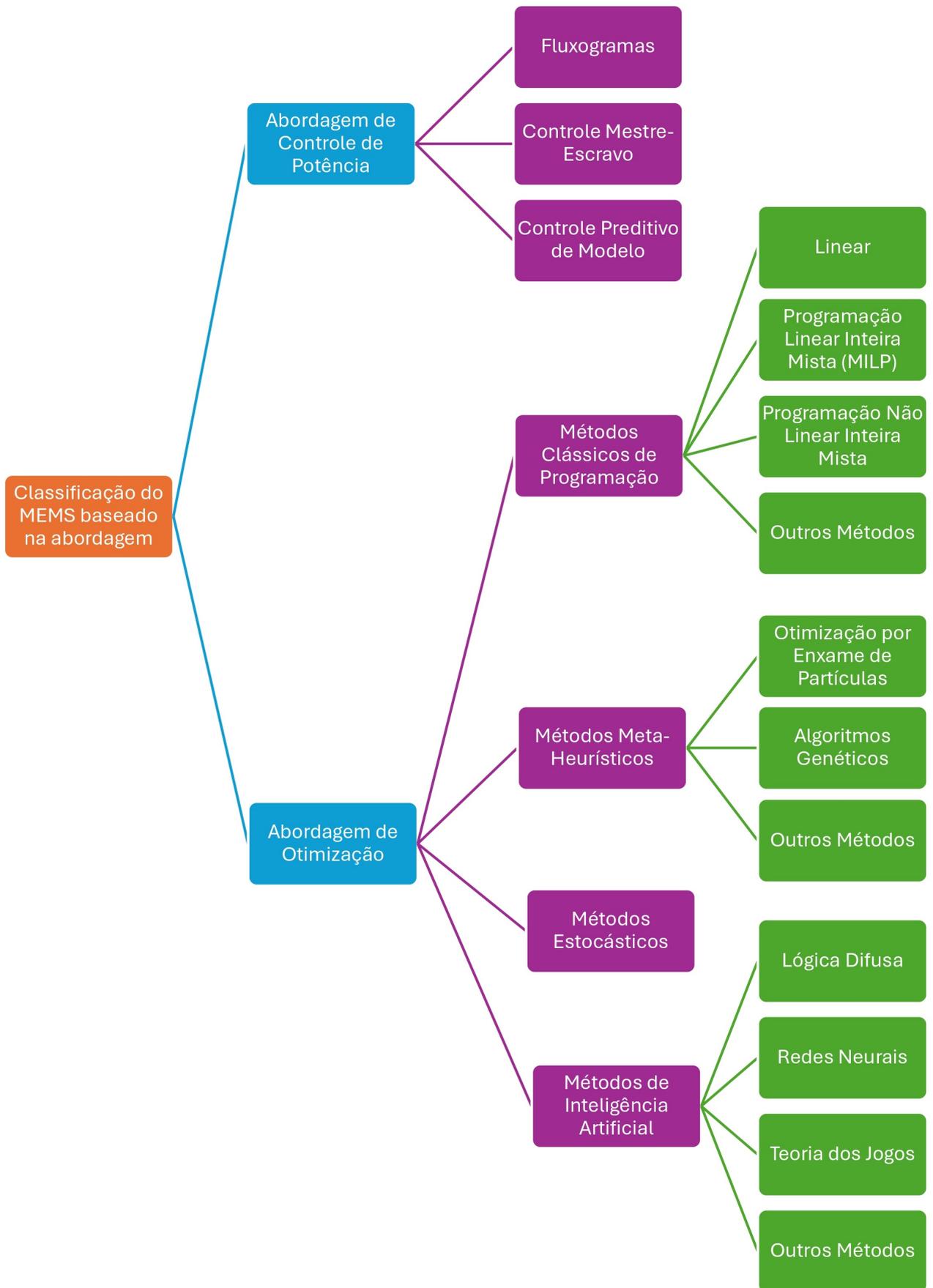
sentam 3 abordagens diferentes para o MEMS baseado em lógica difusa: lógica difusa simples, com otimização em algoritmo genético e com otimização em algoritmo genético hierárquico para a minimização do número de regras e otimização dos demais parâmetros do controlador. O modelo é proposto para uma microrrede genérica, mas propõe uma simulação em MR conectada à rede e composta por BESS, sistema fotovoltaico e turbinas eólicas para análise dos resultados obtidos. A utilização de múltiplos controladores difusos também foi proposta em (ZAHEDI; ARDEHALI, 2020). O trabalho propõe 3 controladores difusos com otimização das bases de regras e funções de pertinências por método de busca e PSO, respectivamente. A otimização foi capaz de causar resultados ainda melhores no controlador, como redução da corrente média e aumento do SOC médio do banco de baterias e aumento do estoque de hidrogênio.

Outro método baseado em inteligência artificial que ganha destaque em microrredes é o método de redes neurais (NN - *Neural Network*). Em (KIM *et al.*, 2021) é proposto um gerenciamento de energia formado por redes neurais artificiais estruturado em duas etapas. A primeira etapa da rede neural auxilia na determinação e redução dos modos de operação da microrrede. Na segunda etapa, a rede neural tem como resultado a potência exigida do BESS, a partir do modo de operação, a diferença de potência gerada e demandada pela carga e o estado de carga do BESS. Outra aplicação possível para as NNs no gerenciamento de energia é a previsão de geração e carga como forma de minimizar o erro de gerenciamento e melhorar o desempenho econômico da MR, conforme realizado por Cuiqing *et al.* (2020). Em (BILAL *et al.*, 2023) é realizado uma revisão de algumas técnicas que envolvem o uso de inteligência artificial com aplicações em diferentes níveis de controle.

3.8 SÍNTESE DAS ABORDAGENS DISCUTIDAS

Conforme supracitado, existem inúmeras classificações para o sistema de gerenciamento de energia da microrrede de acordo com a metodologia adotada. As técnicas apresentadas ao longo deste capítulo, bem como demais técnicas, podem ser vistas no esquemático apresentado na Figura 3.1. Ademais, a Tabela 3.1 resume alguns detalhes dos trabalhos apresentados na revisão bibliográfica, destacando as unidades geradoras utilizadas e se a topologia da microrrede considerada é isolada ou conectada. Os símbolos ✓ e ✗ são utilizados, respectivamente, quando os tópicos considerados são tratados ou não na referência em questão.

Figura 3.1. Classificações do MEMS baseado na abordagem.



Fonte: Adaptado de (SHARMA *et al.*, 2022)

Tabela 3.1: Resumo - Referências Bibliográficas

Ref.	MR Isolada	MR Conectada	FV	WT	FC	Gerador a Diesel	Biogás	Abordagem	Ano de Publicação
(DURSUN; KILIC, 2012)	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	Controle de Potência	2011
(FERRARIO <i>et al.</i> , 2020)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✗	Controle de Potência	2020
(IPSAKIS <i>et al.</i> , 2008)	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	Controle de Potência	2008
(KARAMI <i>et al.</i> , 2014)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✗	Controle de Potência	2014
(ZHANG; WEI, 2020)	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	Controle de Potência	2020
(LONDONO <i>et al.</i> , 2021)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	Controle de Potência	2021
(HE <i>et al.</i> , 2021)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✗	Controle de Potência	2021
(BHAVSAR <i>et al.</i> , 2015)	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	Controle de Potência	2015
(ALHASNAWI <i>et al.</i> , 2020)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✗	Controle de Potência	2020
(SAHRI <i>et al.</i> , 2021)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	Controle de Potência	2021
(SHEN <i>et al.</i> , 2016b)	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	Método Clássico de Programação	2016
(TENFEN; FINARDI, 2015)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	Método Clássico de Programação	2015
(IGUALADA <i>et al.</i> , 2014)	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	Método Clássico de Programação	2014
(TOORYAN <i>et al.</i> , 2022)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✓	Método Meta-heurístico	2022

Continua na página seguinte

Tabela 3.1 – continuação da página anterior

Ref.	MR Isolada	MR Conectada	FV	WT	FC	Gerador a Diesel	Biogás	Abordagem	Ano de Publicação
(MOGHADDAM <i>et al.</i> , 2011)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	Método Meta-heurístico	2011
(ZHAO <i>et al.</i> , 2013)	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✗	Método Meta-heurístico	2013
(CONTI <i>et al.</i> , 2012)	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	Método Meta-heurístico	2012
(MAZIDI <i>et al.</i> , 2014)	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	Método Estocástico	2014
(SHEN <i>et al.</i> , 2016a)	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	Método Estocástico	2016
(LANGEROUDI <i>et al.</i> , 2021)	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	Método Estocástico	2021
(SU <i>et al.</i> , 2013)	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	Método Estocástico	2014
(ARCOS-AVILES <i>et al.</i> , 2017)	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	Inteligência Artificial	2017
(VIVAS <i>et al.</i> , 2020)	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✗	Inteligência Artificial	2020
(SANTIS <i>et al.</i> , 2017)	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	Inteligência Artificial	2017
(ZAHEDI; ARDEHALI, 2020)	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	Inteligência Artificial	2020
(KIM <i>et al.</i> , 2021)	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	Inteligência Artificial	2021
(CUIQING <i>et al.</i> , 2020)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	Inteligência Artificial	2020

Fonte: Autoria própria

3.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi debatida a importância do sistema de gerenciamento de energia da microrrede e suas funções na operação da MR. Ademais, foram apresentadas diferentes abordagens para o MEMS, como as abordagens baseadas em controle de potência por fluxogramas, métodos clássicos de programação, métodos meta-heurísticos, estocásticos e de inteligência artificial. Também foi realizada uma revisão bibliográfica de cada abordagem e ao final foi criada uma tabela resumo de todos os estudos citados.

No próximo capítulo, a microrrede será apresentada, descrevendo a área de implementação, bem como seu consumo e potencial energético. Também serão dimensionados fontes geradoras e o sistema de armazenamento de energia. Em seguida, o Capítulo 4 - Metodologia fará uma análise do custo de energia de cada componente e da tarifa da rede de distribuição. Por fim, o gerenciamento de energia da microrrede a ser considerada será proposto.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao longo deste capítulo, a microrrede deste estudo será apresentada e caracterizada, destacando sua localização e configuração. Em seguida, será definido o perfil de carga da microrrede para dias úteis e não úteis. Ademais, pretende-se dimensionar os componentes, de acordo com o potencial energético e o espaço disponível. Outro ponto destacado no capítulo é o custo de energia e de armazenamento de cada recurso energético distribuído a ser utilizado e da tarifa de energia cobrada pela rede de distribuição. Por fim, um sistema de gerenciamento de energia da microrrede baseado no controle de potência é proposto e seu fluxograma é apresentado. O MEMS projetado tem como prioridade a geração fotovoltaica e a geração a biogás, a qual será definida, principalmente, com base no horário e no volume de gás armazenado.

4.2 CONFIGURAÇÃO DA MICRORREDE

Conforme já foi citado, o projeto se propõe a analisar a implementação de uma microrrede na Faculdade de Tecnologia (FT), localizada no campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília (UnB). É importante destacar que o campus como um todo se caracteriza como uma única unidade consumidora, mas a fins de projeto, a FT será considerada como uma unidade consumidora independente. O prédio é alimentado em 13,8 kV pela rede de distribuição, se enquadrando no Grupo Tarifário A, subgrupo A4, e com Tarifa Horossazonal Azul. Para adequar a tensão aos níveis de utilização dos equipamentos internos (baixa tensão), o prédio conta com um transformador trifásico abaixador de 500 kVA, que opera com uma ligação em delta no lado de alta tensão e em estrela aterrado no lado de baixa tensão. O transformador reduz a tensão de 13,8 kV para 380/220 V, que é distribuída pelos circuitos do prédio. Além disso, de acordo com o *as built* elétrico do edifício, a carga instalada do prédio é de 451,67 kW e

a demanda é de 386,63 kVA. A Figura 4.1 apresenta a visão aérea da Faculdade de Tecnologia bem como sua localização dentro do campus. É possível notar que o prédio já conta com a geração fotovoltaica, mas sua operação segue as normas convencionais de geração distribuída, o que inclui o anti-ilhamento em caso da indisponibilidade da rede.

Figura 4.1. Imagem aérea da Universidade de Brasília com a Faculdade de Tecnologia destacada.



Fonte: Imagem extraída com a ferramenta Google Earth®

Além do sistema fotovoltaico, a FT também possui um par de geradores a diesel para alimentar algumas áreas em caso de indisponibilidade da rede. Entretanto, uma vez que esse tipo de fonte opera pela queima de combustível fóssil, o qual não é renovável e sua queima emite gases de efeito estufa, essas fontes não serão consideradas na microrrede em questão, seguindo o conceito de transição energética. Dentre as diversas opções de fontes geradoras renováveis, optou-se por manter a geração fotovoltaica, devido ao grande potencial solar de Brasília, e a inclusão de gerador à biogás, uma vez que o restaurante universitário e grande arborização do espaço podem fornecer a matéria orgânica necessária para seu funcionamento. Tendo em vista que as cargas da faculdade, em grande parte, são alimentadas em corrente alternada, a topologia adotada para o sistema é de uma microrrede CA. Visando, também, evitar alterações no sistema elétrico atual do prédio, não serão elencados níveis de prioridade para as cargas. Por fim, o sistema de armazenamento de energia adotado será com banco de baterias de lítio.

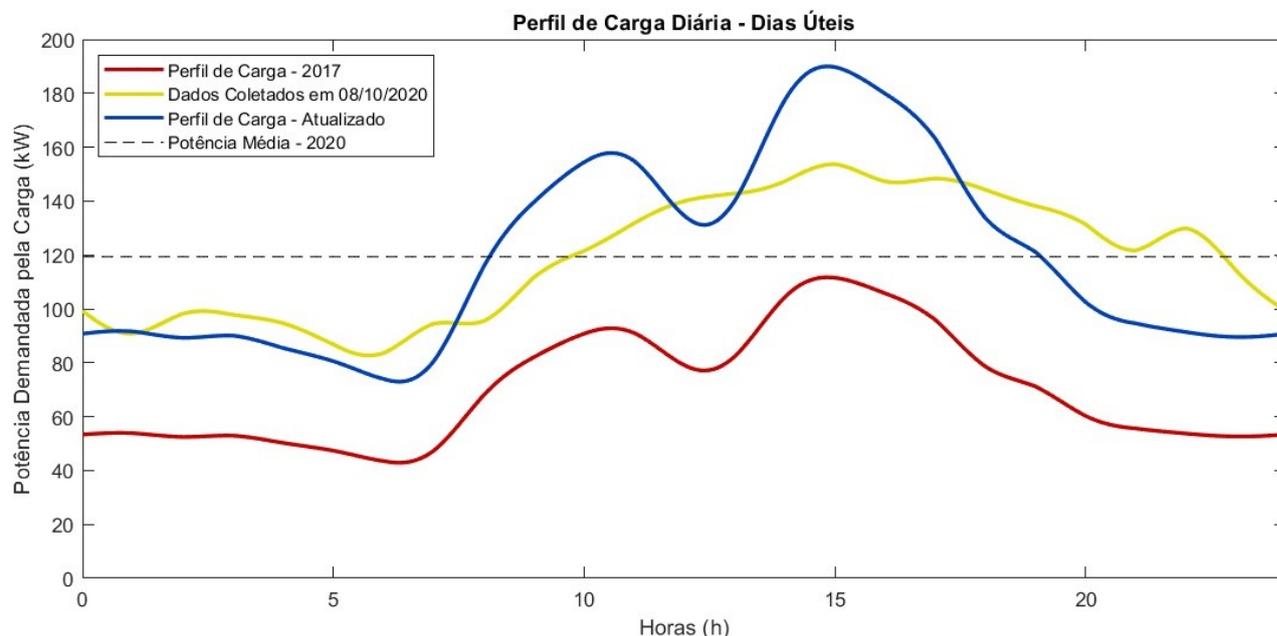
4.2.1 Dados do Alimentador

A Universidade de Brasília já passou por diversos estudos e pesquisas de campo (OLIVEIRA, 2006; GREGORIO, 2017; GONÇALVES, 2019; ANGARITA *et al.*, 2020), o que facilita a aquisição de dados. Um exemplo é o perfil de carga do alimentador da Faculdade de Tecnologia da UnB, o qual foi obtido em 2006 (OLIVEIRA, 2006) e posteriormente atualizado em 2017 (GREGORIO, 2017; GONÇALVES, 2019) para que se adequassem ao aumento de carga do sistema e estivesse de acordo com a realidade daquele momento. Dessa forma, uma nova atualização do perfil se faz necessária, uma vez que a FT passou por ações de eficiência energética e a demanda por energia elétrica pelos alunos também pode ter se alterado nos últimos anos. Os estudos citados consideram apenas a parte ativa da potência, desconsiderando a parcela reativa, de modo que o presente estudo considerará o fator de potência do sistema como unitário.

O perfil utilizado em (GREGORIO, 2017) para a subestação da FT está disponível no Apêndice A e, assim como o perfil proposto por Oliveira (2006), é dado por valores em p.u. (por unidade). Para a base de potência utilizada na conversão dos dados em p.u. de uma curva de carga, utiliza-se a potência média diária da unidade consumidora e não a potência do transformador conectado àquela unidade (OLIVEIRA, 2006). As bases de potências adotadas por Gregorio (2017) para as curvas de carga em dias úteis e não úteis são, respectivamente, 70,17 kW e 45,43 kW. Os perfis de carga resultantes podem, então, ser vistos nas Figuras 4.2 e 4.3, em que as curvas em vermelho representam o perfil de carga de 2017.

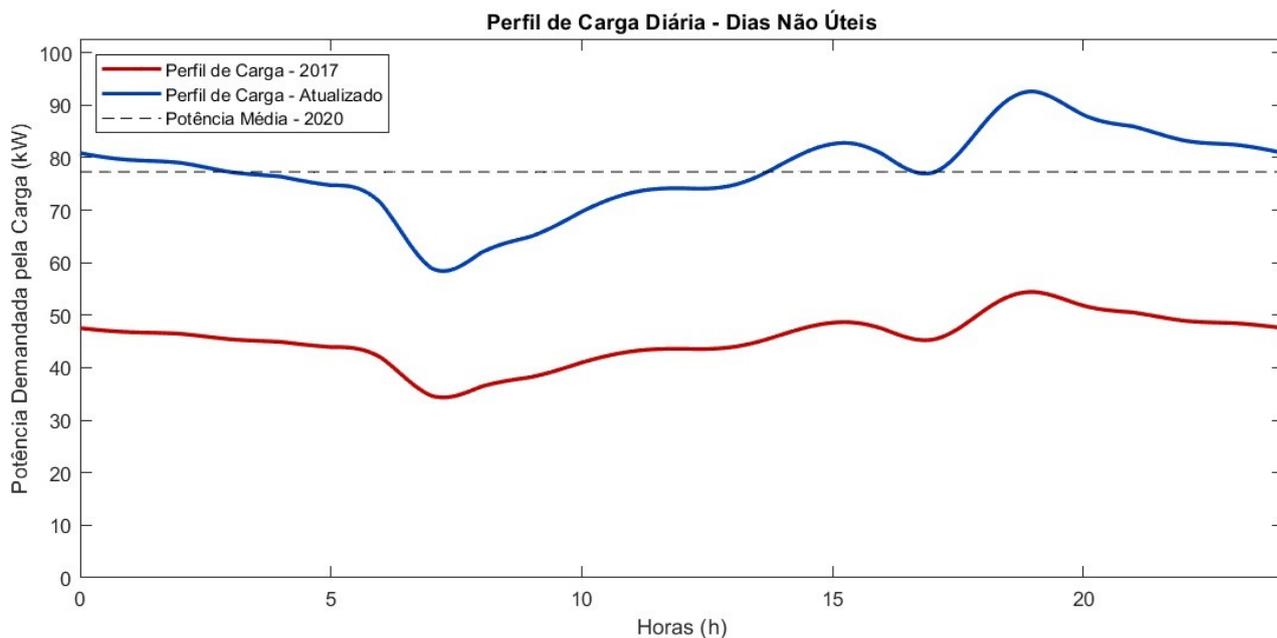
Para auxiliar no processo de atualização, serão utilizados dados levantados pelo projeto de eficiência energética da UnB (ANGARITA *et al.*, 2020). Durante o estudo, diversos medidores foram instalados nos alimentadores do campus, inclusive na Faculdade de Tecnologia. Devido à suspensão das aulas por conta da pandemia de COVID-19, o cenário de consumo precisou ser simulado a fim de estimar a demanda do prédio. Dessa maneira, no dia 08/10/2020, todos os equipamentos foram ligados de acordo com seu uso natural, respeitando o tempo em que ficam normalmente em funcionamento, e a geração fotovoltaica foi desativada para que as informações obtidas pelo medidor refletissem esse consumo. Os dados coletados no estudo estão reproduzidos na Figura 4.2 pela curva amarela, cuja potência média é de 119,37 kW, valor reproduzido pela linha preta pontilhada. O objetivo principal do ensaio era levantar a carga instalada aproximada e a energia média consumida no período de um dia e não reproduzir

Figura 4.2. Perfil de carga da Faculdade de Tecnologia em dias úteis. A curva em vermelho apresenta os dados considerados em 2017, a curva em amarelo os dados obtidos no projeto de eficiência energética, a curva em azul o perfil de carga projetado para o ano de 2023 e a linha pontilhada em preto apresenta a potência média calculada pelos dados obtidos no projeto de eficiência energética.



Fonte: Autoria própria

Figura 4.3. Perfil de carga da Faculdade de Tecnologia em dias não úteis. A curva em vermelho apresenta os dados considerados em 2017, a curva em azul o perfil de carga projetado para o ano de 2023 e a linha pontilhada em preto apresenta a potência média projetada para dias não úteis.



Fonte: Autoria própria

exatamente o perfil de carga da FT, em razão da complexidade desse processo.

Tendo em vista que esse experimento não foi realizado para simular dias não úteis, a potência média atualizada teve que ser presumida a partir do valor apontado em 2017. Para isso, foi concebido que o crescimento da potência média para dias não úteis acompanhou a proporção de crescimento da potência média para dias úteis, ou seja, aumento de 170,12%. Conseqüentemente, para dias não úteis, o resultado obtido foi de 77,28 kW, representado na Figura 4.3 pela linha preta pontilhada.

A partir dos resultados obtidos para a potência média da carga durante dias úteis e não úteis, é possível adequar a curva em p.u. apresentada em (GREGORIO, 2017) utilizando as novas bases de potência. O perfil de carga atualizado para 2023 pode ser vista nas Figuras 4.2 e 4.3 representado pela curva em azul. Observa-se pelo gráfico a semelhança da curva resultante a uma curva de carga de unidade consumidora comercial, tendo em vista sua queda próximo ao horário de almoço em razão da menor utilização de ar-condicionado, iluminação e menor circulação de alunos. Ademais, a queda na demanda ao final do dia se dá por volta das 18h, quando as aulas do período se encerram, ajudando a diminuir o consumo no horário de ponta.

Vale ressaltar que, tanto a potência média do perfil de carga quanto a energia consumida ao longo do dia equivalem aos resultados obtidos no projeto de eficiência energética de 2020. Por fim, a potência máxima requerida pela carga é de 190,04 kW e ocorre próximo às 15h em dias úteis. Esse é um dado importante para o sistema, pois impacta na demanda da unidade consumidora e no dimensionamento do sistema de armazenamento de energia, conforme será visto adiante.

4.2.2 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico deve ser dimensionado tendo como referência a energia total que se deseja gerar. Entretanto, sabendo que por diversas vezes o fator espacial é um limitante em microrredes, esse também é um componente que deve ser considerado. Para o projeto em questão, está sendo considerado que os módulos solares serão instalados unicamente no telhado do prédio, descartando a instalação em áreas adjacentes devido ao alto grau de arborização.

O prédio atualmente conta com a instalação de 450 módulos fotovoltaicos de 335 Wp cada,

totalizando 150,7 kWp. Além disso, foram instalados 3 inversores trifásicos de 50 kW, sendo que dois já estão operando com sua capacidade máxima (162 módulos) e um ainda suporta um número maior de módulos conectados (126 módulos). Por meio da Figura 4.4 e ferramentas do aplicativo Google Earth[®] pode-se notar que ainda há área de telhado disponível para a ampliação do sistema atual. Isto posto, o projeto conta com uma expansão do sistema fotovoltaico, tendo a aquisição de 360 módulos fotovoltaicos e 2 inversores de 50 kW, resultando em 5 inversores com 162 módulos conectados em cada um, totalizando 271,35 kWp. Outras especificações técnicas estão disponíveis no Apêndice B.

Figura 4.4. Imagem aérea da Faculdade de Tecnologia.

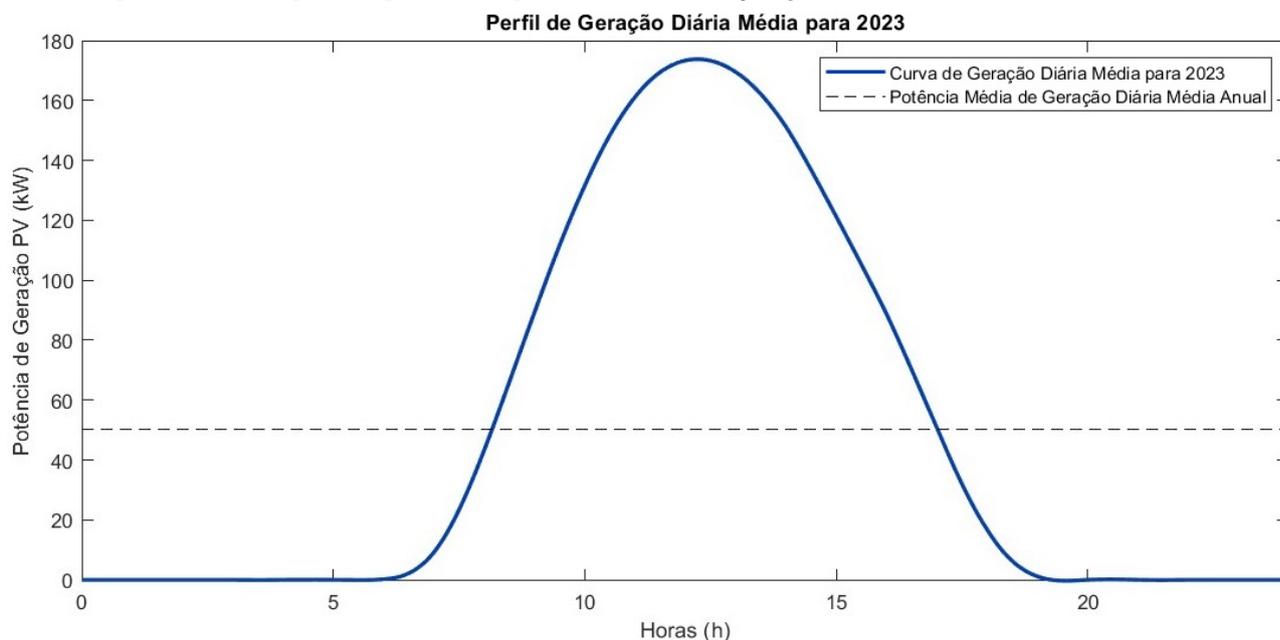


Fonte: Imagem extraída com a ferramenta Google Earth[®]

O perfil médio de geração fotovoltaica diária para o sistema fotovoltaico com a expansão proposta pode ser visto na Figura 4.5, tendo sido calculado conforme a equação 2.1 e considerando a média dos dados de irradiância por hora em todos os dias de 2023. Vale destacar que o perfil médio diário foi traçado apenas para fins de comparação com o perfil de carga. Entretanto, para melhor avaliação da viabilidade da microrrede, deve-se analisar o comportamento do sistema FV em diferentes cenários. Dessa forma, serão considerados casos específicos, como a semana do solstício de verão (dias mais longos, porém nublados) e de inverno (dias mais

curtos, porém com menos chuvas), bem como semanas dos períodos letivos de 2023. Os casos a serem considerados serão melhor debatidos no próximo capítulo.

Figura 4.5. Perfil médio de geração fotovoltaica do sistema proposto. A curva em azul representa a geração média diária do ano de 2023, calculada a partir dos dados de irradiância da estação meteorológica de Brasília, e a linha pontilhada em preto representa a potência média da geração diária média do ano de 2023.



Fonte: Autoria própria

Integrando a curva de geração apresentada na Figura 4.5 em função do tempo é possível obter a energia média gerada pelo sistema em um dia e, posteriormente, a potência média da geração diária. Os resultados encontrados para a energia diária e a potência média são de 1,2071 MWh e 50,30 kW, respectivamente. Ao comparar os resultados do sistema fotovoltaico com a carga da microrrede, pode-se perceber que as potências de pico atingem valores semelhantes, mas a geração solar é bem inferior ao demandado pelo sistema, cerca de 57,87% menor do que a energia demandada pela carga em dias úteis e 34,93% menor para dias não úteis. Dessa maneira, se faz necessária outra fonte para que a microrrede seja autossuficiente.

4.2.3 Gerador a Biogás

Inicialmente, a principal fonte de resíduos orgânicos a ser considerada para a geração de biogás na universidade será o restaurante universitário (RU). Atualmente, o restaurante é gerido pela empresa ISM Gomes de Mattos Eireli e fornece cerca de 9.034 refeições por dia, produzindo

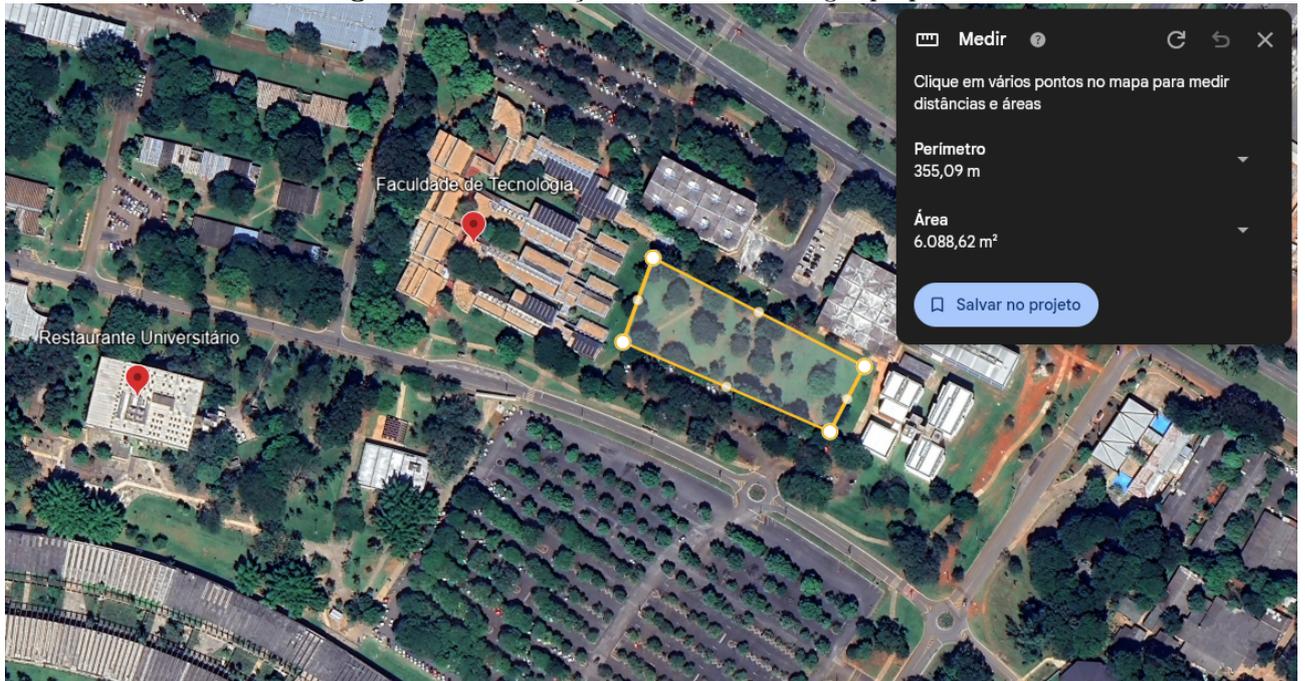
4,2 toneladas de alimento por dia. Durante o desenvolvimento do projeto, o lixo orgânico gerado pelo restaurante era recolhido por uma empresa de suinocultura, mas em breve esse serviço seria realizado pela empresa Projeto Compostar. Os resíduos orgânicos gerados em um dia somam, em média, um total de 600 kg, valor abaixo das expectativas iniciais. Seria possível, então, considerar também resíduos alimentares descartados nas lixeiras do campus, uma vez que já é realizada a coleta seletiva. Entretanto, haveria necessidade de conferir a separação do material antes de inseri-lo no biodigestor, o que complicaria o processo.

Outra possibilidade de geração de biogás é a partir de resíduos de poda, como gramíneas, folhas secas, flores e galhos de árvores. Segundo dados da Secretaria de Meio Ambiente da UnB, o volume de resíduo verde coletado em 2020 foi igual a 4000 m^3 (SeMA - Secretaria de Meio Ambiente da UnB, 2022), o que resulta em um média de $10,96\text{ m}^3$ de resíduos coletados por dia. Atualmente, esse material tem como único destino a compostagem, mas também pode ser utilizado na geração de energia. Além de diversificar o substrato, a codigestão também pode auxiliar no aumento da produção de biogás por melhorar o balanço da relação entre a quantidade de carbono e nitrogênio presentes na composição do material (D'AQUINO, 2018).

O material orgânico coletado pode ser destinados à geração de biogás por meio de um biodigestor instalado no campus, próximo à Faculdade de Tecnologia e ao restaurante universitário (RU). O local sugerido é apresentado na Figura 4.6 e a motivação foi a proximidade da subestação da FT e do restaurante universitário, economizando com o transporte dos resíduos. Dessa maneira, todo capital obtido em um contrato de descarte de resíduos orgânicos com o RU pode ser revertido no financiamento do próprio sistema de biogás. Vale destacar que uma vez que o volume de poda se refere ao campus inteiro, esse substrato não é relevante na determinação da localização do biodigestor.

A partir dos dados levantados e das equações 2.6 e 2.7, foi montada a Tabela 4.1 com o volume de biogás produzido diariamente e a energia elétrica equivalente que pode ser gerada por restos de alimentos e por resíduos de poda. A partir da média de resíduos orgânicos diária, tem-se um potencial de geração de aproximadamente $387,88\text{ kWh/dia}$, o que resulta em uma potência média de $16,16\text{ kW}$, uma vez que o gerador operaria em tempo integral. Para atender o sistema de biogás, será considerado um gerador de energia a gás de 75 kW , podendo operar com biogás ou com gás natural de modo contínuo. Por ser um gerador com capacidade superior

Figura 4.6. Localização do sistema de biogás proposto.



Fonte: Imagem extraída com a ferramenta Google Earth®

ao dimensionado, ele operará abaixo do valor nominal, de modo a respeitar o volume de gás gerado. Além disso, caso ocorra uma falha mais grave na rede de distribuição, o sistema pode operar com o consumo de gás natural e fornecer energia para o prédio, evitando que a microrrede fique sobrecarregada. Mais especificações técnicas estão disponíveis no Apêndice B.

Tabela 4.1. Resumo dos resultados obtidos para o sistema de biogás

Resíduo	Biogás (m ³)	Metano (m ³)	Energia Elétrica (kWh)	Potência Elétrica (kW)
Restos de Alimentos	68,2226	36,8402	128,5538	5,3564
Poda	132,7096	74,3174	259,3304	10,8054
Resíduos Totais	200,9322	111,1576	387,8842	16,1618

Fonte: Autoria própria

4.2.4 Sistema de Armazenamento de Energia

A principal função do sistema de armazenamento de energia da microrrede é absorver todo excesso de energia gerado pela microrrede e fornecer energia quando a geração é inferior à demanda da carga e a rede não é capaz de suprir esse déficit. Outra possibilidade é a realização de *peak shaving*, em que há uma redução no pico da carga de modo a aliviar a rede em perío-

dos de sobrecarga. Esse tipo de serviço ainda não é regulado e não prevê remuneração, mas tendo em vista a diferença de tarifas de acordo com o horário, o *peak shaving* pode viabilizar economicamente o investimento.

Conforme supracitado, as baterias de lítio são as mais utilizadas nesse tipo de aplicação pela vida útil, resistência frente a variações de temperatura e alta profundidade de descarga. Devido a isso, esse tipo de bateria será considerada no sistema de armazenamento de energia da microrrede. Para o dimensionamento do banco de baterias, alguns parâmetros devem ser definidos, como o tempo mínimo que a microrrede deve ser capaz de operar em modo ilhado (T_{ilhado}) e a profundidade de descarga (DOD - *Depth of Discharge*) que o BESS será submetido.

Seguindo as especificações da já citada Chamada Pública da COPEL, o tempo mínimo a ser adotado é de 5 horas (COPEL, 2020). Além disso, o dimensionamento adotará uma abordagem mais conservadora, de modo que deve-se considerar que a carga máxima é mantida durante todo o tempo que a microrrede permaneça em modo ilhado. Tendo em vista que a geração a biogás é mantida de modo contínuo, a carga máxima percebida pelo BESS ($P_{descarga}$) se dá pela diferença entre a carga demandada e a potência gerada pelo biogás. Por fim, a profundidade de descarga é o quanto o banco de baterias pode ser descarregado sem que isso interfira na sua vida útil. Algumas baterias de Li-íon permitem uma descarga de 100% (HILKE; FOXTRON, 2021), entretanto, será considerado uma profundidade de descarga igual a 80%, de modo que o SOC oscile entre 10% e 90%. Portanto, a capacidade de armazenamento de energia do BESS é definido conforme a equação 4.1:

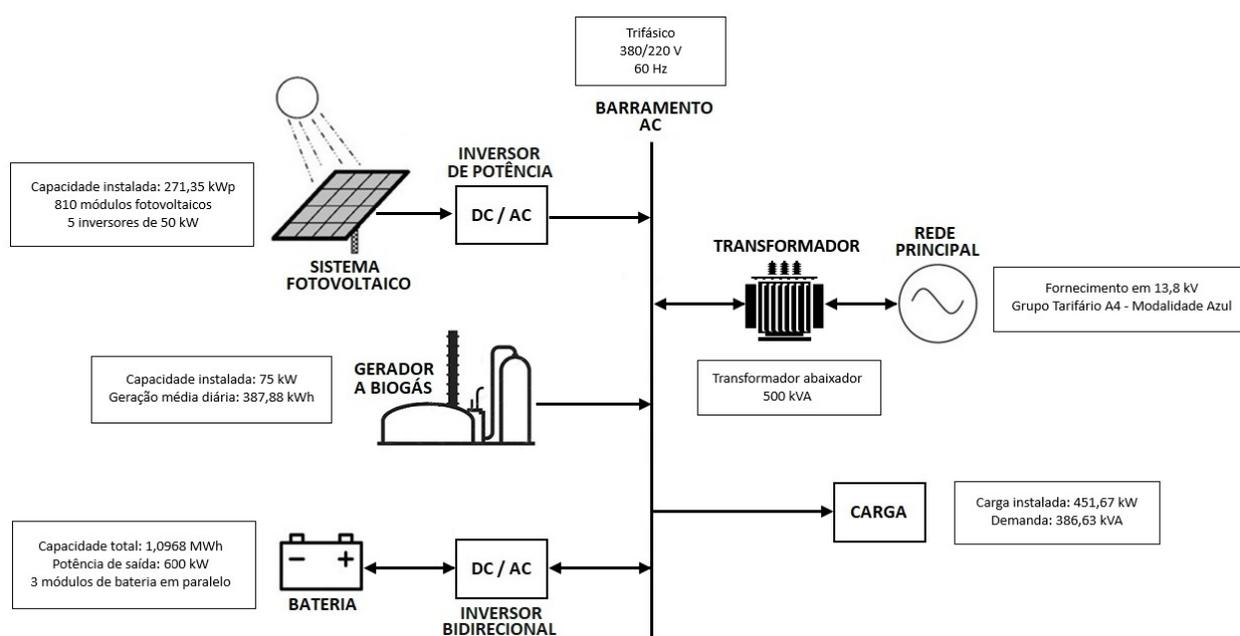
$$E_{bat} = \frac{P_{descarga} \cdot T_{ilhado}}{DOD} = \frac{(190,04 - 16,16) \cdot 5}{0,8} = 1086,74 \text{ kWh} \quad (4.1)$$

Por fim, para atender as especificações de projeto, o BESS adotado no projeto deve ser capaz de armazenar 1,09 MWh de energia e fornecer potência mínima de saída igual a 173,88 kW. Para atingir o valor calculado, serão considerados 3 *racks* de baterias em cadeia, ligados em paralelo de modo a aumentar a capacidade do sistema de armazenamento. Os *racks* em questão são capazes de armazenar 365,6 kWh de energia e possuem potência nominal de saída igual a 200 kW, 8.000 ciclos e profundidade de descarga igual 100%. Conseqüentemente, o banco de baterias é capaz de armazenar 1,0968 MWh de energia e fornecer potência de saída igual a 600 kW. Mais especificações técnicas estão disponíveis no Apêndice B.

4.2.5 Configuração Final da Microrrede

O esquemático final da microrrede pode ser visto na Figura 4.7, com as características de cada componente. Tendo em vista que o objeto de estudo proposto é o gerenciamento de energia da microrrede, os conversores serão considerados como ideais. Não será, portanto, abordado os detalhes técnicos de eletrônica de potência que envolvem o funcionamento interno dos conversores do sistema. Essa decisão permite uma maior concentração na estratégia de gerenciamento de energia e análise de viabilidade técnica da microrrede proposta. Cabe ressaltar que as demais especificações técnicas das fontes geradoras e do sistema de armazenamento de energia estão disponíveis no Apêndice B.

Figura 4.7. Configuração da microrrede a ser simulada com dados do sistema de distribuição e carga e dimensionamento do sistema de geração e armazenamento.



Fonte: Autoria própria

4.3 CUSTO DE ENERGIA

4.3.1 Tarifa Horossazonal Azul

Conforme dito anteriormente, o campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília opta pela modalidade tarifária horossazonal azul. Nessa modalidade, a fatura de energia é formada pelas parcelas de consumo, de demanda e de ultrapassagem da demanda contratada (PROCEL,

2001). A designação por parcelas se dá pelo fato de haver duas cobranças diferentes, tanto para o consumo, quanto para a demanda: a cobrança no horário de ponta (18h às 21h) e a cobrança nas horas fora de ponta. Esse tipo de tarifa é mais atrativo para unidades consumidoras com certa flexibilidade e que podem evitar demanda durante o horário de ponta.

A demanda pode ser definida como a potência média solicitada ao sistema elétrico em um intervalo de tempo especificado e expressa em kW (ANEEL, 2021a). Esse valor é importante, pois a partir da demanda contratada, a concessionária é capaz de prever as demandas da região e garantir a segurança e confiabilidade da rede (MARCHIORETTO, 2021). Por essa razão também há cobranças caso a unidade consumidora ultrapasse em 10% a demanda contratada, limite estabelecido para o subgrupo A4 (PROCEL, 2001). Outro conceito definido é o de consumo, o qual representa a quantidade de energia elétrica utilizada pela unidade no intervalo de tempo da medição (GIMENES, 2017). Essa medida é mais usual por ser a mesma medida tarifada em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

Isto posto, a cobrança final do uso de energia na tarifa horossazonal azul é dada de acordo com as equações 4.2 a 4.5:

$$CUSTO_{rede} = R\$_{consumo} + R\$_{demanda} + R\$_{ultrapassagem} , \quad (4.2)$$

em que, $CUSTO_{rede}$ representa o custo total pago à distribuidora na modalidade tarifária horossazonal azul.

$$R\$_{consumo} = TC_p \cdot CM_p + TC_{fp} \cdot CM_{fp}, \quad (4.3)$$

em que, $R\$_{consumo}$ é o custo referente ao consumo em reais, TC_p e TC_{fp} são os valores das tarifas de consumo de ponta e fora ponta, respectivamente, e CM_p e CM_{fp} são os valores de consumo medidos na ponta e fora ponta, em kWh.

$$R\$_{demanda} = TD_p \cdot DC_p + TD_{fp} \cdot DC_{fp}, \quad (4.4)$$

em que, $R\$_{demanda}$ é o custo referente à demanda contratada em reais, TD_p e TD_{fp} são os valores das tarifas de demanda de ponta e fora ponta, respectivamente, e DC_p e DC_{fp} são os valores da demanda contratada para ponta e fora ponta, em kW.

$$R\$_{ultrapassagem} = TU_p \cdot (DM_p - DC_p) + TD_{fp} \cdot (DM_{fp} - DC_{fp}), \quad (4.5)$$

em que, $R\$_{ultrapassagem}$ é o custo referente à ultrapassagem da demanda contratada em reais, TU_p e TU_{fp} são os valores das tarifas de ultrapassagem da demanda de ponta e fora ponta, respectivamente, e DM_p e DM_{fp} são os valores da demanda medidas para ponta e fora ponta, em kW.

A fim de comparação entre o custo de energia da rede de distribuição e o custo de energia das demais fontes da microrrede, serão considerados apenas as tarifas de consumo (em R\$/kWh). As demais tarifas são importantes para uma análise econômica da microrrede, devido à economia que as demais fontes podem proporcionar através da redução da demanda da unidade consumidora. Entretanto, o impacto não será considerado diretamente no custo de energia de alguma fonte em específico, mas no total de economia que a microrrede gerará. A Tabela 4.2 apresenta as tarifas de energia elétrica, em vigência de 22/10/2023 a 21/10/2024, para o subgrupo A4 (Neoenergia Brasília, 2023). Salienta-se que a tarifa não é o preço final a ser cobrado da unidade consumidora, o qual é composto pela tarifa e pelos tributos federais, estaduais e municipais, além de bandeiras tarifárias (Neoenergia Brasília, 2023).

Tabela 4.2. Tarifas de Energia Elétrica.

	Tarifa
Consumo na Ponta	0,74763 R\$/kWh
Consumo Fora Ponta	0,51991 R\$/kWh
Demanda na Ponta	29,84000 R\$/kW
Demanda Fora Ponta	13,00000 R\$/kW
Ultrapassagem na Ponta	59,68000 R\$/kW
Ultrapassagem Fora Ponta	26,00000 R\$/kW

Fonte: (Neoenergia Brasília, 2023)

4.3.2 Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*) é um parâmetro muito utilizado na comparação entre custos de diferentes fontes de energia, tendo em vista que fontes convencionais e renováveis requerem diferentes tipos de investimentos (SCHUINA, 2021; MOREIRA, 2019). Assim, é possível ter noção de qual fonte é mais competitiva e, portanto, deve ser priorizada em determinado projeto (SCHUINA, 2021). Pode-se definir o LCOE como a ta-

rifa que garante a viabilidade econômica de determinada fonte, de modo que todos os custos do projeto devem ser pagos pela energia gerada durante a vida útil dos equipamentos (MOREIRA, 2019). Conseqüentemente, o cálculo do LCOE é realizado conforme a equação 4.6:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{Geração ao longo da vida útil}} = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{E_t}{(1+i)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{E_t}{(1+i)^t}}, \quad (4.6)$$

em que C_t e E_t representam os custos do empreendimento e a energia gerada em cada ano, respectivamente, i representa a taxa de juros e I_t , M_t e F_t representam os custos de investimento, custos de manutenção e operação e custos com combustível, respectivamente.

4.3.2.1 LCOE do Sistema Fotovoltaico

Para sistemas fotovoltaicos, os principais custos de implementação se resumem à aquisição de módulos fotovoltaicos, inversores e cabos, mão de obra para instalação e gastos com projeto de conexão com a rede de distribuição (AQUILA *et al.*, 2021). Já os custos de operação e manutenção são bem inferiores, em torno de 0,5% do valor de investimento, e se referem a custos com limpeza dos módulos e possíveis trocas de equipamentos (AQUILA *et al.*, 2021). Em geral, assume-se que a vida útil desse tipo de sistema é de 25 anos, por se tratar do prazo de garantia dado pelos fabricantes dos módulos, mas os módulos podem apresentar uma durabilidade ainda maior (SOLARVOLT, 2015). Entretanto, os inversores têm uma menor vida útil, em torno de 10 anos, sendo necessário considerar o custo de troca desse equipamento nos custos de operação e manutenção (SOLARVOLT, 2015).

Conforme supracitado, a geração de energia em sistemas fotovoltaicos dependem das condições climáticas do local, o que torna a geração imprevisível. Apesar da geração ser estimada por medições passadas, não é possível ter precisão do quanto será gerado durante a vida útil do sistema (SCHUINA, 2021). Ademais, outros fatores impactam na geração do sistema e no custo de implementação e manutenção, como o tipo de módulo, a estrutura do sistema (fixa ou móvel), a limpeza e a degradação dos módulos (SCHUINA, 2021; SAID *et al.*, 2015). Alguns *softwares* podem ser utilizados para estimar a geração de energia, bem como o LCOE e outros parâmetros de análise econômica, tendo como exemplo o *Solar Advisor Model* (SAM) e o *HOMER energy* (SAID *et al.*, 2015).

Os valores de LCOE disponíveis na literatura variam entre 0,25 R\$/kWh e 0,39 R\$/kWh, como pode ser visto na Tabela 4.3. Para o cálculo do LCOE a ser adotado no projeto foi realizado uma média entre os valores apresentados e o resultado para o sistema fotovoltaico foi de 0,3405 R\$/kWh. O sistema fotovoltaico é um sistema já consolidado no Brasil, apresentando uma viabilidade econômica alta, conforme pode ser visto pelo LCOE, o qual é 34,51% menor do que a tarifa do consumo fora ponta da rede de distribuição.

Tabela 4.3. LCOEs de sistemas fotovoltaicos disponíveis na literatura

Ref.	Ano de Publicação	LCOE - Fotovoltaico (R\$/kWh)
(AQUILA <i>et al.</i> , 2021)	2020	0,3309
(SCHUINA, 2021)	2021	0,3914
(GOMES <i>et al.</i> , 2024)	2023	0,3500
(SILVA <i>et al.</i> , 2023)	2023	0,2500
Média		0,3405

Fonte: Autoria própria

4.3.2.2 LCOE da Geração a Biogás

O sistema de geração a biogás tem uma configuração diferente e, portanto, possui custos de implementações diferentes. Os principais custos são com a compra e instalação do biodigestor, aquisição do gerador e filtro purificador, adequação do terreno e encanamento para escoar o biogás gerado (CHP Brasil, 2018). Ao contrário do sistema fotovoltaico, a geração a biogás exige maior gasto com a operação e manutenção do sistema, sendo necessário realizar, na maioria das vezes, transporte e separação da matéria orgânica, bem como a adequação do substrato antes de inserir no biodigestor (D'AQUINO, 2018; SANTOS *et al.*, 2019). Alguns desses gastos são reduzidos no projeto, uma vez que se trata de restos orgânicos do restaurante universitário, não sendo necessário realizar a separação do lixo nem o transporte do material. Entretanto, ainda há necessidade de realizar manutenções preventivas, preditivas e/ou corretivas. Uma vez que o gerador é o equipamento com maior valor econômico, sua vida útil é a que determina a do sistema como um todo, limitando a vida útil em 10 anos (CERVI *et al.*, 2010; ALMEIDA; BRITO, 2018; BRONDANI *et al.*, 2010).

A geração de energia elétrica por sistemas a biogás depende do volume de biogás disponível, o que é afetado pela quantidade de matéria orgânica injetada no sistema e a sua composição.

Tendo em visto que o biogás é armazenado em tanque pressurizado, a inconstância de sua produção não é relevante e o sistema pode ser tratado como uma fonte despachável. Dessa forma, ao contrário do sistema fotovoltaico, a geração de energia por biogás pode ser estimada com maior precisão.

O LCOE para sistemas de geração a biogás disponível na literatura varia entre 0,38 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh, conforme apresentado na Tabela 4.4. Assim como feito anteriormente, o cálculo do LCOE a ser adotado no projeto será a média entre os valores apresentados, ou seja, igual a 0,5525 R\$/kWh. Esse tipo de fonte a partir de resíduos urbanos ainda não é tão significativa no cenário nacional, contando com apenas 20 usinas instaladas até 2019 e competindo com outras termelétricas no leilão de energia, cuja tarifa de venda é inferior ao custo de energia do biogás (FERNANDES *et al.*, 2022). Nessa configuração, a geração de energia a biogás não é vantajosa sem que haja subsídio para o incentivo dessa tecnologia menos poluente (FERNANDES *et al.*, 2022). Entretanto, para pequenas geradoras, como na geração distribuída, esse valor fica mais competitivo, uma vez que a tarifa fora ponta sem tributos é apenas 0,0326 reais menor que o custo nivelado de energia do sistema a biogás.

Tabela 4.4. LCOEs de sistemas de geração a biogás disponíveis na literatura

Ref.	Ano de Publicação	LCOE - Biogás (R\$/kWh)
(SANTOS <i>et al.</i> , 2018)	2018	0,5250
(MOREIRA, 2019)	2019	0,5800
(SANTOS <i>et al.</i> , 2019)	2019	0,6498
(FERNANDES <i>et al.</i> , 2022)	2022	0,3786
Média		0,5525

Fonte: Autoria própria

4.3.3 Custo Nivelado de Armazenamento

O custo nivelado de armazenamento (LCOS - *Levelized Cost of Storage*) é um parâmetro semelhante ao LCOE, mas que diz respeito ao armazenamento da energia e não da geração de energia. Dessa forma, ao avaliar custos com baterias, deve-se tratar do LCOS, o qual também será comparado aos custos nivelados de energia e às tarifas da distribuidora. Diferentemente do LCOE, o cálculo do LCOS é feito considerando os custos por ciclo e não por anos (GOMES *et al.*, 2024). Essa relação é apresentada na equação 4.7:

$$LCOS = \frac{CAPEX + OPEX}{Energia armazenada ao longo da vida útil} = \frac{\sum_{n=1}^T \frac{I_n + M_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{ESS_n}{(1+i)^n}}, \quad (4.7)$$

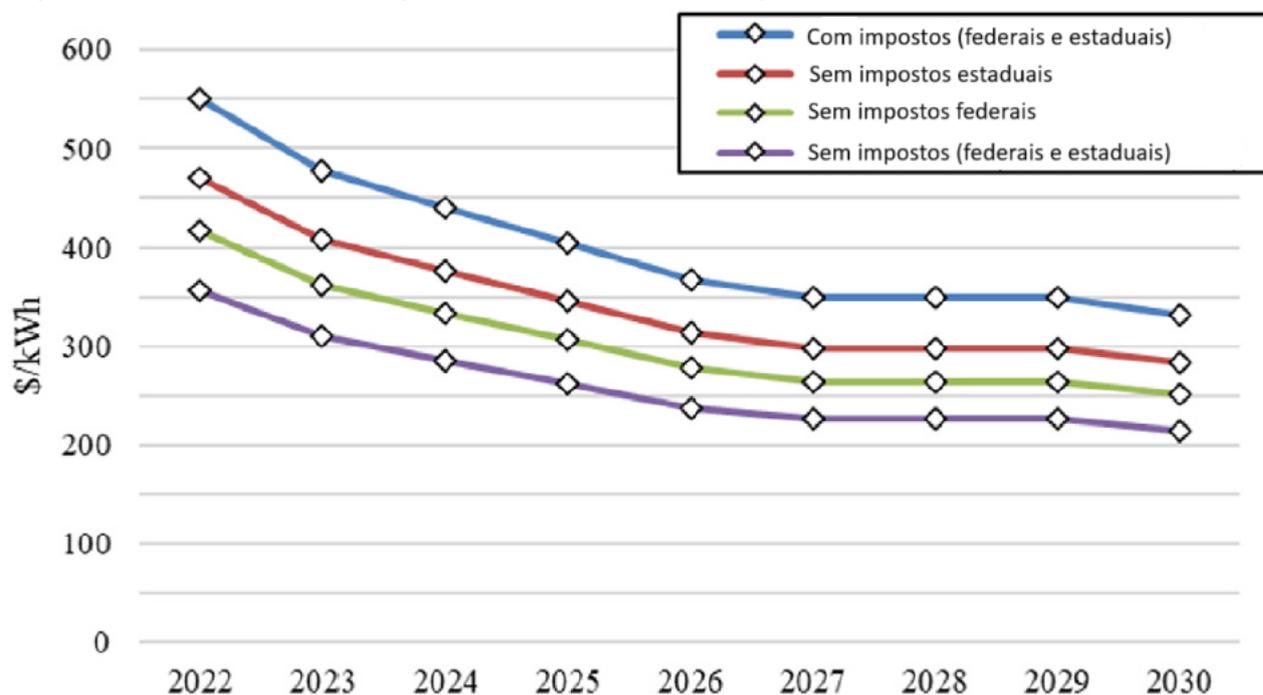
em que, I_n e M_n representam os custos de investimento e custos de manutenção e operação por ciclo, ESS_n representa a capacidade de armazenamento por ciclo do BESS, e i representa a taxa de juros.

Os sistemas de armazenamento de energia por bateria são comercializados de forma completa, de tal forma que os únicos gastos de implementação do sistema são com a aquisição do BESS e sua instalação (cabearamento, dispositivos de proteção e mão de obra), não sendo necessário adquirir outros equipamentos individuais. Entretanto, o sistema de armazenamento por baterias requer manutenção anual para não perder a garantia, e esses custos também devem ser considerados. Para as baterias de íon de lítio, os custos de implementação são mais elevados, mas sua maior vida útil em anos, maior número de ciclos e maior profundidade de descarga viabilizam a escolha. Em geral, esse tipo de bateria possui uma vida útil de, aproximadamente, 15 anos e 5.000 ciclos completos (Tesla, 2020; PINTO *et al.*, 2024; MARTINEZ-BOLANOS *et al.*, 2020).

A Figura 4.8, retirada de (PINTO *et al.*, 2024), apresenta uma projeção de mercado do custo do BESS no Brasil desde o ano 2022 até 2030, considerando impostos estaduais e federais, bem como sua isenção a fim de fomentar o desenvolvimento tecnológico. A expectativa é de que em 5 anos o preço do BESS caia, aproximadamente, 35%, custando em torno de 350 dólares por kWh. A projeção de baixa no preço do BESS tem como origem o aumento na demanda por esse tipo de produto, com aplicações em sistemas elétricos de potência e em carros elétricos (Secpower, 2018). Assim, para atender à nova demanda, há necessidade de uma maior extração de lítio e os países com maior produção são Austrália, Chile e Argentina (Secpower, 2018).

Por se tratar de uma tecnologia nova e não tão difundida no Brasil, são poucos os estudos brasileiros que analisam o custo de armazenamento por baterias de lítio. A Tabela 4.5 apresenta custos de armazenamento bem próximos, variando entre 0,905 R\$/kWh e 0,950 R\$/kWh, e com média igual a 0,9275 R\$/kWh. Os dois estudos citados realizam um estudo do comportamento do LCOS em diferentes cenários, como variações no preço do BESS, variações na taxa de atratividade e para diferentes anos. O valor citado de (GOMES *et al.*, 2024), por exemplo, foi obtido considerando sistemas de armazenamento por baterias com custos de 600 dólares por

Figura 4.8. Projeção anual do custo do BESS. As curvas em azul, em vermelho, em verde e em roxo representam, respectivamente, os custos do sistema de armazenamento por baterias considerando todos os impostos, isenção de impostos estaduais, isenção de impostos federais e isenção total de impostos.



Fonte: Traduzido de (PINTO *et al.*, 2024)

kWh e com taxa de atratividade igual a 10%. Já para o valor citado de (PINTO *et al.*, 2024), foi considerado o LCOS correspondente ao ano de 2024 e com impostos embutidos.

É importante notar que o LCOS do BESS é maior, inclusive, do que a tarifa de ponta da distribuidora e, conforme supracitado, isso se deve ao custo do banco de baterias ainda ser elevado. De acordo com Pinto *et al.* (2024), o LCOS deve cair para 0,71 R\$/kWh até 2030. Entretanto, o LCOS trata apenas do custo para armazenar a energia, de forma que os custos totais ainda devem incluir o custo da energia utilizada para carregar o BESS. Assim, o sistema de armazenamento por baterias ainda não é viável economicamente, mas deve ser adotada para garantir a autonomia da microrrede caso precise operar de forma isolada.

Tabela 4.5. LCOSs de sistemas de armazenamento de energia por baterias disponíveis na literatura

Ref.	Ano de Publicação	LCOS - BESS (R\$/kWh)
(PINTO <i>et al.</i> , 2024)	2024	0,950
(GOMES <i>et al.</i> , 2024)	2024	0,905
Média		0,9275

Fonte: Autoria própria

4.4 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

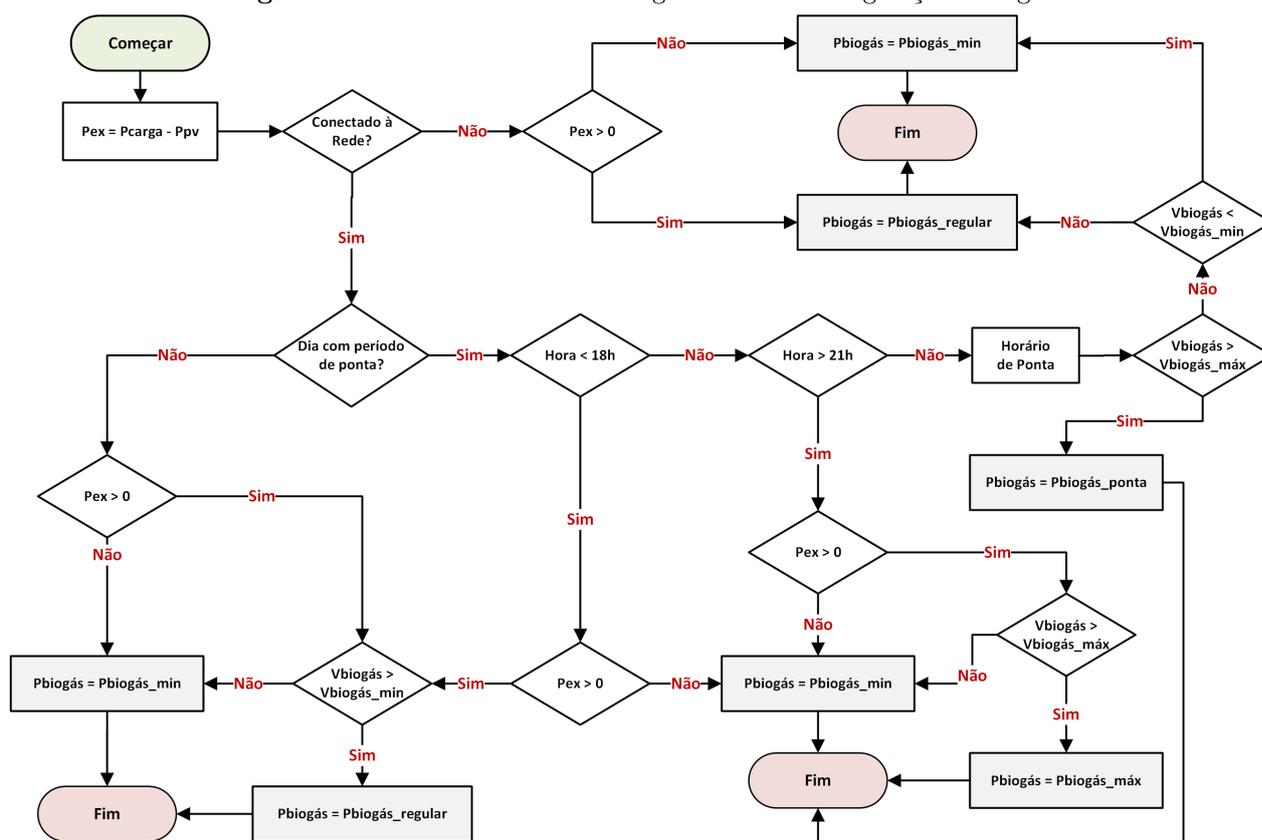
Conforme apresentado no Capítulo 3, o sistema de gerenciamento de energia da microrrede será baseado na abordagem de fluxogramas, em que o foco principal é o fluxo de potência do sistema. Conforme será visto, as principais vantagens dessa configuração é a robustez do controle e a simplicidade, uma vez que não é necessário armazenar dados do sistema. Isso se deve ao fato das decisões serem tomadas com base em medições em tempo real.

Para determinar o sistema de gerenciamento de energia da MR, deve-se estabelecer prioridades para o sistema, as quais dependerão da disponibilidade, custo de energia e tempo de acionamento das fontes. Por se tratar da fonte com custo de energia mais barato e geração intermitente, o sistema fotovoltaico deve ser priorizado a todo momento. Assim sendo, os inversores conectados aos módulos devem trabalhar com o sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) a fim de extrair o máximo de potência, independente da carga. Em compensação, o sistema de biogás deve operar de modo a fornecer energia de modo contínuo, mas com potências variáveis, de acordo com outros parâmetros do sistema. Uma vez que o custo de energia do biogás é equivalente à tarifa da rede de distribuição, ele deve ser utilizado com maior frequência, respeitando o limite diário de produção de biogás pelo biodigestor.

Com o intuito de facilitar o entendimento do MEMS como um todo, o fluxograma do gerenciamento foi separado em dois: um para a geração a biogás e um para o BESS e para a rede de distribuição. A Figura 4.9 apresenta o fluxograma responsável por gerenciar o gerador a biogás e tem como principais parâmetros para tomadas de decisão o horário em dias com período ponta, o volume de biogás armazenado e se há excesso de geração de energia. Além disso, determina-se quatro possíveis estágios de operação do gerador: operação com potência regular ($P_{\text{biogás_regular}}$), potência mínima ($P_{\text{biogás_min}}$), potência máxima ($P_{\text{biogás_máx}}$) e potência em horário de ponta ($P_{\text{biogás_ponta}}$).

O primeiro processo realizado na tomada de decisão do modo de operação do sistema de biogás é o cálculo do excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico (P_{ex}). Caso a microrrede não esteja conectada à rede de distribuição, a potência de geração a biogás deve ser mínima se houver excedente ou regular se a carga for superior ao gerado pelo fotovoltaico. Caso

Figura 4.9. Gerenciamento de energia do sistema de geração à biogás.



Fonte: Autoria própria

a microrrede esteja conectada à rede, então deve-se analisar se o presente dia possui período de ponta e o horário daquele intervalo de tempo.

Durante dias em que não há período de ponta, como finais de semana e feriados nacionais, o gerador a biogás é mantido com potência regular a não ser que o volume armazenado de gás esteja abaixo do limite inferior ou que haja excesso de geração fotovoltaica, reduzindo a potência de operação do biogás para a potência mínima. O mesmo processo é realizado em dias com período de ponta para tomadas de decisões que ocorram antes das 18 horas. Esse tipo de operação garante que durante o período de ponta seja possível gerar mais energia, reduzindo o consumo de energia da rede. Isto posto, caso o volume de biogás disponível seja alto, a potência de operação será a potência para horário de ponta, caso o volume esteja abaixo do limite, a potência de operação será a potência mínima e, por fim, se o volume estiver dentro do limite, a potência de operação será a potência regular.

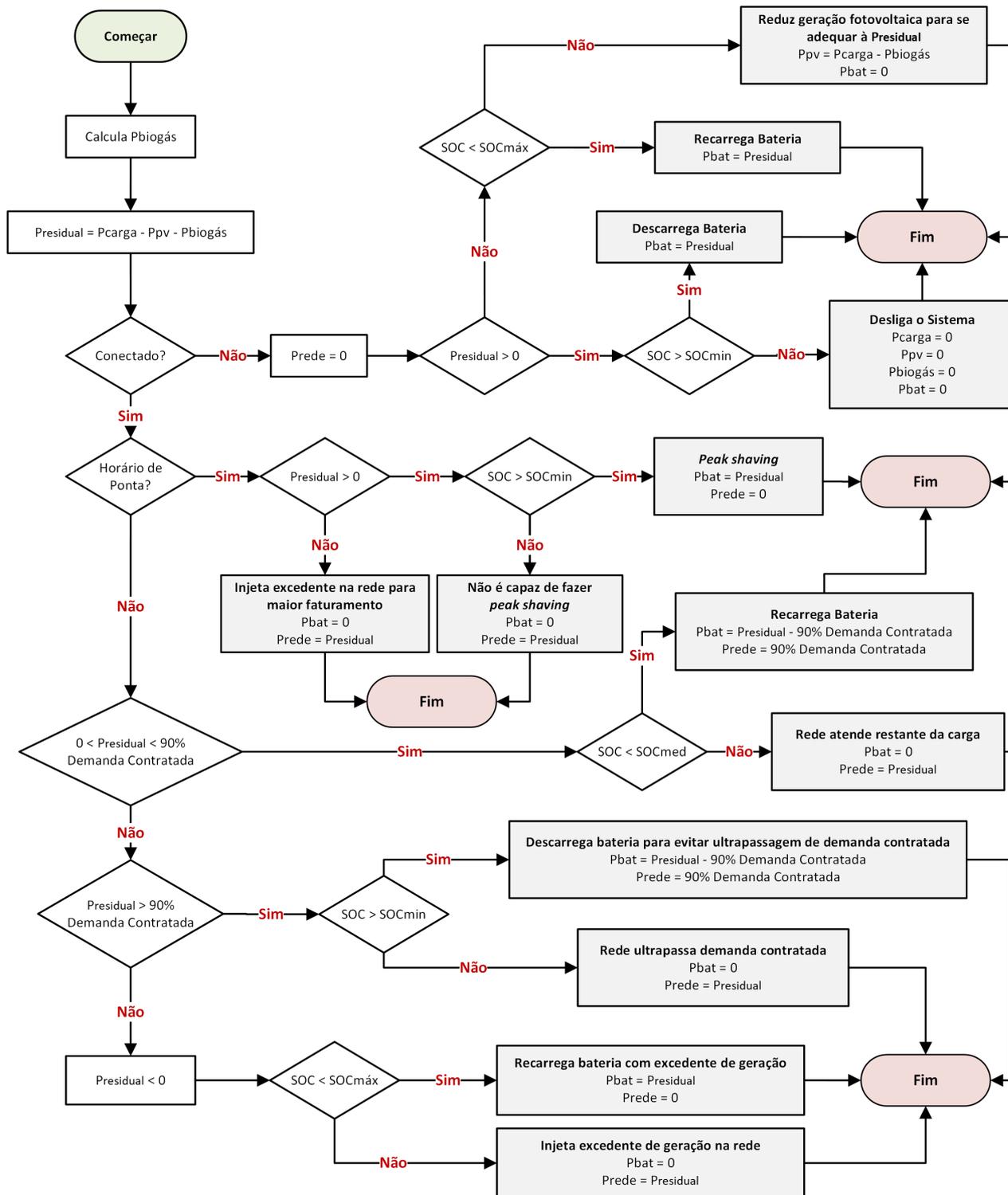
Uma vez definida a potência que deve ser entregue pelo gerador a biogás, pode-se definir a potência fornecida ou consumida pelo banco de baterias e pela rede de distribuição. O ge-

renciamento proposto para o BESS e para a rede estão apresentados na Figura 4.10 e começa pelo cálculo da potência residual do sistema ($P_{residual}$), a qual é definida pela diferença entre a potência requisitada pela carga e a gerada pelas fontes da microrrede. Para o MEMS, algumas determinações são tomadas como a realização de *peak shaving* pelo BESS e sua recarga preferencialmente realizada pelo excesso de energia gerada. Tendo em vista que a geração fotovoltaica e a biogás não são suficientes para atender a carga em sua totalidade, o BESS também depende da rede para ser carregado. Assim, para que a rede não seja sobrecarregada, deve-se estabelecer um limite de potência a ser consumido de modo a não ultrapassar a demanda contratada e gerar custos adicionais ao sistema.

Com a potência residual calculada, deve-se determinar se a MR está operando conectada à rede e se o horário em questão está no período de ponta ou fora ponta. Se a rede de distribuição estiver indisponível e $P_{residual}$ for positiva, o BESS descarregará a fim de atender a demanda restante enquanto estiver suficientemente carregado. A partir do momento em que o SOC do banco de baterias atingir o valor mínimo, o sistema precisará ser desligado para preservar a saúde do BESS. Se a rede estiver indisponível e $P_{residual}$ for negativa, então será possível carregar o BESS com o excedente de energia, mas se ele já estiver totalmente carregado, será necessário reduzir a geração fotovoltaica para que o fluxo de potência seja equilibrado.

Quando o sistema está conectado à rede, a análise do horário é importante, pois durante o horário de ponta deve-se buscar o mínimo de contribuição da rede possível. Nesse caso, para $P_{residual}$ positiva, o banco de bateria fará o *peak shaving* apenas quando estiver carregado, zerando a contribuição da rede. E caso $P_{residual}$ seja negativa, não há necessidade de participação do banco de baterias, além de que o excedente será injetado na rede para um maior faturamento. Para períodos fora ponta, $P_{residual}$ deve ser avaliada e se for negativa, o excedente de geração carregará o BESS se possível ou será injetado na rede de acordo com o estado de carga do BESS. Se $P_{residual}$ for positiva e estiver abaixo do limite definido como seguro para evitar ultrapassagem da demanda contratada (90% do valor contratado), o banco de baterias será carregado até que o SOC atinja um valor intermediário. Esse valor é estabelecido com o intuito de priorizar a recarga pela geração distribuída da MR, garantindo que o BESS não seja completamente carregado pela noite e a geração fotovoltaica excedente tenha que ser injetada na rede durante o dia. Esse parâmetro é importante para evitar descarte de energia caso um ilhamento ocorra

Figura 4.10. Gerenciamento de energia da microrrede com enfoque no BESS e na rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

durante a geração fotovoltaica com excedente e o banco de baterias já esteja cheio, além de não depender do sistema de créditos da distribuidora. Finalmente, se $P_{residual}$ for superior ao limite, o BESS será descarregado a fim de evitar ultrapassagem de demanda desde que o estado de carga esteja dentro das especificações.

O sistema de gerenciamento proposto foi implementado em código no MATLAB[®] e foram fornecidas as variáveis de entrada, como a potência de geração fotovoltaica e a carga de cada momento. A seção do *script* em que o EMS foi implementado está disponibilizada no Anexo C. O valor dos parâmetros necessários para o MEMS da microrrede será definido no próximo capítulo para a realização das simulações. Além desses parâmetros de entrada, também são necessárias medições para as tomadas de decisão. As variáveis que devem ser analisadas são:

- Horário;
- Medição em tempo real da potência demandada pela carga (P_{carga});
- Medição em tempo real da potência de geração fotovoltaica (P_{fv});
- Medição do volume de biogás armazenado ($V_{biogás}$);
- Sinal de detecção de falta na rede;
- Volume mínimo de biogás armazenado ($V_{biogás_min}$);
- Volume máximo de biogás armazenado ($V_{biogás_máx}$);
- Potência regular de geração do sistema a biogás ($P_{biogás_regular}$);
- Potência mínima de geração do sistema a biogás ($P_{biogás_min}$);
- Potência máxima de geração do sistema a biogás ($P_{biogás_máx}$);
- Potência em horário de ponta de geração do sistema a biogás ($P_{biogás_ponta}$);
- Cálculo do SOC por meio do método Contagem de Coulomb;
- SOC máximo permitido para o banco de baterias ($SOC_{máx}$);
- SOC mínimo permitido para o banco baterias (SOC_{min});
- SOC intermediário permitido para o banco de baterias (SOC_{med});
- Demanda contratada.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi realizado o dimensionamentos dos REDs que compõem a microrrede. O sistema fotovoltaico foi dimensionado com base no sistema já instalado e no espaço livre de

telhado utilizável. O sistema a biogás foi dimensionado com base no potencial energético da UnB, considerando os resíduos alimentares e de poda como os responsáveis pela geração do biogás por meio dos biodigestores. Por fim, o sistema de armazenamento de energia foi dimensionado com base na máxima potência demandada pela carga, o tempo mínimo de operação que a MR deve operar no modo ilhado e a profundidade de descarga do BESS. O perfil de carga da unidade também foi estudado e traçado para dias úteis e não úteis. Além do dimensionamento, foram levantados os custos normalizados de energia e de armazenamento a fim de comparação com a tarifa de energia da rede de distribuição. Por fim, o sistema de gerenciamento de energia foi proposto com base nos custos de energia de cada RED e da rede principal, mas também considerando a fonte não despachável como prioridade.

No próximo capítulo, o sistema de gerenciamento de energia será implementado e os parâmetros e os períodos de simulação serão definidos. Os resultados, bem como as análises dos resultados e sugestões de melhorias, serão apresentados no Capítulo 5 - Resultados.

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo é aplicado o gerenciamento de energia proposto no capítulo anterior. A fim de validar o funcionamento da microrrede e seu sistema de gerenciamento de energia, algumas simulações foram realizadas para diferentes cenários. Portanto, a configuração da microrrede apresentada na Figura 4.7 foi simulada levando em consideração as especificações obtidas no Capítulo 4. A microrrede proposta conta com um sistema fotovoltaico composto de 810 módulos de 335 Wp cada e 5 inversores de 50 kW, um sistema de gerador a gás de 75 kW e um banco de baterias com capacidade de 1,0968 MWh e potência de saída igual a 600 kW.

5.2 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Os principais componentes da microrrede, bem como outros parâmetros de simulação estão dispostos na Tabela 5.1. Para o sistema fotovoltaico, conforme supracitado, foram considerados os dados solarimétricos de Brasília disponibilizados pelo INMET para o ano de 2023 (INMET, 2024) e a geração estimada a partir dos módulos e da taxa de desempenho considerada. É importante destacar que tanto os dados solarimétricos quanto os dados do perfil de carga estão com um tempo de amostragem de 1 hora. Com o intuito de representar um gerenciamento operando quase em tempo real, o tempo de amostragem foi reduzido para 5 minutos a partir de interpolações das curvas obtidas. Ademais, apesar do perfil de carga seguir um padrão, cada dia a carga terá flutuações distintas e para representar esse efeito e garantir a unicidade da curva foi adicionado ruído aleatório à carga em cada dia.

Alguns parâmetros do sistema de armazenamento de energia já haviam sido determinados durante o dimensionamento, como a profundidade de descarga e o limite superior e inferior do estado de carga. O valor adotado para o SOC inicial foi de 50% para que o BESS não iniciasse

Tabela 5.1. Resumo dos parâmetros utilizados na simulação da microrrede.

Sistema Fotovoltaico		Sistema a Biogás	
Número de módulos	810	Pbiogás_min	8 kW
Número de inversores	5	Pbiogás_máx	24 kW
Potência de cada módulo	335 Wp	Pbiogás_regular	16 kW
Potência de cada inversor	50 kW	Pbiogás_ponta	40 kW
Taxa de desempenho	83%	Vbiogás_diário	200,93 m ³
Sistema de Armazenamento		Vbiogás_inicial	602,79 m ³
Capacidade	1,0968 MWh	Vbiogás_min	361,67 m ³
Potência de Saída	600 kW	Vbiogás_máx	663,07 m ³
SOCmin	10%	Rede de Distribuição	
SOCmed	70%	Demanda Contratada	100 kW
SOCmáx	90%	Número de Interrupções	1
SOC (t ₀)	50%	Duração da Interrupção	5 horas

Fonte: Autoria própria

carregado e nem descarregado. O estado de carga intermediário, por sua vez, foi considerado em 70% por ser o equivalente a três quartos da profundidade de descarga do BESS. Por fim, para o sistema a biogás foi considerado um estoque inicial de gás equivalente a três dias de produção, totalizando 602,79 m³ de gás e um armazenamento mínimo de 90% da produção de dois dias e máximo de 10% a mais do que o estoque inicial. A produção de gás é inconstante ao longo do dia, mas para fins de simulação será considerado que o gás produzido em um determinado dia é estocado no início do dia seguinte. Os valores atribuídos às potências de operação mínima, máxima e de ponta foram adotadas como 50%, 150% e 250% da potência regular (potência média calculada), respectivamente.

Em relação às simulações, inicialmente foram considerados cinco cenários que buscam representar as variações na geração fotovoltaica que ocorrem no ano e as variações de carga que ocorrem ao longo da semana. Os dois primeiros casos a serem verificados são as semanas dos solstícios de inverno (18/06/2023 a 24/06/2023) e de verão (17/12/2023 a 23/12/2023), por serem períodos em que os dias têm menor e maior duração, respectivamente. Além disso, tendo em vista que 2023 foi um ano atípico e englobou 3 períodos letivos, serão analisadas as semanas em que se completou 75% do segundo semestre de 2022 (22/01/2023 a 28/01/2023), a semana em que se completou 50% do primeiro semestre de 2023 (21/05/2023 a 27/05/2023) e a semana em que se completou 50% do segundo semestre de 2023 (22/10/2023 a 28/10/2023). Esses períodos foram escolhidos por serem as semanas mais movimentadas dos períodos letivos, o que garante um perfil de carga mais aproximado do estimado no Capítulo 4. A Tabela 5.2 apresenta

uma síntese dos dias considerados na análise.

Tabela 5.2. Dias analisados em cada cenário proposto.

Cenário	Dia de Interesse	Semana
Cenário 01	Solstício de Inverno	18/06/2023 - 24/06/2023
Cenário 02	Solstício de Verão	17/12/2023 - 23/12/2023
Cenário 03	75% do Semestre 2.2022	22/01/2023 - 28/01/2023
Cenário 04	50% do Semestre 1.2023	21/05/2023 - 27/05/2023
Cenário 05	50% do Semestre 2.2023	22/10/2023 - 28/10/2023

Fonte: Autoria própria

Com o intuito de fazer a avaliação econômica da microrrede, é importante analisar o seu funcionamento por maior período de tempo. Assim sendo, a microrrede também será simulada para o ano de 2023, com a carga variando para feriados, finais de semana e férias (dias não úteis) e dias letivos (dias úteis). Ao contrário das simulações anteriores, o intuito não é avaliar o gerenciamento de energia pelo fluxo de potência, mas pela contribuição mensal de cada componente, bem como a economia que a microrrede proporcionou ao longo do ano.

Após as simulações iniciais, outros cenários de teste foram pensados e serão tratados como cenários alternativos por envolver mudanças em parâmetros iniciais de simulação. Esses novos casos foram pensados visando verificar a possibilidade de reduzir o tamanho do sistema e como a microrrede se comportaria nessas situações. Assim, os cenários alternativos também foram analisados no período de um ano completo, não focando no fluxo de potência em si ou em questões econômicas, mas na capacidade da microrrede em operar de forma independente. As alterações avaliadas foram: interrupções mais longas, redução da capacidade do banco de baterias e redução da demanda contratada.

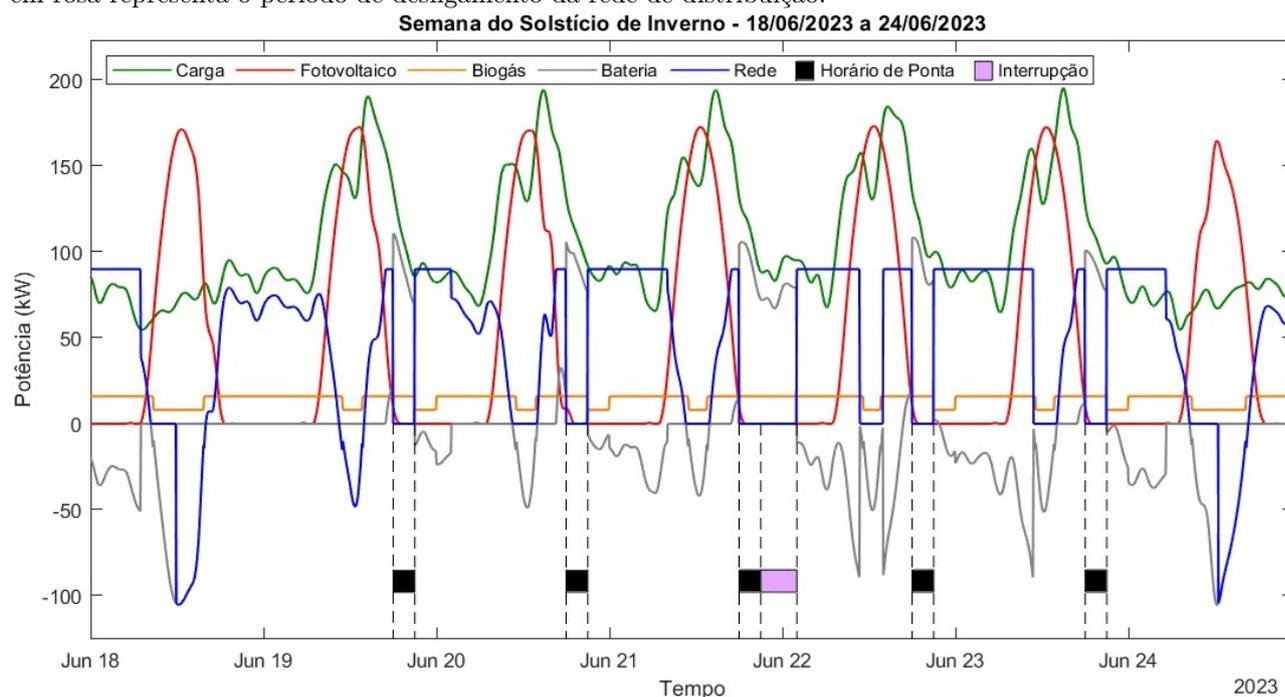
5.3 CENÁRIO 01 - SOLSTÍCIO DE INVERNO

O primeiro cenário a ser analisado é o da semana do solstício de inverno, que ocorreu no dia 21 de junho de 2023. Uma vez que os dias são mais curtos nesse período, a tendência é que a geração fotovoltaica seja menor. Entretanto, por se tratar de um período de seca, não é incomum que a irradiância atinja valores altos e com curvas bem definidas. A simulação será realizada para o período de uma semana, começando no domingo dia 18/06/2023 e terminando no sábado dia 24/06/2023. A interrupção da rede será considerada para o dia do solstício de

inverno e ocorrendo a partir das 21 horas, pois é quando termina o horário de ponta e o BESS pode estar mais descarregado. Dessa forma, a falta estaria ocorrendo no horário mais crítico para o sistema.

O fluxo de potência da microrrede é apresentado na Figura 5.1, em que a curva em verde, vermelho, laranja, cinza e azul representam, respectivamente, a carga, a geração fotovoltaica, a geração a biogás, a potência fornecida ou consumida pelo banco de baterias e a potência fornecida ou consumida pela rede. Outra curva importante de ser analisada é a curva de SOC do banco de baterias, apresentada na Figura 5.2. O estado de carga do BESS é um parâmetro que auxilia na tomada de decisão do gerenciamento de energia da MR e, portanto, deve ser analisado juntamente ao fluxo de potência da MR.

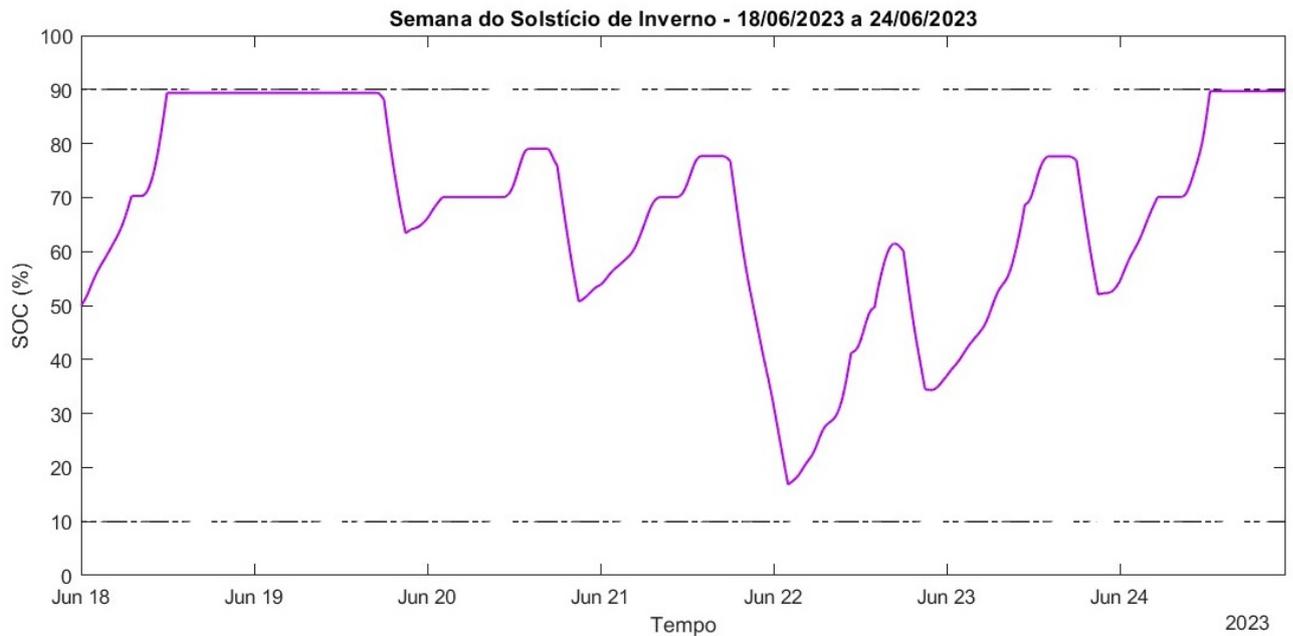
Figura 5.1. Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do *peak shaving* e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

Duas curvas são fundamentais na análise do fluxo de potência: a curva de potência do BESS e da rede de distribuição. Elas são importantes pois indicarão se o banco de baterias está sendo requisitado para complementar a potência do sistema e se a rede está fornecendo uma potência maior do que a demanda contratada ou, até mesmo, não está fornecendo potência alguma. Pelo gráfico exposto pode-se observar que a rede está operando quase sempre totalmente desligada ou

Figura 5.2. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023.



Fonte: Autoria própria

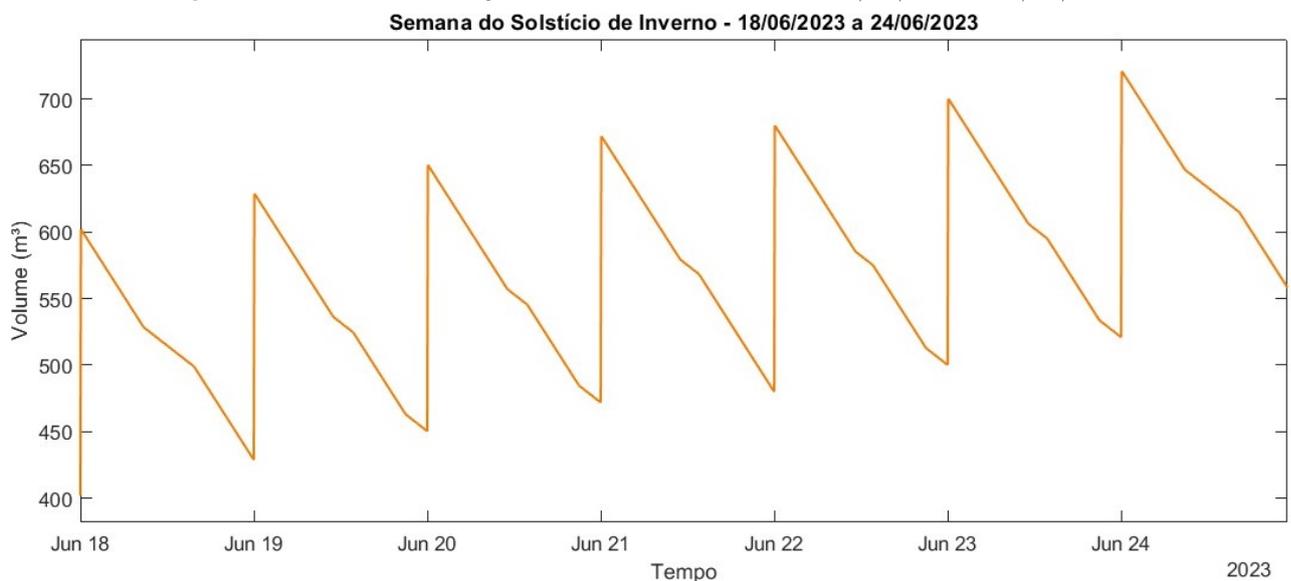
totalmente ligada, ou seja, fornecendo a potência máxima estabelecida. Esse fenômeno ocorre pela baixa geração fotovoltaica, o que acaba prejudicando a recarga do BESS por essa fonte, sendo necessário um maior tempo de recarga pela rede. Ainda sobre o sistema fotovoltaico, vale notar que devido ao dia ser mais curto, a geração decai bem antes da carga, de modo que o banco de baterias é solicitado para que a potência da rede não ultrapasse a demanda contratada.

Apesar da baixa geração FV, em todos os dias houve excedente em algum momento. Em alguns casos essa energia foi utilizada na recarga do BESS, mas uma vez que o estado de carga havia atingido seu limite, essa energia foi injetada na rede. Como o banco de baterias permaneceu bem carregado durante todo tempo, foi possível realizar *peak shaving* todos os dias no horário de ponta, período destacado em preto no gráfico. Durante essas horas, a microrrede opera como se estivesse desconectada da rede principal (*grid-zero*), uma vez que não há excedentes e o BESS é requisitado. Ao contrário desse caso, durante as horas de interrupção consideradas previamente, período destacado em rosa, a microrrede operou de modo isolado com o gerador a biogás e o BESS como únicas fontes de energia.

Finalmente, a geração a biogás opera em apenas dois modos, com potência regular e mínima, uma vez que o volume de biogás armazenado não atinge o limite superior ao final do dia,

conforme pode ser visto na Figura 5.3. Apesar do volume armazenado atingir $718,32 \text{ m}^3$ e o volume máximo definido para armazenamento ser de $663,07 \text{ m}^3$, de acordo com o indicado na Tabela 5.1, o horário em que isso ocorre é relevante. Todos os picos da curva de volume acontecem no início do dia, quando o biogás gerado no dia anterior é armazenado. Por outro lado, os modos de operação do gerador a biogás com potências mais elevadas só ocorrem depois das 18 horas, segundo definido pelo EMS proposto. O volume armazenado aumenta constantemente, uma vez que o consumo de gás é inferior ao gerado diariamente e, analisando o sistema por mais tempo, em determinado momento o volume armazenado será superior ao valor máximo permitido, de modo que o sistema a biogás operará com maior potência.

Figura 5.3. Volume de biogás armazenado entre os dias 18/06/2023 e 24/06/2023.



Fonte: Autoria própria

Analisando o gráfico do estado de carga é nítido que, apesar da microrrede ter operado por mais de 5 horas sem consumir energia da rede principal, o SOC do banco de baterias não foi gravemente impactado, sofrendo uma redução de 60,82%. Esse resultado é positivo para o sistema, pois não inviabiliza o *peak shaving*, uma vez que sua realização compromete a carga do BESS para uma possível emergência. Entretanto, também alerta sobre o dimensionamento do banco de baterias, o qual pode ser realizado, sem prejuízos, com uma abordagem menos conservadora. Ademais, ao passar do tempo, o BESS conseguiu se restabelecer, atingindo o valor máximo permitido para o SOC ao fim da simulação. Esse processo poderia ter sido mais rápido caso a demanda contratada considerada fosse mais elevada. Outro ponto importante de

destacar é que durante a semana, o BESS realizou cerca de 1,68 ciclo completo.

5.4 CENÁRIO 02 - SOLSTÍCIO DE VERÃO

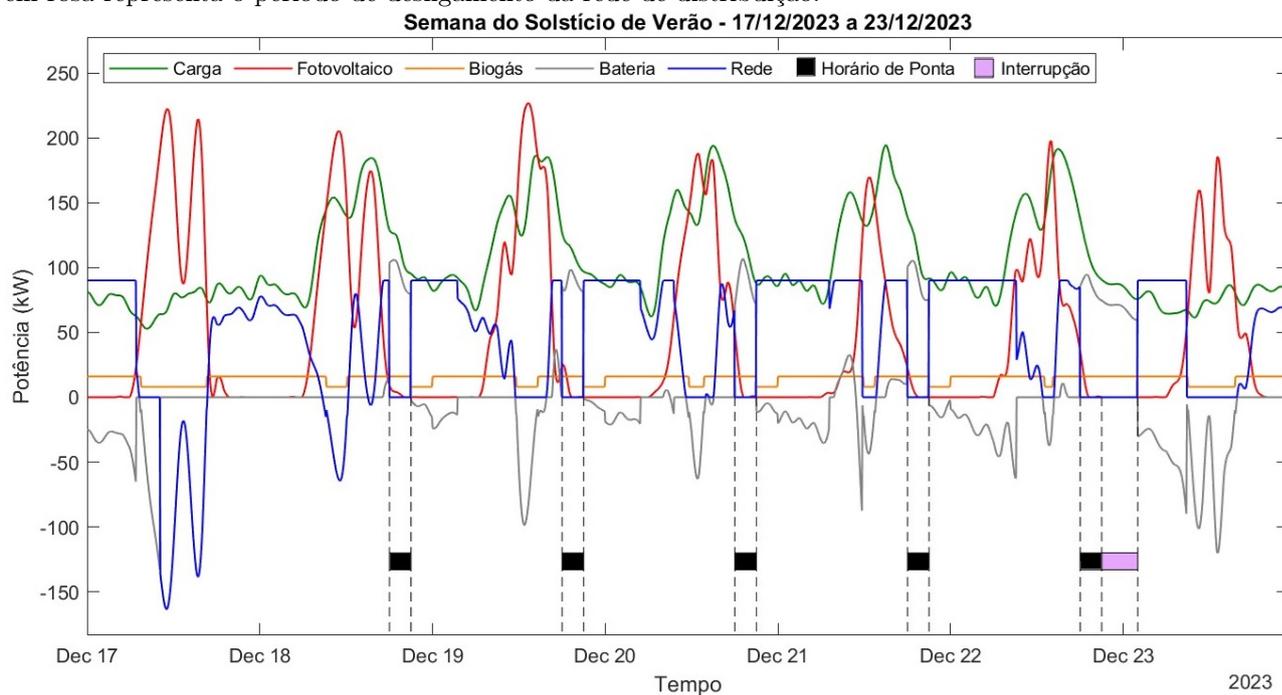
O solstício de verão ocorreu em 22 de dezembro de 2023 e, ao contrário do caso anterior, os dias nesse período são mais longos, porém mais chuvosos. Como consequência direta, a geração fotovoltaica oscila durante o dia, apresentando mais de um pico, por diversas vezes. A simulação será realizada para os dias entre 17/12/2023 e 23/12/2023, totalizando o período de uma semana. De forma análoga ao cenário anterior, o ilhamento não previsto da microrrede será considerado para o caso mais crítico, ao fim do horário de ponta, do dia do solstício de verão.

As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam o fluxo de potência da microrrede e o SOC do banco de baterias durante a semana do solstício de verão e segue o padrão de cor adotado anteriormente. As curvas de potência do BESS e da rede de distribuição são muito semelhantes às curvas do solstício de inverno, com picos de excedente próximo ao meio dia e recarga do BESS pela rede nos dias úteis ocorrendo entre 21 horas de um dia e 08 horas do dia seguinte. Entretanto, é possível observar uma maior flutuação na potência da rede se comparado com o caso anterior, uma vez que quando o banco de baterias está carregado, a rede estará mais sensível às flutuações da geração FV.

Assim como no cenário anterior, a geração a biogás segue operando apenas nos modos de potência mínima e regular. Já a geração FV atinge picos mais altos e perdura até meados do horário de ponta, por mais que não seja tão expressiva. Assim, durante o horário de ponta, a potência da rede é zerada e atendida apenas pela geração a biogás, BESS e pela pequena contribuição do sistema fotovoltaico, quando é o caso. Por diversos momentos o excedente de geração FV também permite que a microrrede opere com *grid-zero*, destinando essa energia à recarga do BESS, ao invés de injetá-la na rede.

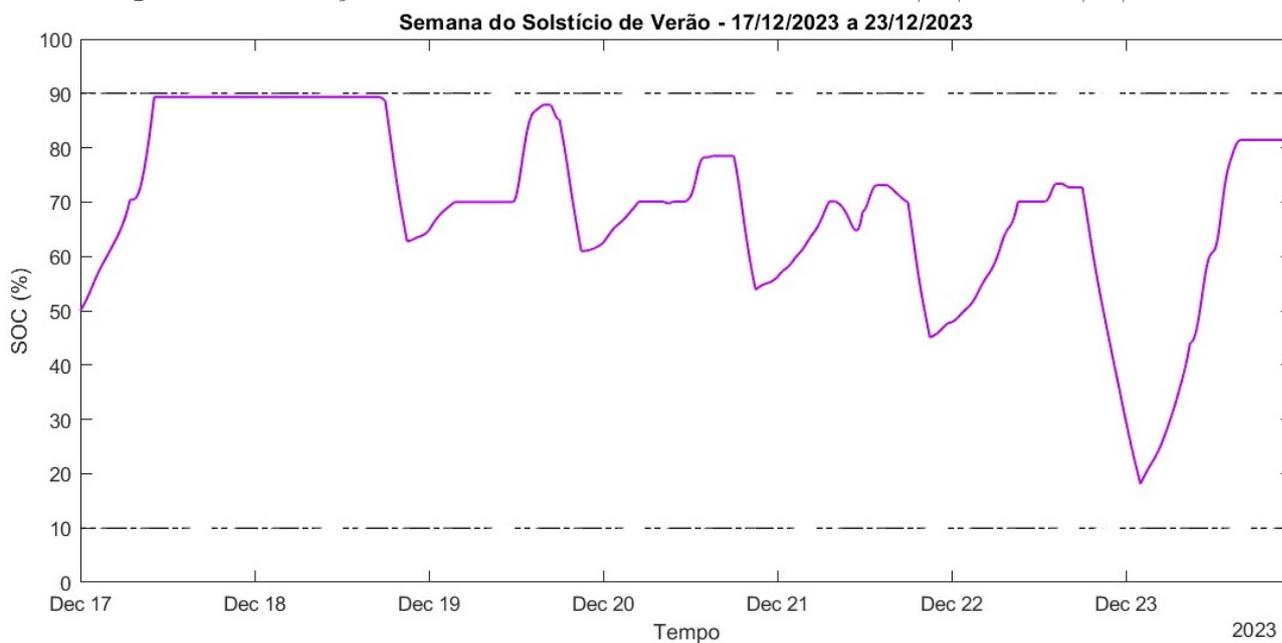
Quanto ao SOC, o banco de baterias é rapidamente carregado, uma vez que a semana começa em dia não útil e a carga é pequena se comparada à geração. A curva nos demais dias se assemelha em muito à curva dos dias do cenário 01, com exceção do dia em que ocorre a interrupção da rede elétrica de distribuição. Tendo em vista que a interrupção ocorre em

Figura 5.4. Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 17/12/2023 a 23/12/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do *peak shaving* e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

Figura 5.5. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 17/12/2023 a 23/12/2023.



Fonte: Autoria própria

uma sexta-feira, já ao final da semana, é possível notar que o BESS se recompõe rapidamente, terminando a semana com 81,44% de estado de carga. Além disso, a queda do SOC durante as 5 horas em que a rede de distribuição não estava fornecendo energia foi menor do que a do caso anterior, totalizando 54,59%. Ao fim da semana analisada, o BESS realizou cerca de 1,67 ciclo completo, valor esse próximo ao obtido no cenário anterior.

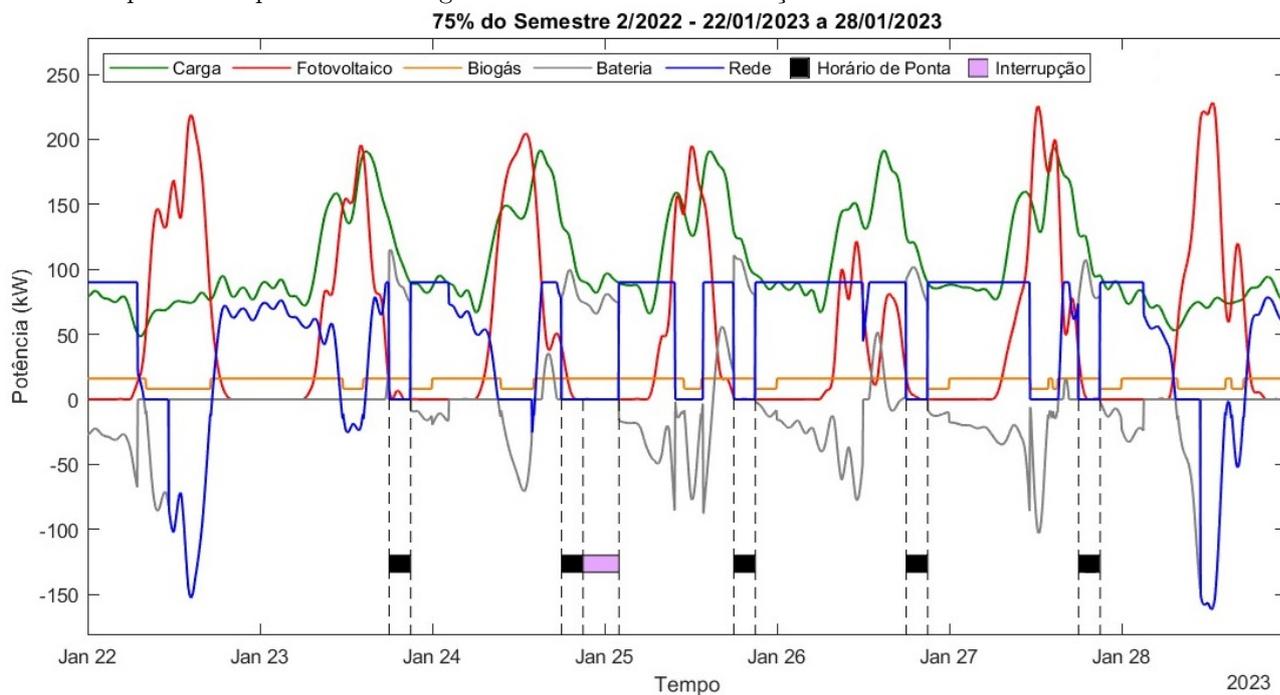
5.5 CENÁRIO 03 - SEMESTRE 2/2022

Devido à paralisação das aulas em decorrência da pandemia de COVID-19, os semestres letivos precisaram ser adaptados ao longo do ano. Dessa forma, o ano de 2023 acabou por abranger, também, o período letivo do segundo semestre de 2022. Esse semestre letivo teve fim apenas no dia 18/02/2023 e completou três quartos no dia 24/01/2023. Por ser um período com grande movimentação de alunos, a semana no dia 22/01/2023 até o dia 28/01/2023 foi um dos cenários escolhidos para análise. Assim como no cenário 02, esse é um período chuvoso, o que tende a afetar a geração FV pela alta taxa de sombreamento. O ilhamento não previsto da microrrede foi inicialmente proposto para o dia 24/01/2023 às 21h, conforme realizado para os demais casos.

O fluxo de potência da semana em questão está exposto na Figura 5.6, conforme o padrão de cores adotado para cada variável. O detalhe que mais se destaca no gráfico apresentado é a inconstância na geração FV, tendo dias com curvas mais bem definidas ou mais largas, e curvas com picos bem pequenos ou estreitos. Conforme pode ser visto na Figura 5.7, inicialmente, o BESS começa bem carregado, atingindo o limite superior, e assim permanece devido aos dias seguintes apresentarem boa geração fotovoltaica. Entretanto, após a interrupção na rede, o nível de carga do BESS cai e só aumenta no dia 27/01/2023, quando a geração é mais significativa. No dia 26/01/2023, como a geração é baixa, o banco de baterias não consegue ser recarregado com energia suficiente devido à limitação na potência consumida da rede de distribuição e em determinado momento ainda precisa descarregar para evitar ultrapassagem da demanda contratada.

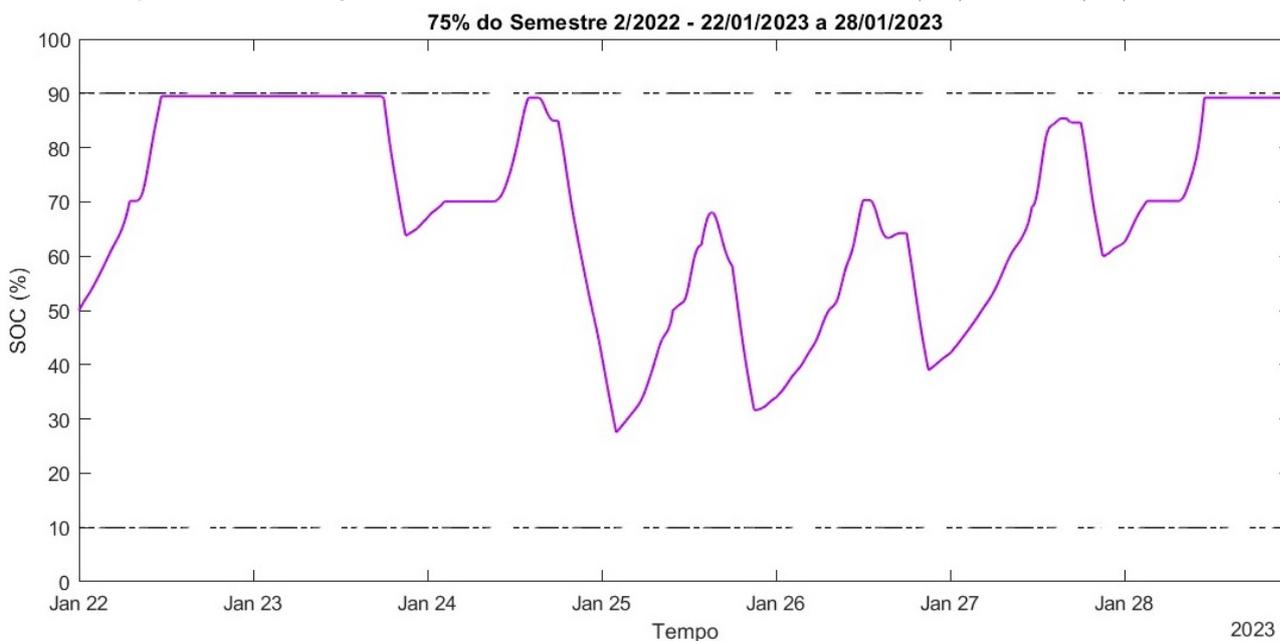
Nesse cenário de operação, o corte de carga durante o período de ponta é realizado sem maiores prejuízos e a microrrede também é capaz de operar em modo ilhado pelo tempo exigido.

Figura 5.6. Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários de ponta e a realização do *peak shaving* e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

Figura 5.7. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023.

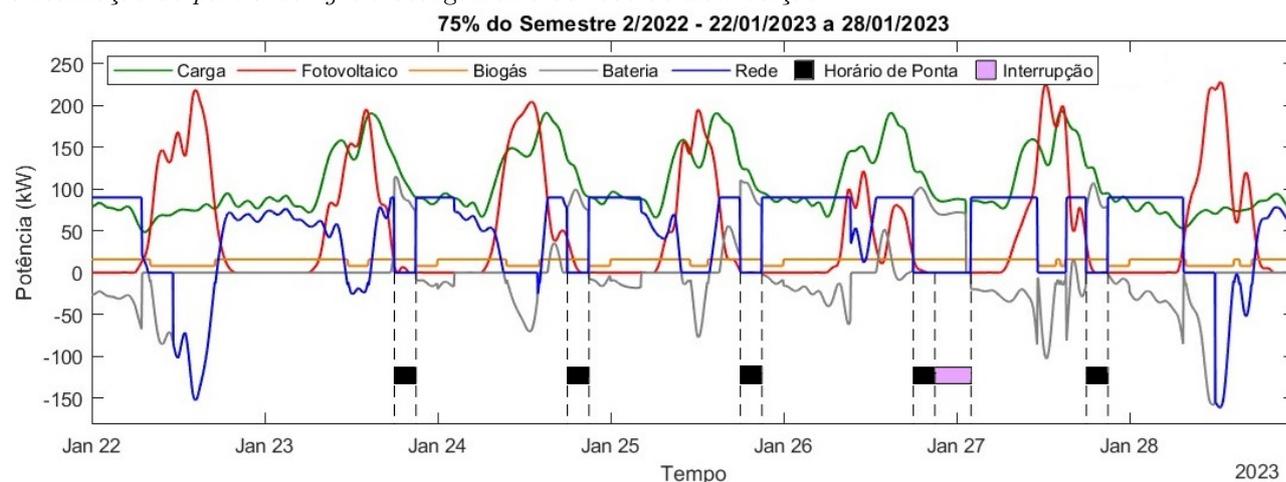


Fonte: Autoria própria

A maior variação no SOC do banco de baterias ocorre entre os dias 24/01/2023 e 25/01/2023, apresentando uma queda de 57,44%. Por fim, o BESS passa por 1,81 ciclo completo e atinge o valor máximo ao fim da simulação.

A partir da simulação desse cenário, foi possível perceber que se a interrupção ocorresse no mesmo horário em um dia com menor geração, o BESS poderia não ser suficiente para atender a carga por todo momento. Assim, a mesma simulação foi realizada considerando a interrupção no dia 26/01/2023 às 21 horas, logo após o horário de ponta. Sob essa nova circunstância, a simulação da microrrede pode ser conferida nas Figuras 5.8 a 5.10. Conforme pode ser visto, o desligamento da MR ocorre à 01h20 do dia 27/01/2023 e perdura até o religamento da rede, que ocorre às 02h, tendo em vista que não há outra fontes capazes de suprir a carga nesse horário.

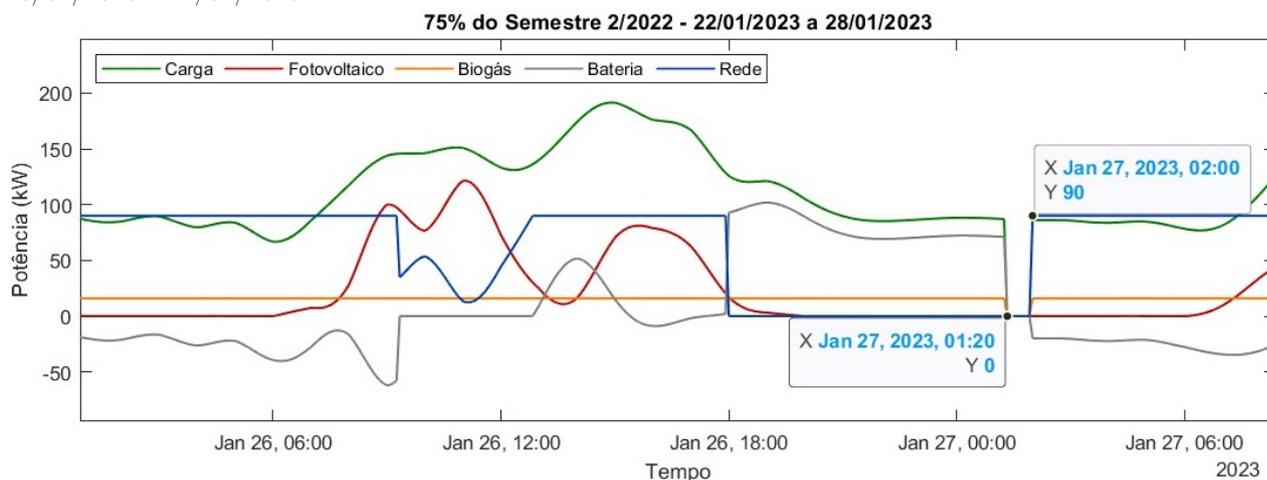
Figura 5.8. Fluxo de potência ativa da microrrede operando entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023 com interrupção ocorrendo entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023. Os períodos destacados em preto e rosa representam a realização do *peak shaving* e o desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

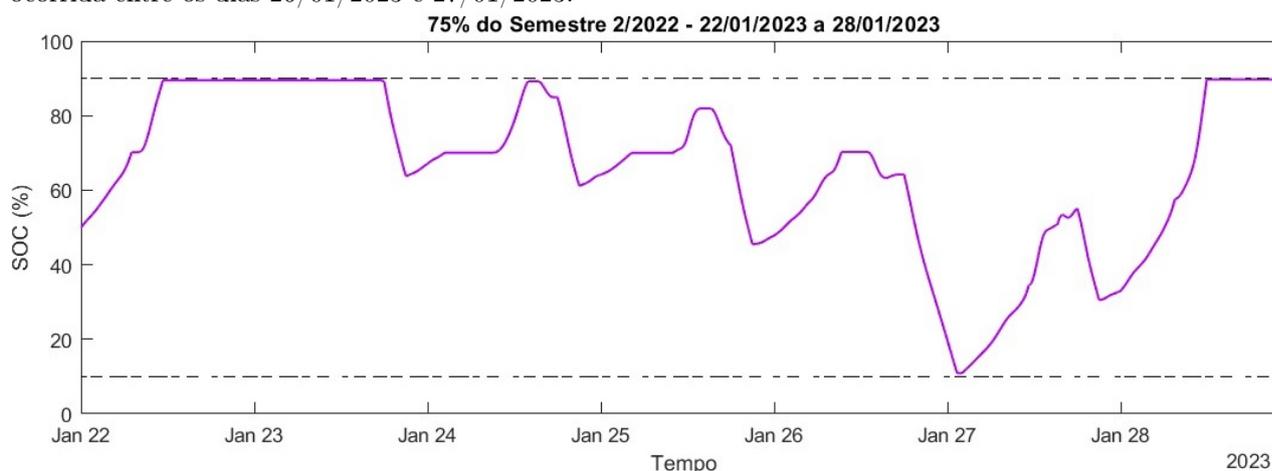
Uma alternativa para evitar desligamentos indesejados é limitar o *peak shaving* apenas para momentos em que o SOC do banco de baterias esteja acima de um valor pré-determinado, preservando energia para possíveis emergências. Adicionalmente, pode-se considerar outro limite para o SOC de modo que ao decair além desse valor, o gerador a biogás opere com a potência de ponta, aliviando o BESS. Outra possibilidade é descartar ou aumentar o valor do parâmetro SOCmed, o qual é utilizado para limitar a recarga do BESS pela rede, com o intuito de incentivar a recarga por fontes renováveis. Por fim, o aumento da demanda contratada permite uma recarga acelerada, por aumentar a potência fornecida ao banco de baterias e evita que o BESS

Figura 5.9. Fluxo de potência da microrrede com enfoque no momento da interrupção ocorrida entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023.



Fonte: Autoria própria

Figura 5.10. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/01/2023 a 28/01/2023 para interrupção ocorrida entre os dias 26/01/2023 e 27/01/2023.



Fonte: Autoria própria

seja descarregado para evitar ultrapassagens na demanda contratada. Essas propostas podem ajudar o MEMS a manter o BESS menos solicitado e garantir o funcionamento da microrrede por mais tempo.

5.6 CENÁRIO 04 - SEMESTRE 1/2023

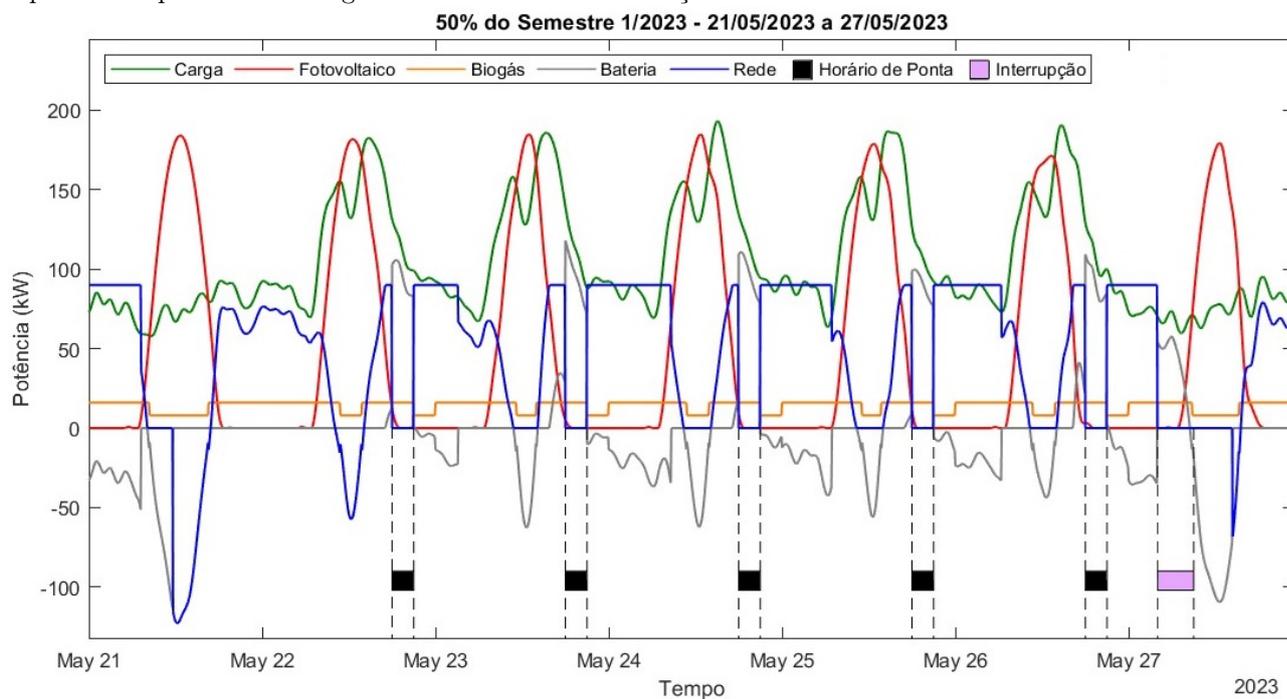
O período letivo do primeiro semestre de 2023 teve início no dia 28/03/2023 e término no dia 25/07/2023, de modo que as aulas chegaram na metade do período em 27/05/2023. De maneira semelhante ao caso anterior, a semana do dia 21/05/2023 a 27/05/2023 será analisada

por ser um período de grande movimentação. Em Brasília, o mês de maio é marcado por ter uma baixa quantidade de dias chuvosos, se restringindo a um total de 2 dias em 2023 (INMET, 2024). Seguindo o processo realizado nos demais cenários, a escolha do dia para simular uma interrupção de rede teve como base o dia exato considerado, e nesse caso é no sábado, 27/05/2023. Uma vez que a carga no final de semana é menor do que durante a semana, optou-se por simular a interrupção às 04 horas, tendo em vista que durante o dia a geração seria positiva e a microrrede operaria boa parte em *grid-zero*, não sendo importante estar conectada.

As Figuras 5.11 e 5.12 apresentam o fluxo de potência da microrrede e o SOC do banco de baterias durante a semana a ser analisada, conforme o padrão de cores adotado. Seguindo os exemplos anteriores, a geração a biogás oscila entre a potência regular e mínima, reduzindo para potência mínima enquanto a microrrede possui excesso de geração e logo após o horário de ponta. O detalhe que mais se destaca na Figura 5.11 são as curvas bem definidas de geração fotovoltaica, com o pico de igual amplitude ao da carga, mas em momentos diferentes. Enquanto o pico de geração ocorre próximo a 12h40, o pico da carga ocorre próximo das 15h. Ademais, ao contrário dos outros casos, o BESS é descarregado com maior intensidade apenas durante o horário de ponta, o que torna a recarga mais rápida. Conseqüentemente, o BESS atinge o SOCmed no início dos dias, vide Figura 5.12, não recarregando mais e possibilitando que a rede forneça uma potência menor para a carga.

Como dito, considerou-se uma interrupção na rede durante o final de semana às 04 horas de modo a forçar um cenário em que o banco de baterias fosse mais demandado. Entretanto, o impacto no SOC do banco de baterias não é significativo, resultando em uma variação máxima de 17,87% durante a interrupção. Além disso, a geração fotovoltaica é suficiente para carregar o BESS, elevando o SOC ao seu valor máximo e o BESS finaliza a semana com 1,57 ciclo completo. Caso a interrupção ocorresse em outro período, como próximo ao meio dia, o banco de baterias seria ainda menos prejudicado, mas a geração fotovoltaica teria que ser reduzida de acordo com a carga a partir do instante em que o BESS estivesse plenamente carregado. Como todas as interrupções até então foram consideradas apenas para o período da noite, esse modo de operação ainda não foi apresentado.

Figura 5.11. Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 21/05/2023 a 27/05/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários ponta e a realização do *peak shaving* e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

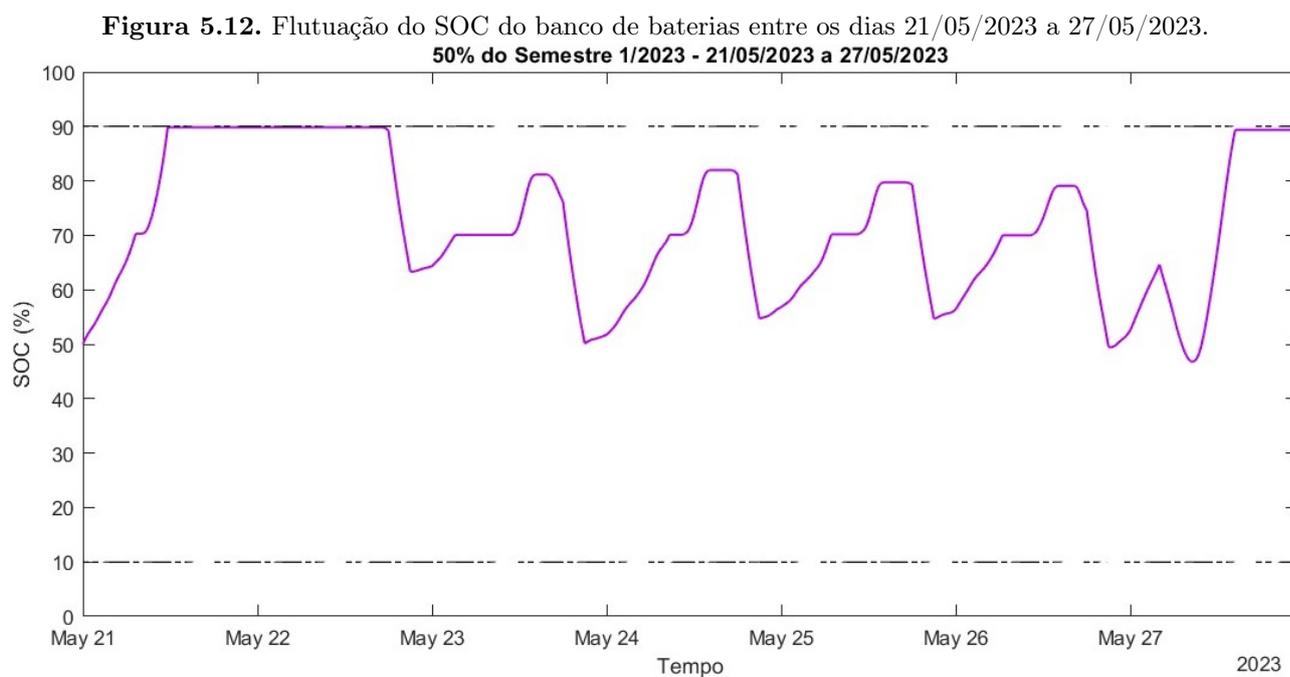


Figura 5.12. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 21/05/2023 a 27/05/2023.

Fonte: Autoria própria

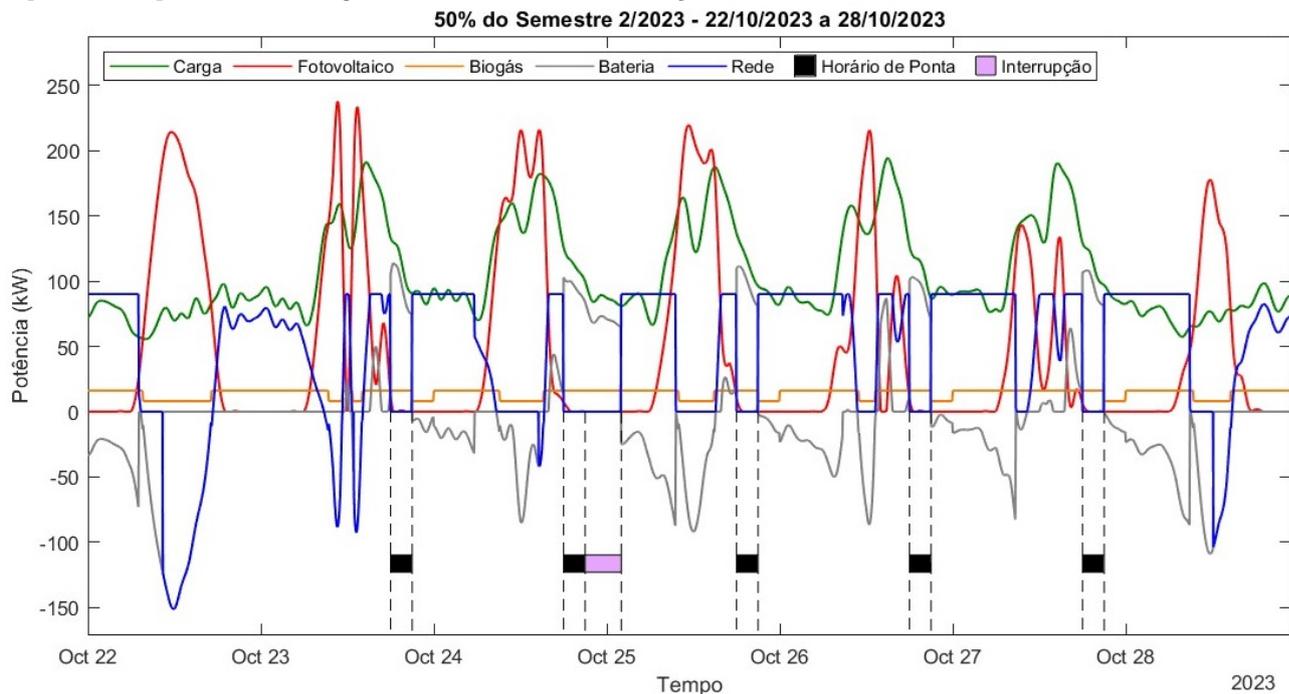
5.7 CENÁRIO 05 - SEMESTRE 2/2023

O segundo semestre letivo de 2023 teve início no dia 25/08/2023 e encerrou no dia 23/12/2023, completando a metade do período letivo em 24/10/2023. O cenário 05 será simulado considerando a semana do dia 22/10/2023 a 28/10/2023, conforme realizado nos cenários anteriores. Vale destacar que o dia 28/10/2023 é considerado feriado pela Universidade de Brasília e, portanto, deve ser tratado como dia não útil, o que aconteceria normalmente, tendo em vista que coincidirá com um sábado. O momento da interrupção foi determinado conforme anteriormente, seguindo o dia que completa metade do período letivo às 21 horas. Além disso, a planilha disponibilizada pelo INMET com os dados meteorológicos não possui informações para os dias 23/10/2023 de 12h as 13h e 26/10/2023 de 14h as 15h, de modo que a geração FV nesses horários será considerada nula por ser o pior caso.

O fluxo de potência da semana proposta é apresentado na Figura 5.13, conforme o padrão de cores adotado para cada variável. A geração fotovoltaica para a semana em questão apresenta um perfil de geração interessante, com picos elevados, embora estreito. A exceção disso é o dia 27 de outubro, em que a geração FV não é suficiente para gerar excedente de energia, dependendo da geração a biogás para isso. O gerador a biogás, inclusive, segue no padrão anterior, operando com potência regular e mínima de acordo com o gerenciamento proposto. A Figura 5.14 apresenta o estado de carga do BESS ao longo dos dias e é possível notar que o banco de baterias começa bem carregado, com o limite máximo de carga, e consegue se manter assim até o terceiro dia, em que há a interrupção e a necessidade de operar em modo ilhado. A partir desse momento a o BESS passa a operar em uma faixa de SOC inferior, embora a geração FV no dia seguinte seja boa.

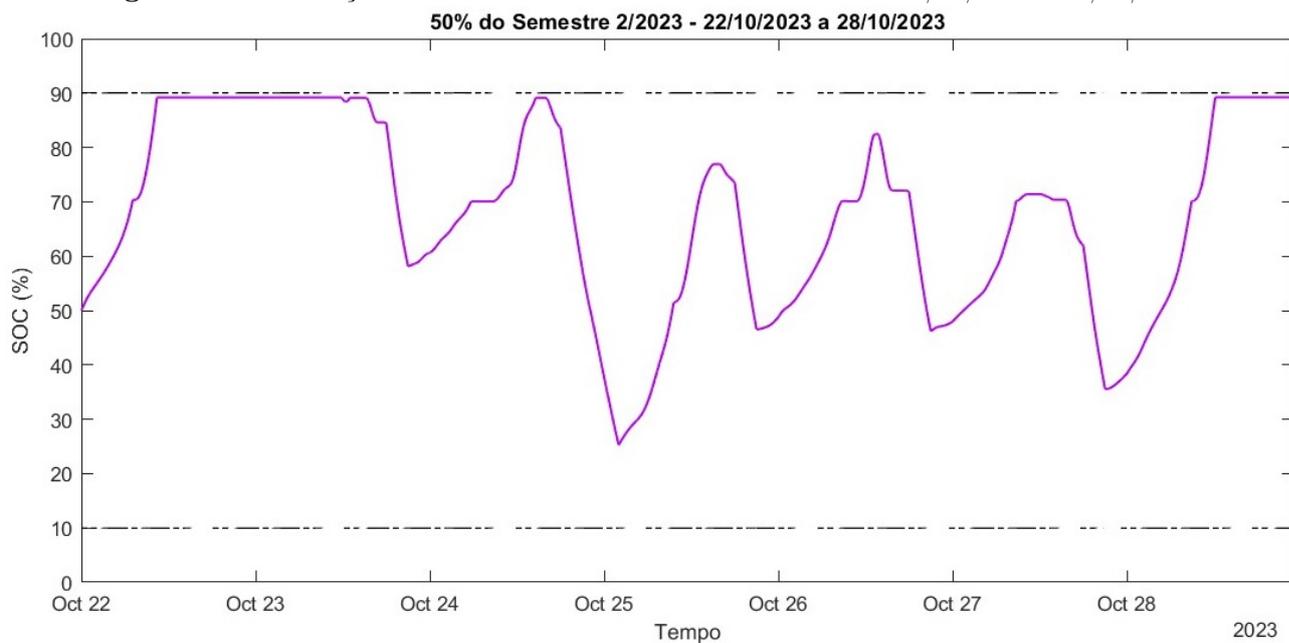
Nesse cenário de operação, mesmo considerando a geração fotovoltaica nula em dois momentos por falta de dados, o corte de carga durante o período de ponta foi realizado por todo momento e a microrrede foi capaz de operar sem ultrapassar a demanda contratada e em modo ilhado pelo tempo exigido. A maior variação no SOC do banco de baterias ocorre entre os dias de interrupção, 24/10/2023 e 25/10/2023, apresentando uma queda de 63,90%. Por fim, o BESS atinge o valor máximo ao fim da simulação, mas passa por 1,98 ciclo completo, maior valor calculado até então.

Figura 5.13. Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023. Os períodos destacados em preto representam os horários ponta e a realização do *peak shaving* e o destacado em rosa representa o período de desligamento da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria

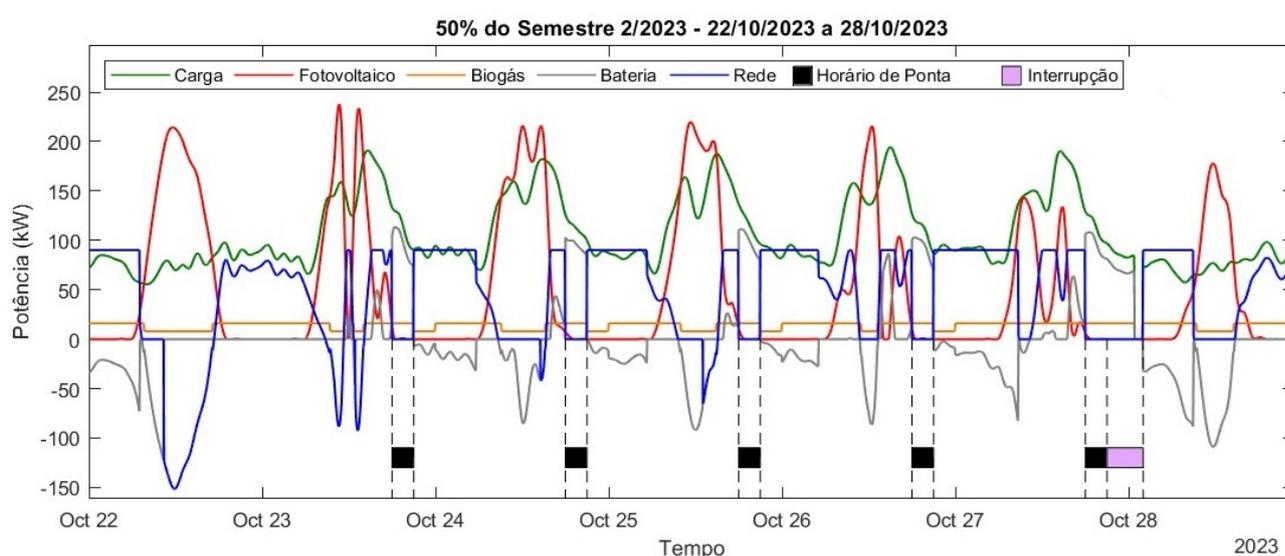
Figura 5.14. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023.



Fonte: Autoria própria

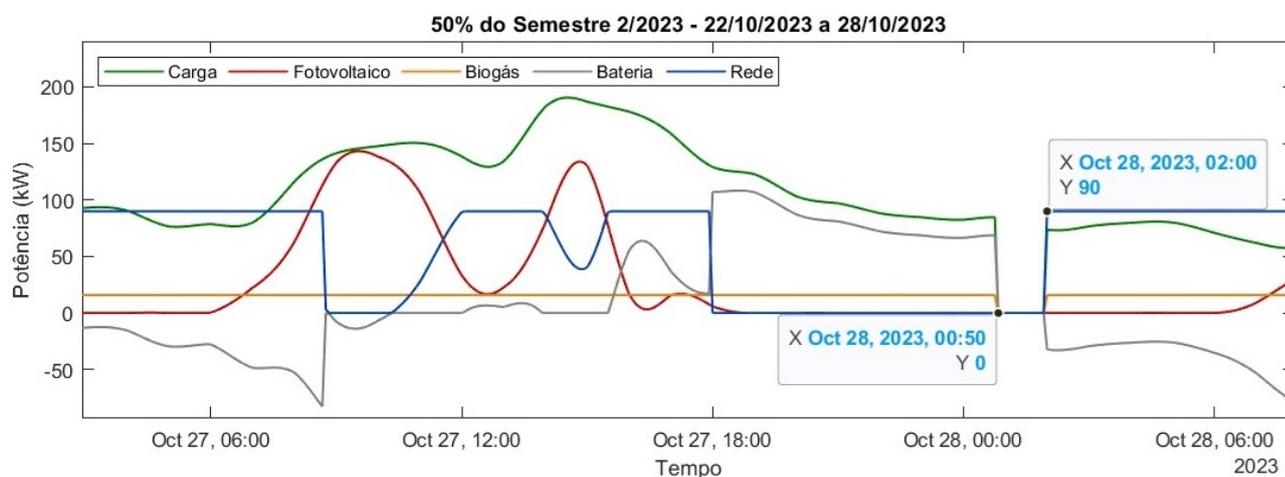
De forma análoga ao realizado no cenário 3, o cenário 5 também foi simulado com interrupção ocorrendo no dia com pior geração, 27/10/2023, para verificar se a microrrede seria capaz de operar pelas 5 horas pré-determinadas. Os resultados da simulação podem ser observados nas Figuras 5.15 a 5.17. Conforme pode ser visto, o desligamento da MR ocorre 00h50 do dia 28/10/2023 e perdura até o religamento da rede, que ocorre às 02h, visto que a rede de distribuição é a única capaz de suprir a carga nesse horário quando o BESS está descarregado.

Figura 5.15. Fluxo de potência da microrrede operando entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023 com interrupção ocorrendo entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023. Os períodos destacados em preto e rosa representam a realização do *peak shaving* e o desligamento da rede de distribuição.



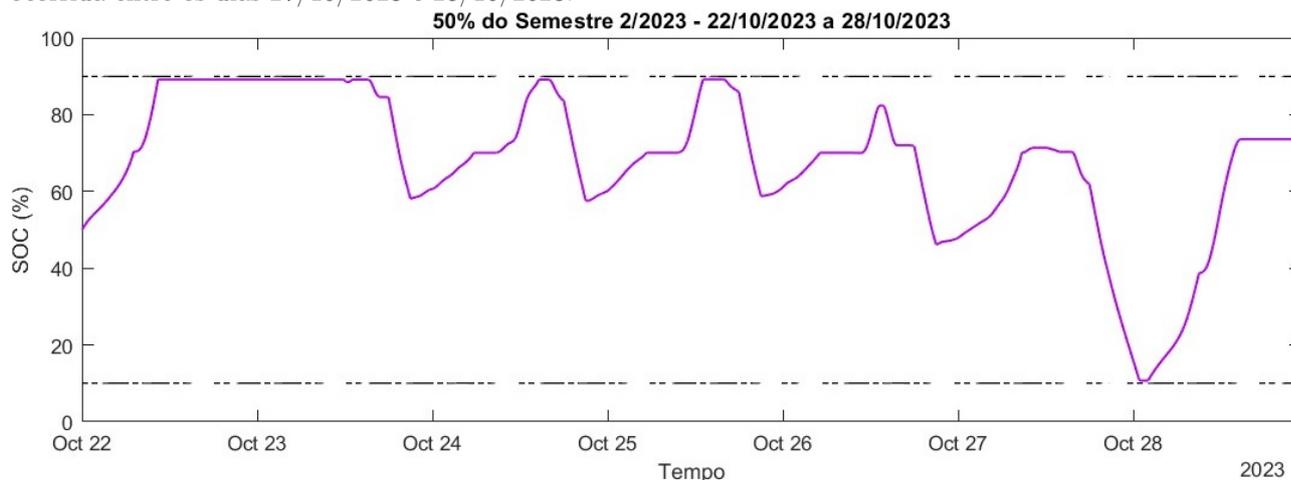
Fonte: Autoria própria

Figura 5.16. Fluxo de potência da microrrede com enfoque no momento da interrupção ocorrida entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023.



Fonte: Autoria própria

Figura 5.17. Flutuação do SOC do banco de baterias entre os dias 22/10/2023 a 28/10/2023 para interrupção ocorrida entre os dias 27/10/2023 e 28/10/2023.



Fonte: Autoria própria

As propostas sugeridas anteriormente, como a restrição da redução de carga combinado ao aumento da geração a biogás no horário de ponta de acordo com o SOC do banco de baterias, a alteração da demanda contratada e do parâmetro SOCmed, também se aplicam a esse caso. A última sugestão é importante, visto que o BESS poderia ter sido carregado de 10h15 até 12h e não foi pelo limite imposto à recarga do BESS pela rede de distribuição. O aumento da demanda contratada, sem a alteração do SOCmed, impactaria o sistema apenas durante o período de 15h30 a 18h, pois o banco de baterias é descarregado nesse intervalo de tempo a fim de evitar ultrapassagem de demanda.

5.8 ANÁLISE ANUAL

Para a análise anual, os dados solarimétricos de todo ano de 2023 foram considerados na simulação e a curva de carga foi traçada com base no calendário letivo disponibilizado pela UnB. Para o horário de ponta também só foram considerados os dias de semana com exceção dos feriados nacionais. Esse tipo de análise mais longa permite avaliar o comportamento da microrrede à medida que o tempo passa, a contribuição de cada fonte para atender a carga e a economia que pode ser proporcionada.

A simulação acompanhou os parâmetros definidos na Tabela 5.1, sendo necessário apenas adaptar o número de interrupções do sistema. A fim de aproximar a simulação do quadro

real, optou-se por forçar a microrrede a operar de modo ilhado 12 vezes ao longo do ano, o equivalente a uma vez por mês. Inicialmente, foi pensado em seguir o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) da Asa Norte, região em que se localiza a universidade, mas esse indicador de continuidade da região é muito baixo e não seria relevante (ANEEL, 2024). Os momentos de interrupção para essa análise anual foram definidos de forma aleatória pelo MATLAB[®] e estão dispostos na Tabela 5.3.

Tabela 5.3. Momentos de interrupção definidos de maneira aleatória pelo MATLAB[®].

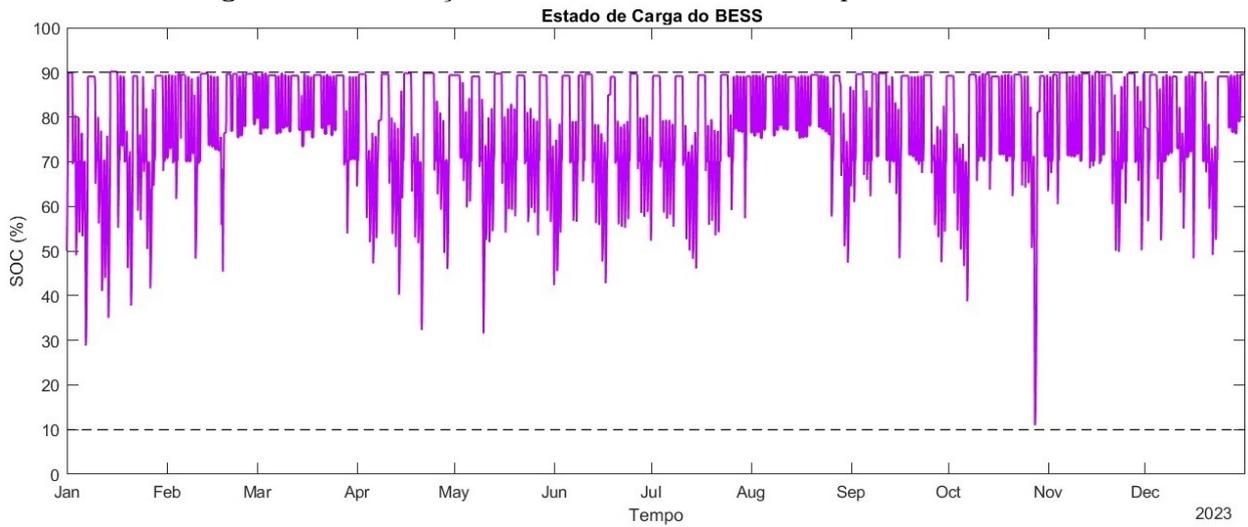
06/01/2023 - 14h45	05/02/2023 - 04h25	09/05/2023 - 19h50	27/10/2023 - 13h30
16/01/2023 - 16h35	18/02/2023 - 03h20	28/05/2023 - 08h10	10/12/2023 - 15h35
22/01/2023 - 19h15	27/03/2023 - 15h25	29/07/2023 - 19h50	15/12/2023 - 18h50

Fonte: Autoria própria

A curva de fluxo de potência para o ano inteiro não será apresentada, pois, devido ao longo período de análise e a quantidade de curvas, as variações não se tornam visíveis. Entretanto, a curva de estado de carga do BESS pode ser vista na Figura 5.18 e, apesar das nuances não serem visíveis, é possível observar as quedas significativas que ocorrem no SOC. O único momento em que o estado de carga do BESS cai abaixo de 25% é no dia 27/10/2023, dia esse analisado no cenário 05. Como pôde ser visto anteriormente, nesse dia a geração fotovoltaica foi baixa e o banco de baterias precisou ser acionado durante a interrupção, mesmo ocorrendo pela tarde. A microrrede é obrigada a operar em modo ilhado durante 5 horas, de modo que a rede só está disponível de novo às 18h30. Durante todo esse tempo, o BESS é capaz de atender a carga juntamente com o sistema fotovoltaico e biogás. A rede de distribuição volta a estar disponível durante o horário de ponta, de tal forma que a BESS continua descarregando até atingir o valor mínimo delimitado. A partir de então, a microrrede não é mais capaz de realizar o *peak shaving* e a potência necessária precisa ser fornecida pela rede.

Ainda sobre o BESS, conforme debatido no Capítulo 4, a vida útil do banco de baterias tem relação com os anos de operação, devido à degradações que ele sofre ao longo dos anos. Entretanto, o principal fator na análise da vida útil da bateria é o número de ciclos que ela é capaz de realizar. Ao final da simulação realizada para o ano inteiro de 2023, o BESS realizou um total de 55,12 ciclos completos. Para o período de 15 anos seriam realizados 826,8 ciclos completos, o equivalente a quase 10% do número de ciclos permitidos pelo banco de baterias adotado.

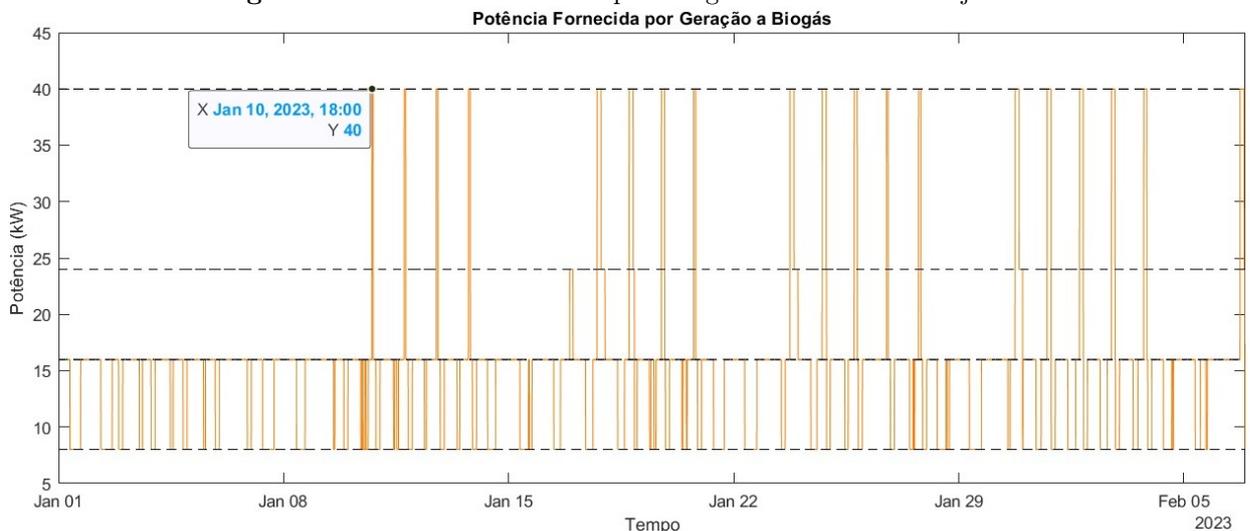
Figura 5.18. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023.



Fonte: Autoria própria

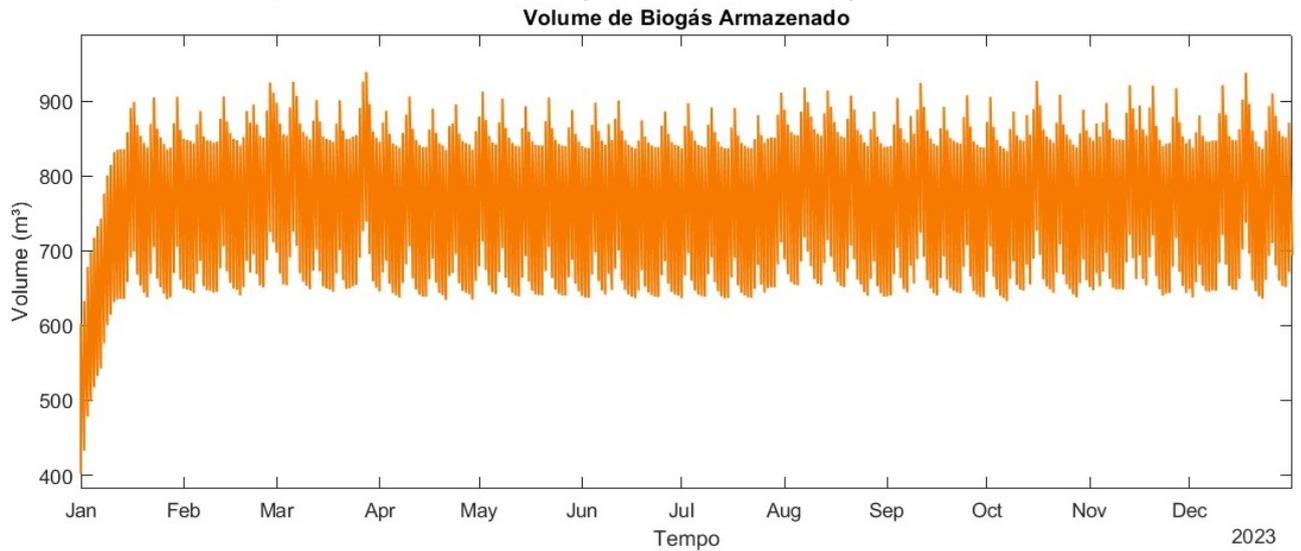
Outro detalhe interessante e que não foi observado nas simulações anteriores, pelo curto período de análise, se refere a geração a biogás. A Figura 5.19 apresenta a curva de potência fornecida pela geração a biogás para o mês de janeiro. É possível notar que, até o dia 10/01/2023, o volume de biogás não havia aumentado o suficiente para que o gerador operasse em outros modos de operação com potências mais elevadas. Esse fato fica nítido ao analisar a Figura 5.20, em que o volume de biogás armazenado estabiliza entre 620 m^3 e 940 m^3 a partir de fevereiro. A partir dessa mês, em todas as semanas até o final do ano, o gerador opera com potência de ponta no mínimo por 4 dias, mas nem sempre esse aumento de potência ocorre por todo período de ponta, tendo como limitante o volume de biogás disponível.

Figura 5.19. Potência fornecida pelo biogás durante o mês de janeiro.



Fonte: Autoria própria

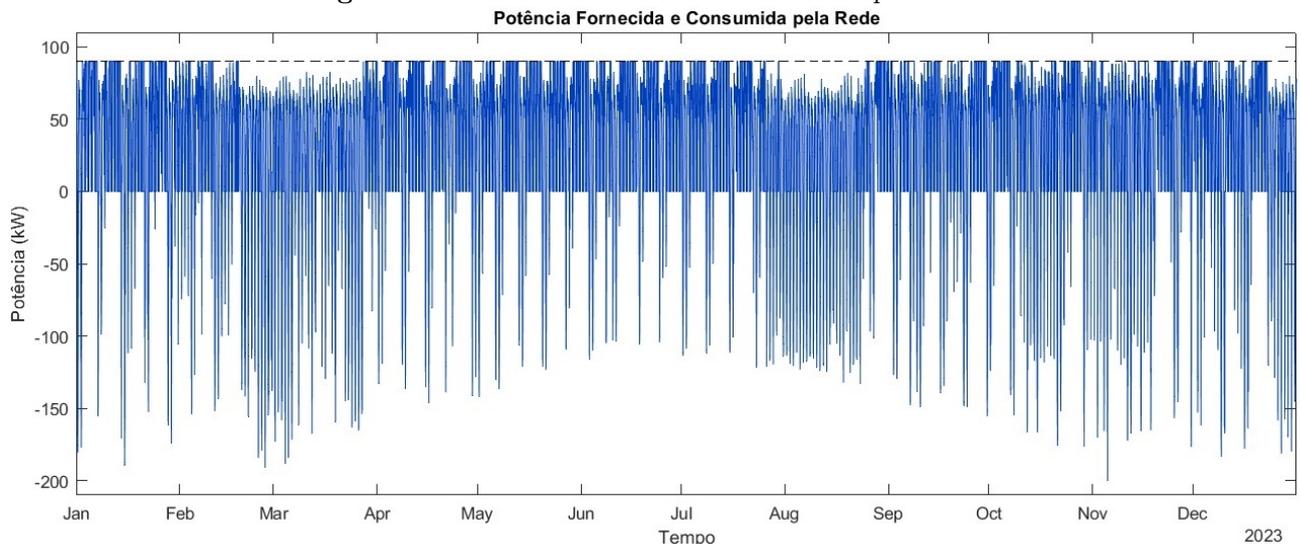
Figura 5.20. Volume de biogás armazenado ao longo do ano de 2023.



Fonte: Autoria própria

A curva de potência fornecida e consumida pela rede pode ser vista na Figura 5.21. Distingue-se facilmente pelo gráfico o período de férias devido à queda significativa na potência máxima consumida pela rede. Também é possível notar que durante os meses de junho a agosto há uma redução na potência injetada na rede, o que é causado pela baixa geração fotovoltaica nesse período. Por fim, a potência fornecida em nenhum momento ultrapassa a demanda contratada, respeitando, inclusive, a faixa de tolerância imposta de 10% e garantindo que não haverá cobranças adicionais.

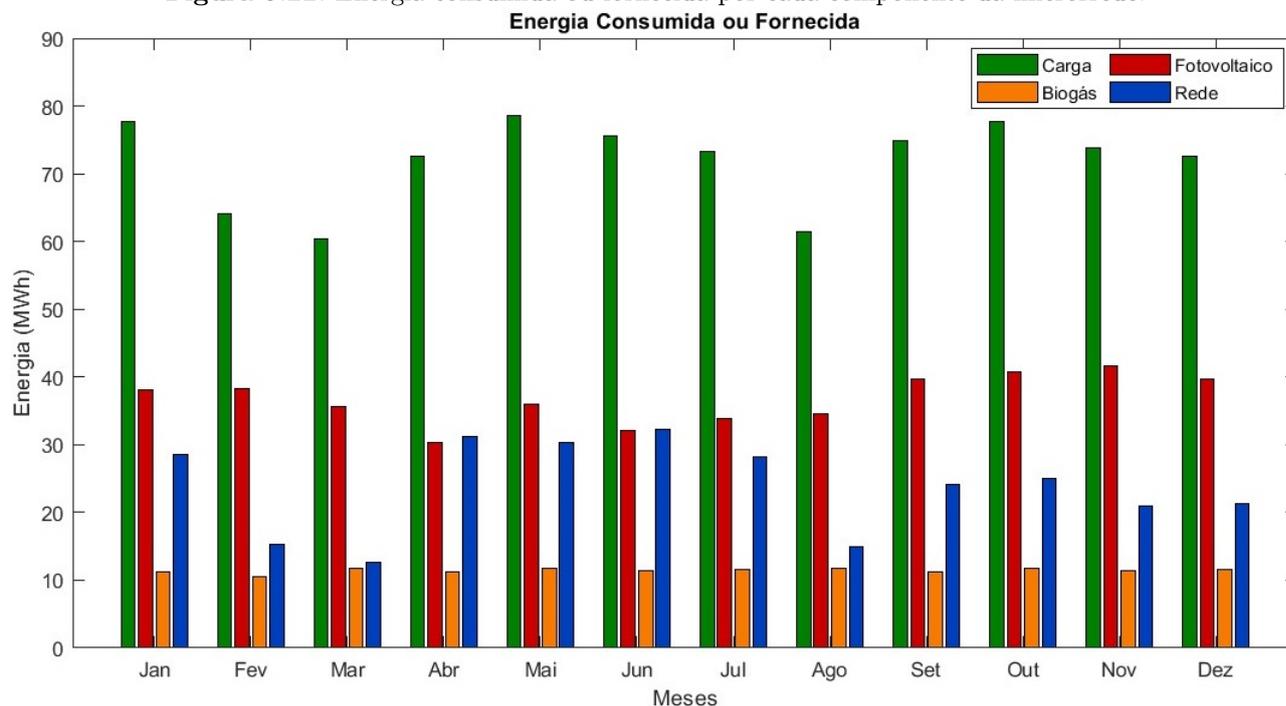
Figura 5.21. Potência fornecida ou consumida pela Rede.



Fonte: Autoria própria

Para longos períodos é interessante analisar as gerações e cargas em termos de energia, assim como são realizados faturamentos pelas concessionárias. A Figura 5.22 apresenta o gráfico de barras com as contribuições mensais de cada componente da microrrede, com exceção do BESS. O banco de baterias não é considerado no gráfico uma vez que passa por recargas e descargas quase na mesma intensidade e, portanto, não agrega na análise. Os meses de fevereiro, março e agosto são meses de férias e o impacto disso pode ser visto na redução da carga da microrrede. Como já dito, o ano de 2023 foi atípico em relação aos períodos letivos, então a carga de 2024 terá uma distribuição diferente em relação aos meses. Já a geração fotovoltaica tem um perfil de geração ao longo dos meses conhecido e padronizado com base nas estações do ano. Por fim, a geração a biogás não se altera muito ao longo do ano por não depender de fatores climáticos. A quantidade de resíduos alimentares depende do fluxo de alunos no campus, mas os restos de poda são responsáveis pela maior parcela de geração de biogás, então o período do ano não deve impactar significativamente o estoque de biogás.

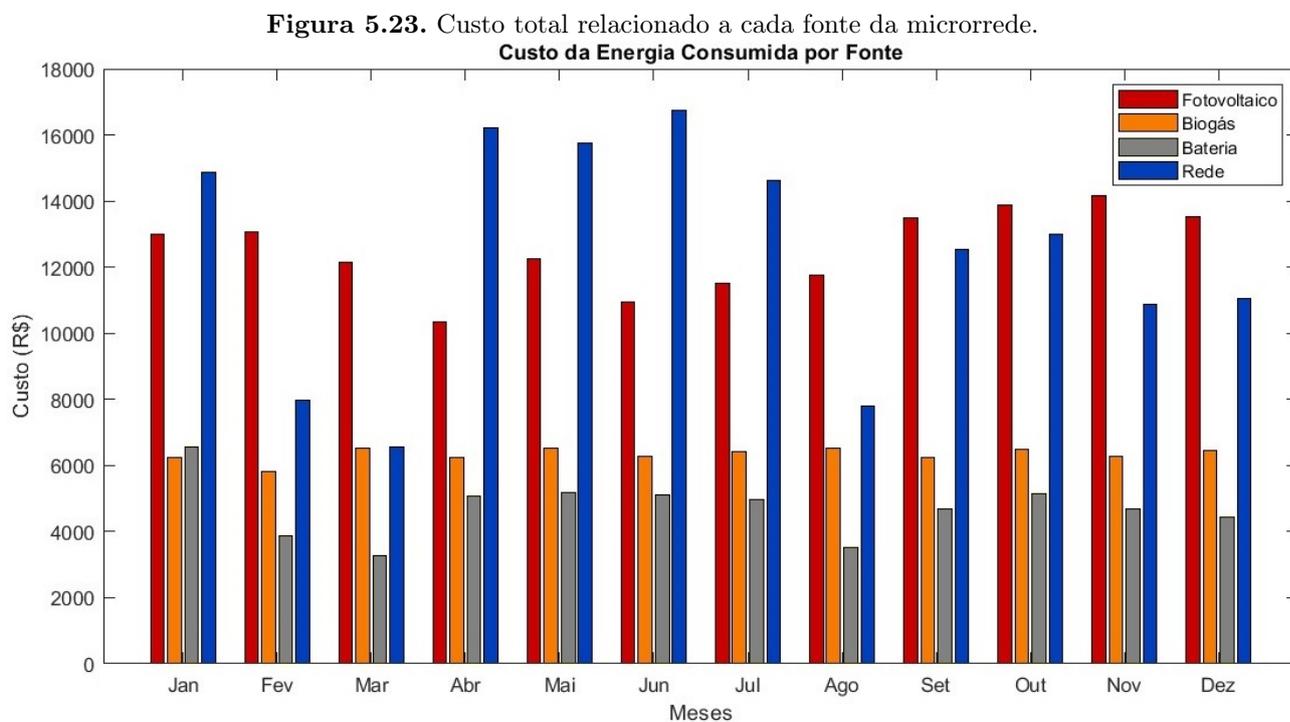
Figura 5.22. Energia consumida ou fornecida por cada componente da microrrede.



Fonte: Autoria própria

A partir das gerações mensais pode-se calcular o custo da energia consumida por cada fonte segundo o custo normalizado citado anteriormente. Para o sistema fotovoltaico e de biogás, o cálculo é realizado de forma direta pela multiplicação entre o LCOE e a energia fornecida por

cada fonte. Entretanto, para o BESS deve-se considerar o LCOS e a potência que é fornecida pelo banco de baterias (descarga), uma vez que o custo se refere apenas ao armazenamento da energia. Já para o custo de energia da rede, deve-se levar em consideração a potência fornecida pela rede em horário de ponta e fora ponta e a potência injetada na rede em horário de ponta e fora ponta. Os resultados obtidos para cada fonte podem ser vistos na Figura 5.23. Um dos principais pontos que pode ser destacado é o fato da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ser maior do que a energia consumida da rede de distribuição em quase todos os meses, vide Figura 5.22. Entretanto, o custo mensal da energia da rede supera o custo mensal da energia FV em cinco meses diferentes. Esse fato já era esperado pela grande discrepância entre as tarifas da rede e o LCOE do sistema fotovoltaico.

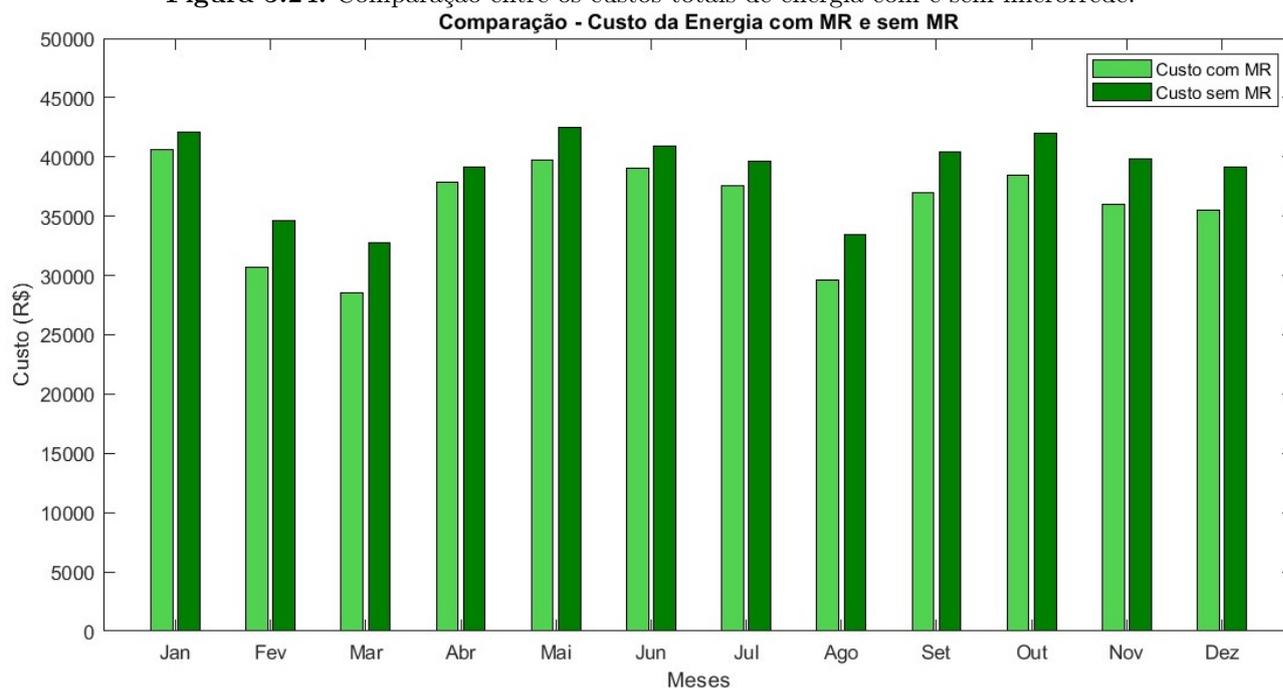


Fonte: Autoria própria

A comparação entre custos da unidade consumidora com e sem a formação da microrrede é importante para avaliar, também, a viabilidade econômica do sistema. Para obter o custo da unidade com a MR, deve-se considerar o custo da energia consumida pelo sistema fotovoltaico, a biogás, de armazenamento e também o custo da energia consumida da rede de distribuição. Uma vez que esse custo é calculado pelo LCOE e LCOS, o custo da unidade consumidora com a configuração da microrrede deve ser menor ou igual aos custos da unidade sem microrrede

para que não haja prejuízos econômicos em sua implementação. A Figura 5.24 apresenta a comparação entre os custos totais de energia com e sem a implementação da microrrede. Os custos da energia com a microrrede são menores que os custos sem a microrrede para todos os meses, tendo a maior diferença entre eles no mês de março (período de férias) e menor no mês de abril. Ao longo do ano, a economia gerada com a implementação da microrrede é de 36 mil reais e a diferença média entre os dois custos é de 3 mil reais por mês.

Figura 5.24. Comparação entre os custos totais de energia com e sem microrrede.



Fonte: Autoria própria

Outro ponto que deve ser destacado é o quanto a fatura de energia reduziu devido à implementação da microrrede. Para determinar essa relação, basta comparar o custo da energia consumida pela rede com a microrrede, vide Figura 5.23, e o custo da energia sem a microrrede. Essa relação é importante porque os custos das demais fontes não são custos reais, apenas um reflexo de custos de aquisição de equipamentos, operação e manutenção. Assim, o custo aparente na fatura e, conseqüentemente, sua redução representam o impacto financeiro da implementação da microrrede. O mês de março apresenta a maior redução nos custos de energia da rede, tendo uma redução de 79,98%, o equivalente a R\$ 26.230,87, enquanto o mês de abril apresenta a menor redução, cerca de 58,52%, o equivalente a R\$ 22.885,46. Ao longo do ano, a economia gerada é de R\$ 318.579,49.

Dessa maneira, a microrrede como um todo se apresenta como uma opção economicamente viável, além de tecnicamente viável. Alguns elementos, como o BESS, podem não ser viáveis ainda, mas o sistema como um todo compensa o elevado custo de armazenamento. O grande responsável por tornar a microrrede viável é o sistema fotovoltaico devido ao baixo custo de energia e sua alta durabilidade.

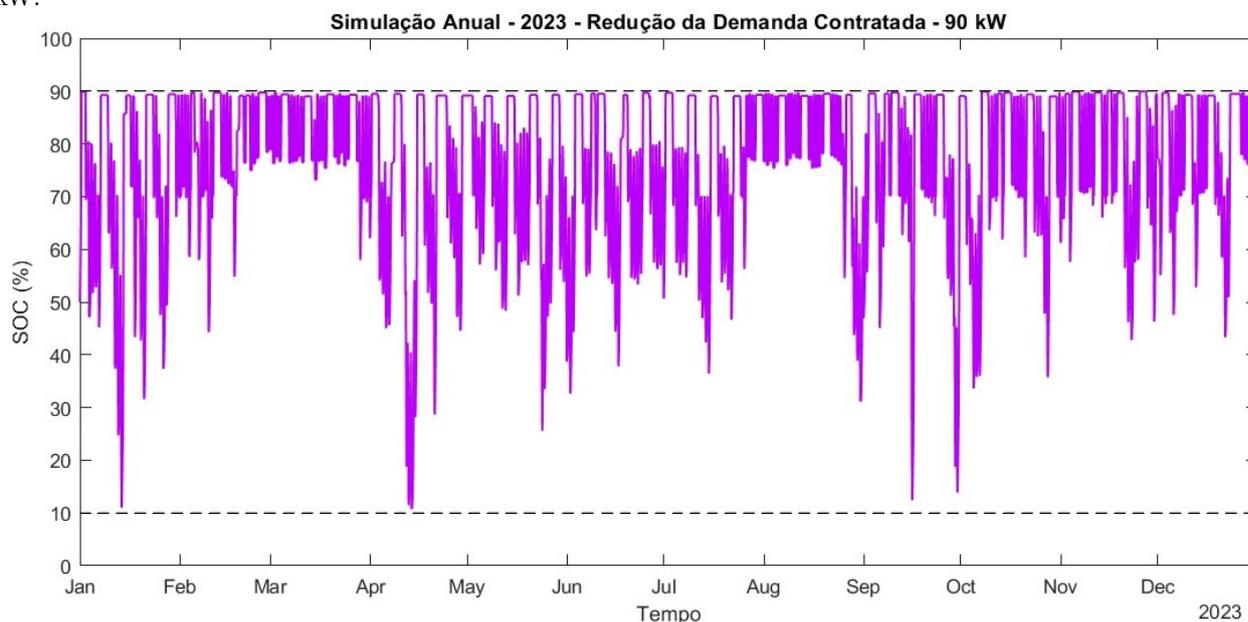
5.9 CENÁRIOS ALTERNATIVOS

Os cenários alternativos foram pensados a partir das simulações anteriores com o intuito de reduzir os gastos do sistema ou avaliar o comportamento da microrrede sob estresse. Os cenários a serem debatidos são: redução da demanda contratada, aumento do tempo de interrupção, redução da capacidade do banco de baterias, aumento do SOCmed e a combinação de aumento da demanda contratada com o aumento do SOCmed a fim de diminuir o risco de desligamento da microrrede.

5.9.1 Redução da Demanda Contratada

Para a avaliação dos efeitos da redução da demanda contratada, os demais parâmetros serão mantidos conforme definidos anteriormente. A simulação seguiu a lógica da análise anual, com 12 interrupções ocorrendo de modo aleatório. A redução proposta para a demanda contratada foi de 10 kW, mantendo a margem de segurança de 10%. A Figura 5.25 apresenta a curva de estado de carga do BESS sob essas novas condições. A redução da demanda contratada não gerou desligamentos da microrrede durante a operação em modo ilhado. Entretanto, a microrrede não foi capaz de realizar o *peak shaving* durante todo o período de ponta por duas vezes. Além disso, a microrrede precisou ultrapassar o novo valor de demanda contratada por duas vezes, o que já gera encargos para o sistema. A redução da demanda também teve impacto no total de ciclos realizados pelo BESS, atingindo um total de 58,91 ciclos completos. Apenas a título de teste foi simulada uma redução da demanda contratada para 80 kW e o resultado teve um impacto negativo bem maior, levando a 15 ultrapassagens de demanda e a incapacidade de realizar redução de carga por 15 vezes.

Figura 5.25. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com demanda contratada igual a 90 kW.



Fonte: Autoria própria

Esse é, portanto, um parâmetro com alta sensibilidade a reduções, não compensando alterá-lo frente aos riscos econômicos que pode gerar. Além de custos com ultrapassagem de demanda, a incapacidade de realizar a redução de carga em horário de ponta também impacta a remuneração com o serviço ancilar. Dessa maneira, uma pequena economia acaba acarretando em prejuízos econômicos maiores.

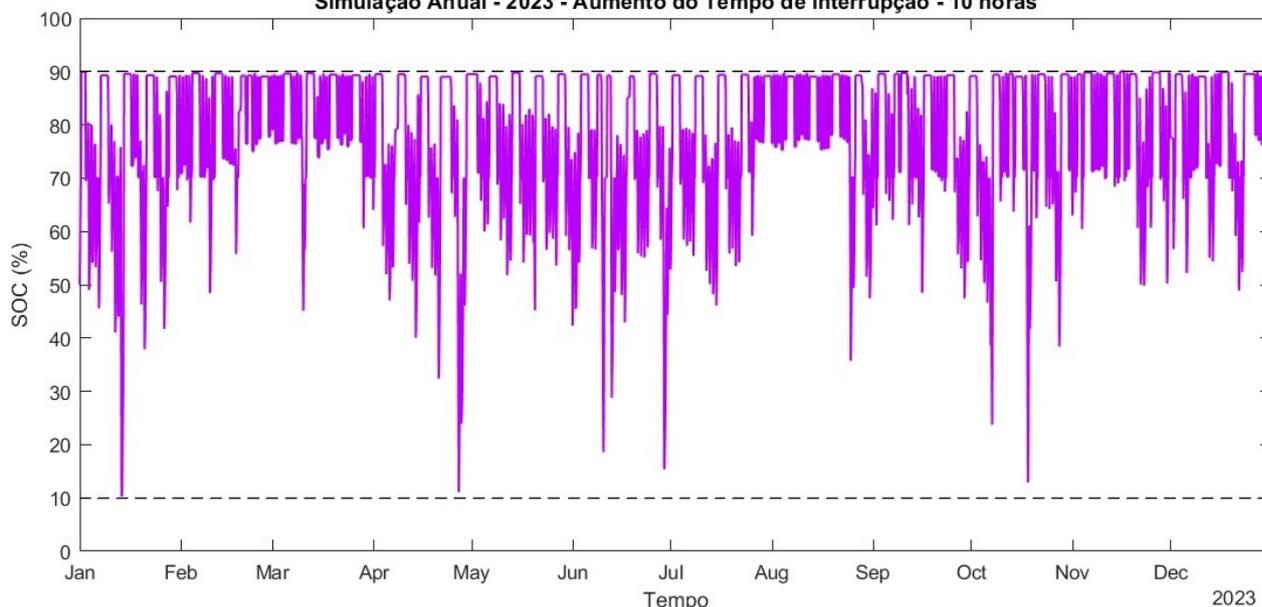
5.9.2 Aumento do Tempo de Interrupção

Mantendo os mesmos parâmetros da simulação anual e alterando o tempo da interrupção para 10 horas, o sistema tende a atingir seu limite antes da rede se recompor e precisar desligar. Entretanto, isso vai depender do período do dia em que a indisponibilidade ocorra e das condições climáticas, o que afeta a geração fotovoltaica. Ademais, por mais que a microrrede precise desligar, o tempo em que ela será capaz de operar em modo ilhado até desligar é uma informação importante sobre sua autonomia.

A curva de estado de carga para a nova configuração pode ser vista na Figura 5.26. Essa alteração não gerou impacto na realização do *peak shaving*, mas a microrrede precisou desconectar as cargas uma vez no dia 13/01/2023 de 18h55 a 23h20. Dessa forma, durante essa

interrupção a microrrede operou por apenas 5h35 em modo ilhado. Outro dia importante de se analisar é o dia 26/04/2023, pois há uma interrupção às 14h30 que perdura até 00h30 do dia seguinte. Durante esse evento a microrrede consegue operar totalmente em modo ilhado sem desligar momento algum, mas chega muito perto de ter que desligar. Ao final da interrupção o SOC do banco de baterias atinge 11,09%, muito próximo ao limite inferior estabelecido. Essa simulação não nos traz nenhuma informação sobre possíveis alterações na microrrede, mas demonstra que dependendo do dia é possível que a microrrede opere por mais tempo do que a exigência inicial do projeto e ainda realize redução na carga em horário de ponta.

Figura 5.26. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com interrupções mais longas.
Simulação Anual - 2023 - Aumento do Tempo de Interrupção - 10 horas



Fonte: Autoria própria

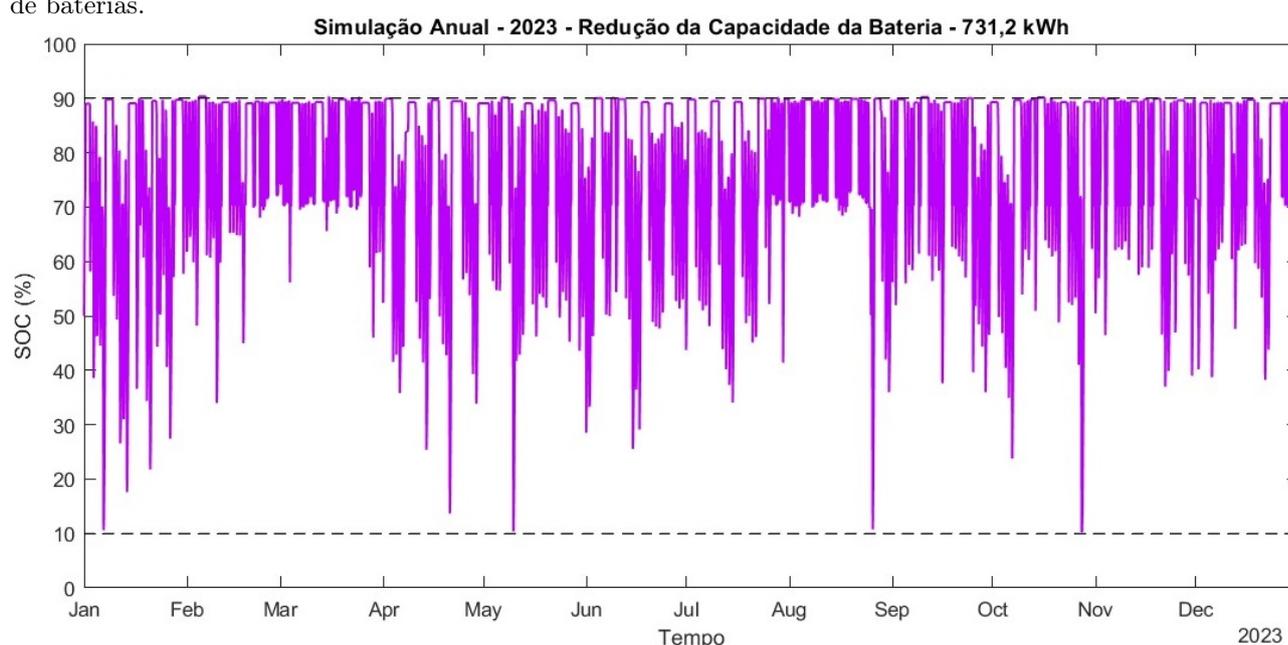
5.9.3 Redução da Capacidade do Banco de Baterias

O bom desempenho do BESS, operando por longos períodos em modo ilhado e *grid-zero* levantam a possibilidade na redução da sua capacidade. Essa possibilidade traz bons resultados econômicos, pois diminui os gastos de investimento com BESS, que é o componente com maior custo proporcional. Uma vez que no projeto foram considerados 3 módulos de 365,6 kWh cada, a redução proposta será a de utilizar apenas 2 módulos, totalizando 731,2 kWh. A fim de melhor comparar os resultados com o caso base (cenário anual), serão consideradas 5 interrupções ocorrendo nos mesmos dias e horários das interrupções com maior impacto no

SOC do cenário anual e 2 interrupções ocorrendo nos mesmos dias e horários das interrupções que ocorrem durante o período de férias. As demais interrupções foram adotadas de maneira aleatória.

A Figura 5.27 apresenta a curva de estado de carga da microrrede com BESS reduzido. O SOC do banco de baterias cai abaixo de 20% apenas 6 vezes durante o ano, por mais que estejam sendo consideradas 12 interrupções nesse período. Dessas seis vezes, apenas duas levaram ao desligamento da microrrede, devido à desconexão da rede. A primeira vez foi dia 25/08/2023, após passar por duas interrupções da rede, de 06h55 a 11h55 e de 18h55 a 23h55. Durante a segunda interrupção a microrrede precisou desligar às 23h, desconectando as cargas por 55 minutos. Tendo em vista que as restrições do projeto exigiam uma autonomia de 5 horas, o desligamento após a segunda interrupção não se caracteriza como um descumprimento às exigências propostas. A segunda vez foi dia 27/10/2023, em que a microrrede desligou por 40 minutos devido à baixa geração fotovoltaica no dia. Portanto, o prejuízo acarretado à microrrede não foi tão grande se comparado à quantidade de interrupções simuladas para 2023. Uma dessas quedas é causada pela realização de *peak shaving* logo após uma interrupção ocorrida no dia 06/01/2023 às 14h45. A redução de carga é interrompida pela baixa carga no BESS às 20h45, já próximo ao fim do horário de ponta e não há desligamentos nesse dia.

Figura 5.27. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com redução da capacidade do banco de baterias.



Fonte: Autoria própria

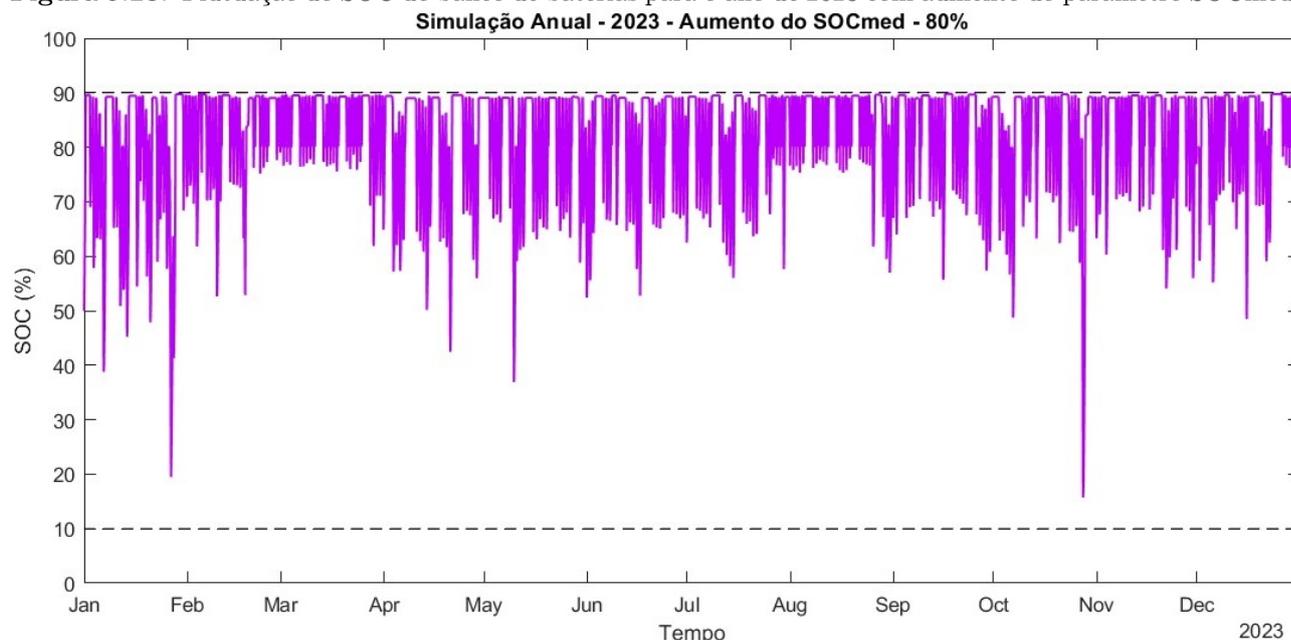
A maior mudança na redução da capacidade do BESS é o número de ciclos realizados durante o ano, o qual passou a ser igual a 82,54 ciclos completos. Ao final da garantia do BESS, o número de ciclos realizados será de, aproximadamente 1238 ciclos, ainda inferior ao máximo tolerado sem maiores degradações. Dessa forma, a microrrede é capaz de operar com capacidade de armazenamento de energia igual a 731,2 kWh sem aumentar significativamente o número de interrupções, principalmente se a realização de *peak shaving* for mais restrita. Entretanto, eventuais prejuízos econômicos ao sistema em casos de desligamentos por incapacidade de atender as cargas devem ser estudados.

5.9.4 Aumento do Parâmetro SOCmed

O penúltimo caso debatido será uma das propostas sugeridas para evitar desligamentos indesejados, o aumento do SOCmed a fim de permitir uma maior recarga do banco de baterias e não depender da geração FV. A simulação foi realizada para um SOCmed igual a 80%, um aumento de 10% em relação ao valor anterior e equivalente à média entre o valor de SOCmed anterior e o valor máximo estabelecido. Para comparar os efeitos do aumento do SOCmed, serão considerados os mesmos dias e horários de interrupção que os da análise anual e dispostos na Tabela 5.3, com o acréscimo de uma interrupção no dia 26/01/2023 às 21 horas, totalizando 13 interrupções na rede de distribuição ao longo do ano. Essa última data foi escolhida com base nos resultados obtidos no cenário 03. O mesmo não foi feito para o cenário 05, uma vez que a análise anual já considera uma falta no dia 27/10/2023.

A curva de SOC resultante pode ser vista na Figura 5.28 e conforme observa-se, o aumento do limite para a recarga do banco de baterias pela rede de distribuição evitou que a microrrede precisasse desligar por falta de carga no BESS. Além disso, a geração fotovoltaica só precisou ser reduzida para se adequar à carga no modo ilhado por 3 vezes, o que indica que quando havia excedente de geração, o banco de baterias estava apto a absorver. Esse tipo de alteração demonstrou uma redução no número de desligamentos sem prejudicar o sistema, sendo, portanto, uma boa alteração em simulações futuras. Por fim, nessas circunstâncias, o número de ciclos não altera significativamente em relação ao obtido na análise anual, alcançando 55,52 ciclos completos para esse caso, enquanto o caso anterior foi de 55,12 ciclos completos.

Figura 5.28. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com aumento do parâmetro SOCmed.



Fonte: Autoria própria

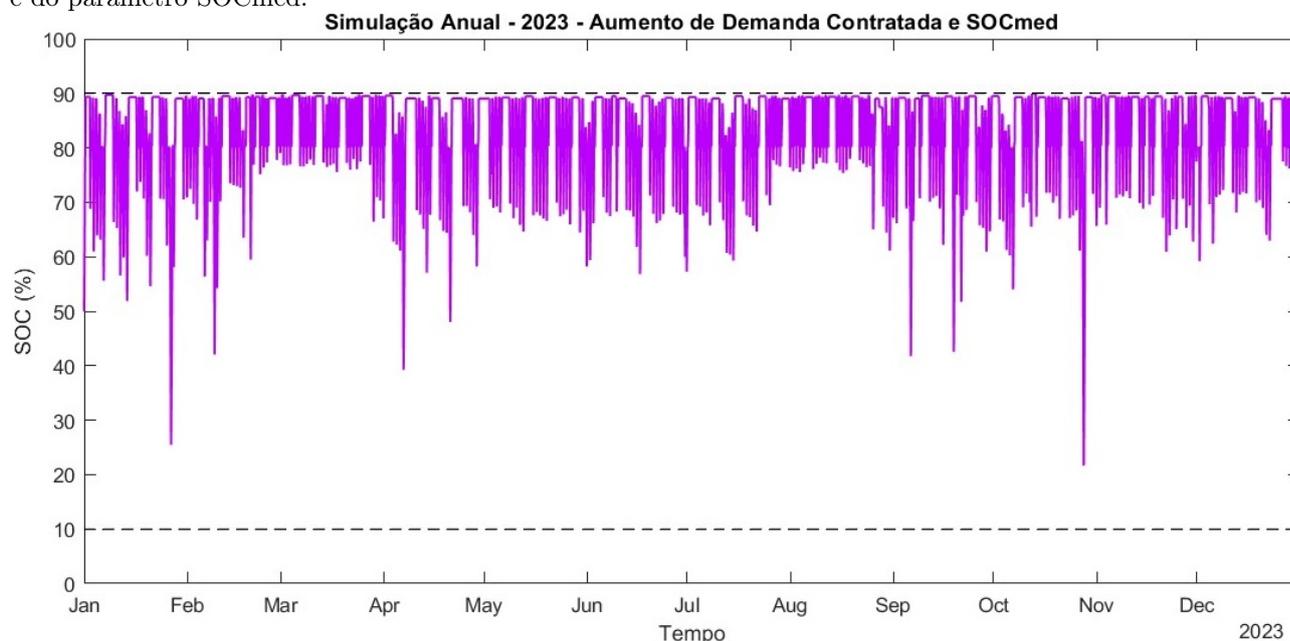
5.9.5 Aumento da Demanda Contratada e do SOCmed

Finalmente, além do aumento do SOCmed, optou-se por também aumentar a demanda contratada, conforme sugerido em tópicos anteriores. Assim, será considerado um parâmetro SOCmed igual a 80% e demanda contratada igual a 120 kW. O aumento da demanda contratada tem como objetivo evitar descargas do BESS ao fim do dia, período em que a geração fotovoltaica é menor e a demanda da carga ainda é elevada. As simulações foram realizadas com 12 interrupções ocorrendo de modo aleatório e 2 interrupções em dias e horas específicos, seguindo os casos em que a microrrede não foi capaz de operar em modo ilhado. Esses dias são: 26/01/2023 e 27/10/2023 às 21 horas.

A Figura 5.29 apresenta a curva de SOC durante o ano de 2023 com as 14 interrupções na rede. As duas quedas mais significativas são dos dias específicos, em que são considerados casos mais severos, como pouca geração fotovoltaica e indisponibilidade da rede logo após a redução da carga em horário de ponta. O aumento, por si só, já havia reduzido a queda do estado de carga, de modo que o aumento da demanda contratada ajudou a reduzir ainda mais o decaimento. Apesar disso, vale destacar que o aumento da demanda contratada impacta diretamente na fatura da energia elétrica. Tendo em vista a alteração significativa nas quedas,

pode-se afirmar que tanto a variação no SOCmed quanto na demanda contratada interferem nas grandes oscilações do estado de carga, de modo que pode-se escolher um meio termo que atenda ao sistema de forma mais otimizada.

Figura 5.29. Flutuação do SOC do banco de baterias para o ano de 2023 com aumento da demanda contratada e do parâmetro SOCmed.



Fonte: Autoria própria

5.9.6 Resumo - Resultados dos Cenários Alternativos

A Tabela 5.4 apresenta um resumo dos resultados obtidos nas simulações anuais, o cenário base e as alterações propostas nos cenários alternativos. A partir da comparação entre os resultados é possível validar ou invalidar as alterações na microrrede em questão. Uma vez que o perfil de carga da microrrede e os dados solarimétricos são parâmetros de entrada do sistema e não alteram de acordo com os cenários propostos, a energia gerada e consumida pelo sistema FV e pela carga deveriam se manter constantes para todos os cenários. Entretanto, pode ser necessário limitar a geração FV ou desconectar cargas quando a microrrede operar em modo isolado, alterando, assim, a energia dessas duas variáveis. Essas variações têm impacto na energia gerada pelo sistema a biogás, mas, como é possível notar na Tabela 5.4, o efeito não é significativo.

Tabela 5.4. Resumo dos resultados obtidos na simulação anual e nos cenários alternativos.

		Anual	5.9.1	5.9.2	5.9.3	5.9.4	5.9.5	
Energia do Sistema FV (MWh)		440,68317	440,2499	440,7956	441,0296	440,6831	440,928	
Energia do Sistema a Biogás (MWh)		137,6467	137,6473	137,6473	137,6473	137,6467	137,6473	
Energia consumida pela Carga (MWh)		862,5514	862,5514	862,1301	862,3981	862,5514	862,5514	
Energia do BESS (MWh)		Fornecida	60,4566	64,6108	62,28	60,3537	60,8932	57,1962
		Consumida	60,8896	65,0419	62,712	60,6457	61,3265	57,6315
Energia da Rede	Ponta (kWh)	Injetada	0,4878	0,4878	0,4878	0,4878	0,4878	0,4878
		Consumida	61,9351	122,4168	0	222,7462	0	0
	Fora Ponta (MWh)	Injetada	91,9542	89,8527	91,2391	99,4804	105,0975	106,1567
		Consumida	376,5474	374,816	375,3588	383,2713	389,7529	390,5685
Ciclos		55,1209	58,9085	56,7834	82,5406	55,519	52,1483	
SOH (%)		99,7933	99,7791	99,7871	99,6905	99,7918	99,8044	
MR reduziu a geração FV?		3 vezes	3 vezes	4 vezes	2 vezes	3 vezes	2 vezes	
MR realizou <i>peak shaving</i> totalmente?		1 vez	2 vezes	0 vezes	1 vez	0 vezes	0 vezes	
MR ultrapassou a demanda contratada?		0 vezes	2 vezes	0 vezes	0 vezes	0 vezes	0 vezes	
MR desconectou a carga?		0 vezes	0 vezes	1 vez	2 vezes	0 vezes	0 vezes	

Fonte: Autoria própria

Legenda:

5.9.1 - Redução da Demanda Contratada

5.9.2 - Aumento do Tempo de Interrupção

5.9.3 - Redução da Capacidade do Banco de Baterias

5.9.4 - Aumento do Parâmetro SOCmed

5.9.5 - Aumento da Demanda Contratada e do SOCmed

As variações mais expressivas são as que envolvem o BESS e a rede de distribuição. Entretanto, uma vez que o banco de baterias apenas armazena a energia, a diferença entre a potência injetada e consumida pela rede é a mesma em todos os casos. Tendo como base o sistema de créditos vigente para geração distribuída até janeiro de 2023, o aumento da potência injetada na rede não acarreta em prejuízos financeiros ao sistema. Outro dado interessante de ser avaliado é a quantidade de vezes em que a microrrede ultrapassa a demanda contratada, fato que só acontece no cenário apresentado no tópico 5.9.1, em que houve uma redução de 10 kW na demanda contratada, o que indica uma grande sensibilidade a esse parâmetro. Por fim, a quantidade de vezes em que a MR precisou desconectar a carga nos cenários dos tópicos 5.9.2 e 5.9.3 indica que a redução na capacidade do banco de baterias pode reduzir os custos de investimento em BESS sem que haja grandes prejuízos para a microrrede.

5.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram simulados cenários como forma de avaliar a capacidade da microrrede em operar conectada à rede e, sobretudo, isolada da rede. Foram, então, escolhidos 5 períodos específicos para que o fluxo de potência pudesse ser melhor analisado e, posteriormente, foi simulado o funcionamento da microrrede durante todo o ano de 2023 com diversas interrupções ocorrendo de maneira aleatória. A partir dos bons resultados observados até esse momento, foram propostos novos cenários para que alterações no sistema fossem realizados e avaliados. Além da viabilidade técnica, analisou-se, também, o impacto econômico da sua implementação no sistema atual. Os resultados, de maneira geral, demonstram as vantagens da inclusão da microrrede à unidade, como a melhoria de indicadores de continuidade e retorno financeiro do investimento.

CONCLUSÃO

O sistema de gerenciamento de energia da microrrede foi idealizado buscando sempre aproveitar a máxima potência do sistema fotovoltaico, tendo em vista que é a única fonte não despachável. Isso significa que não há previsibilidade na geração, uma vez que depende de fatores climáticos. Entretanto, durante indisponibilidades da rede de distribuição, não é possível manter o rastreamento de máxima potência FV a todo instante. Para os períodos em que a geração fotovoltaica extrapola a demanda da carga, o único componente capaz de absorver essa energia excedente é o banco de baterias, caso haja capacidade de recarga para isso. Entretanto, o BESS operar com baixo estado de carga visando estar disponível a absorver excedentes de energia pode ser uma ameaça ao bom funcionamento da microrrede em modo ilhado, visto que a energia armazenada pode ser insuficiente para atender a carga.

A principal variável que permite a análise desses desligamentos é a curva de estado de carga do BESS, uma vez que ela só atinge seu valor mínimo em 3 casos: quando o banco de baterias descarrega atendendo cargas além da demanda contratada, durante redução de carga no horário de ponta e durante ilhamentos. Assim, basta analisar os vales do SOC e rastrear o caminho realizado na tomada de decisão do MEMS, descobrindo se houve desligamento ou não da microrrede durante uma interrupção da rede de distribuição. É possível, também, avaliar se a microrrede pôde realizar o *peak shaving* durante todo o horário de ponta ou se foi necessário consumir energia da rede.

Dessa forma, as simulações apresentaram bons resultados, com boas respostas a interrupções de 5 horas, só tendo desligado em casos específicos e já próximo ao religamento. De maneira geral, esse tipo de resultado já melhora muito os indicadores de continuidade da unidade consumidora em análise, uma vez que a frequência de interrupções e a duração das interrupções na unidade ficam restritas a casos específicos e com pequena duração se comparado ao tempo adotado para indisponibilidade da rede. Além disso, esses casos são facilmente contornáveis

com ajustes no gerenciamento, conforme observado nos cenários alternativos propostos. Os ajustes investigados que obtiveram bons resultados foram o aumento do SOCmed e aumento da demanda contratada. O aumento do SOCmed isoladamente já foi suficiente para evitar desligamentos da rede nas circunstâncias investigadas, o que é uma solução economicamente melhor, tendo em vista que não há gastos adicionais.

A análise econômica também é fundamental para avaliar a viabilidade da microrrede. De acordo com o custo normalizado de armazenamento, e em comparação com as tarifas da rede e os custos normalizados de energia, já se sabia que o BESS não seria vantajoso economicamente para o projeto. Entretanto, o banco de baterias é parte fundamental para garantir a operabilidade da microrrede em modo ilhado e independentemente do custo atrelado, deve ser incluído na configuração. Dessa forma, é imprescindível que os demais componentes da microrrede sejam capazes de compensar o alto custo do BESS. Os resultados obtidos pela análise anual são muito positivos por demonstrarem que o custo de energia ficou mais barato com a implementação da microrrede do que seria sem a microrrede. Ao analisar a economia gerada pela microrrede, tem-se que, devido à redução no consumo de energia da rede, houve uma redução de 68,28% do valor gasto com o fornecimento de energia pela distribuidora no ano de 2023. Em termos monetários, houve uma economia de R\$ 318.579,49 no ano de 2023.

Por fim, vale ressaltar que as interrupções foram adotadas de maneira aleatória, tendo em vista que as interrupções não programadas não podem ser previstas. Ademais, foram tratados alguns casos sabidamente mais críticos, mesmo não havendo garantia de que aconteça. Assim, dimensionar a microrrede para o pior caso pode acabar encarecendo desnecessariamente o projeto. A escolha por um banco de baterias com menor capacidade passa por essa análise de risco e ponderação entre a probabilidade de que uma interrupção ocorra logo após uma grande descarga do BESS, como a redução de carga em horário de ponta. A avaliação feita pelos cenários alternativos é a de que seria possível reduzir a capacidade do BESS, desde que fossem feitas as alterações propostas no Capítulo 5, como aumento do SOCmed, aumento da demanda contratada e limitação do *peak shaving* com base no estado de carga.

6.1 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO

Os resultados obtidos pela simulação do gerenciamento de energia proposto foram positivos, demonstrando a capacidade da microrrede em operar de modo conectado ou ilhado por longos períodos e ainda gerar economia para o sistema se comparado ao sistema sem a configuração da microrrede. Entretanto, algumas melhorias podem ser realizadas e alguns assuntos podem ser incorporados em futuros trabalhos, como:

- Implementação de diferentes abordagens de sistemas de gerenciamento de energia, bem como a comparação dos novos resultados com os obtidos nesse trabalho.
- Considerar outras fontes de resíduos alimentares, como lanchonetes e demais restaurantes do campus, e outros tipos de resíduos orgânicos, como o esgoto sanitário.
- Separação do sistema em cargas prioritárias, controláveis e não prioritárias, de modo a possibilitar o desligamento de determinados circuitos e manter outros em operação em situações de emergência.
- Considerar situações de emergência no sistema de gerenciamento de energia, de modo a possibilitar maior geração de energia pelo gerador a biogás.
- Incluir na análise impostos nas tarifas de energia fornecida pela rede de distribuição, o que acaba gerando um maior gasto em seu consumo.
- Considerar outras fontes de renda que a microrrede pode proporcionar, como a venda de biofertilizante, a compra do lixo orgânico que precisaria ser descartado, redução da demanda contratada e *peak shaving* como serviço ancilar e passível de remuneração, caso seja regulamentado.
- Análise da quantidade de créditos de carbono gerados pela microrrede, bem como o impacto desses créditos na análise econômica da microrrede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABSOLAR. *Aneel reconhece os benefícios da geração fotovoltaica distribuída*. 2019. <<https://www.absolar.org.br/noticia/aneel-reconhece-os-beneficios-da-geracao-fotovoltaica-distribuida/>>. Acessado em 13/06/2024.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- AHMED, M.; MEEGAHAPOLA, L.; VAHIDNIA, A.; DATTA, M. Stability and control aspects of microgrid architectures—a comprehensive review. *IEEE access*, IEEE, v. 8, p. 144730–144766, 2020.
- ALCÂNTARA, M. V. P. *Capítulo VII - Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica*. 2011. <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71_fasc_smart_grids_cap7.pdf>. Acessado em 27/08/2023.
- ALHASNAWI, B. N.; JASIM, B. H.; ESTEBAN, M. D. A new robust energy management and control strategy for a hybrid microgrid system based on green energy. *Sustainability*, MDPI, v. 12, n. 14, p. 5724, 2020.
- ALMEIDA, F. T. de; BRITO, B. H. Análise de viabilidade da geração de energia elétrica através de biodigestores em criatório de frango na fazenda sucupira em paraíso do tocantins. *Revista Integralização Universitária*, n. 18, p. 114–132, 2018.
- ALVES, R.; DELGADO, C. *Programação Linear Inteira*. 1997. <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/74369/2/40539.pdf>>. Acessado em 22/09/2023.
- America do Sol. *Potencia solar no Brasil*. 2022. <<https://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>>. Acessado em 24/08/2023.
- ANEEL. Resolução normativa nº. 482, de 17 de abril de 2012. *Estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*, 2012.
- ANEEL. Resolução normativa nº. 517, de 11 de dezembro de 2012. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST*, 2012.
- ANEEL. Resolução normativa nº. 687, de 24 de novembro de 2015. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST*, 2015.
- ANEEL. Resolução normativa nº. 786, de 17 de outubro de 2017. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.*, 2017.
- ANEEL. *Geração Distribuída - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. 2020. <https://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acessado em 24/08/2023.
- ANEEL. Resolução autorizativa nº 9.224, de 15 de setembro de 2020. *Autoriza a Companhia Paranaense de Energia – Copel, a realizar projeto-piloto de Chamada Pública para contratar energia elétrica proveniente de geração distribuída, nos termos dos arts. 14 e 15 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, e formar microrredes.*, 2020.
- ANEEL. *PRODIST, Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST*. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf>. Acessado em 17/04/2024.

ANEEL. *PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acessado em 08/04/2021.

ANEEL. Resolução normativa nº. 1.000, de 07 de dezembro de 2021. *Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.*, 2021.

ANEEL. Resolução normativa nº. 1.059, de 07 de fevereiro de 2023. *Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências.*, 2023.

ANEEL. *Indicadores Coletivos de Continuidade*. 2024. <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/>. Acessado em 04/04/2024.

ANGARITA, J. A. C.; VELASCO, L. N.; FILHO, A. d. L. F.; FRONTIN, S. d. O. *Ações de Eficiência Energética Associadas à Geração Distribuída - Estudo de Caso: Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília*. [S.l.]: Casa 73, 2020.

AQUILA, G.; COELHO, E. d. O. P.; BONATTO, B. D.; PAMPLONA, E. de O.; NAKAMURA, W. T. Perspective of uncertainty and risk from the cvar-lcoe approach: An analysis of the case of pv microgeneration in minas gerais, brazil. *Energy*, Elsevier, v. 226, p. 120327, 2021.

ARAÚJO, A. P. C. *et al.* Produção de biogás a partir de resíduos orgânicos utilizando biodigestor anaeróbico. Universidade Federal de Uberlândia, 2017.

ARCOS-AVILES, D.; PASCUAL, J.; GUINJOAN, F.; MARROYO, L.; SANCHIS, P.; MARIETTA, M. P. Low complexity energy management strategy for grid profile smoothing of a residential grid-connected microgrid using generation and demand forecasting. *Applied energy*, Elsevier, v. 205, p. 69–84, 2017.

Automni. *Baterias de Lítio x Baterias de Chumbo: qual a mais relevante para sua transpaiteira?* 2021. <<https://automni.com.br/baterias-de-litio-x-baterias-de-chumbo-qual-a-mais-relevante-para-sua-transpaiteira/>>. Acessado em 20/02/2024.

BAHRAMI, S.; MOHAMMADI, A. *Smart microgrids*. [S.l.]: Springer, 2019.

BARROS, T. D.; EMBRAPA. *Biodigestores*. 2021. <<https://www.embrapa.br/agencia-de-informacao-tecnologica/tematicas/agroenergia/residuos/biogas/biodigestores>>. Acessado em 05/02/2024.

BASTOS, G. H.; MELO, F. C. Energy management system for a microgrid with photovoltaic/fuel-cell (pv/fc) generation. *2023 International Conference on Sustainable Technology and Engineering (i-COSTE)*, 2023.

BECCENERI, J. C. *Meta-heurísticas e Otimização Combinatória: Aplicações em Problemas Ambientais*. 2008. <http://www.lac.inpe.br/elac13/arquivos/MiniCurso_02ELAC2012.pdf>. Acessado em 14/11/2023.

BECKER, M. *Lei institui marco legal da micro e minigeração de energia*. 2022. <<https://www.camara.leg.br/noticias/843782-LEI-INSTITUI-MARCO-LEGAL-DA-MICRO-E-MINIGERACAO-DE-ENERGIA>>. Acessado em 25/08/2023.

BHADORIA, V. S.; PAL, N. S.; SHRIVASTAVA, V. A review on distributed generation definitions and dg impacts on distribution system. In: *Proc. Int. Conf. Advanced Computing and Communication Technologies (ICACCTTM-2013)*. [S.l.: s.n.], 2013. v. 7, n. 2, p. 1–5.

- BHAVSAR, Y. S.; JOSHI, P. V.; AKOLKAR, S. M. Simulation of microgrid with energy management system. In: IEEE. *2015 International Conference on Energy Systems and Applications*. [S.l.], 2015. p. 592–596.
- BILAL, M.; HAMEED, S.; ASGHAR, M. J. *et al.* Energy management of microgrids using artificial intelligent control: A review. In: IEEE. *2023 Second International Conference on Trends in Electrical, Electronics, and Computer Engineering (TEECCON)*. [S.l.], 2023. p. 366–371.
- BioLogic. *Battery states: State of charge (SoC), State of Health (SoH)*. *Electrochemistry basics series*. 2023. <<https://www.biologic.net/topics/battery-states-state-of-charge-soc-state-of-health-soh/>>. Acessado em 01/05/2024.
- BOSIO, F. de; LUNA, A. C.; RIBEIRO, L. A. d. S.; GRAELLS, M.; SAAVEDRA, O. R.; GUERRERO, J. M. Analysis and improvement of the energy management of an isolated microgrid in lençois island based on a linear optimization approach. In: *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–7.
- BRASIL. *Governo Federal conclui 1ª fase do programa Ilumina Pantanal*. 2022. <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/03/governo-federal-conclui-1a-fase-do-programa-ilumina-pantanal>>. Acessado em 29/08/2023.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 2022.
- BRONDANI, J. C. *et al.* Biodigestores e biogás: balanço energético, possibilidades de utilização e mitigação do efeito estufa. Universidade Federal de Santa Maria, 2010.
- Campus Sustentável - UNICAMP. *Microrredes*. 2022. <<https://campus-sustentavel.unicamp.br/microrredes/>>. Acessado em 29/08/2023.
- Canal Solar. *O que é geração distribuída de energia elétrica?* 2021. <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica>>. Acessado em 24/08/2023.
- CARVALHO, H. T. d. M. *et al.* Controle de microrredes ca: estudo da regulação de frequência e tensões. Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- CASTRO, D.; MATEUS, V. O. Produção de biogás a partir de restos de alimentos coletados em um restaurante: uma experiência a ser disseminada. *Seminário Estudantil de Produção Acadêmica*, v. 15, 2016.
- CERVI, R. G.; ESPERANCINI, M. S.; BUENO, O. d. C. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. *Engenharia Agrícola*, SciELO Brasil, v. 30, p. 831–844, 2010.
- CHEN, Y.-K.; WU, Y.-C.; SONG, C.-C.; CHEN, Y.-S. Design and implementation of energy management system with fuzzy control for dc microgrid systems. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 1563–1570, 2012.
- CHP Brasil. *Biogás*. 2018. <<https://chpbrasil.com.br/biogas>>. Acessado em 28/01/2024.
- CONTI, S.; NICOLOSI, R.; RIZZO, S. A.; ZEINELDIN, H. H. Optimal dispatching of distributed generators and storage systems for mv islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 27, n. 3, p. 1243–1251, 2012.
- COPEL. *Chamada Pública Copel DIS GD 001/2020 - Compra de Energia Elétrica de Geração Distribuída*. [S.l.]: COPEL Curitiba, PR, 2020. <<https://www.copel.com/hpcweb/wp-content/uploads/2020/11/Edital-Chamada-Publica-DIS-GD001-2020site.pdf>>. Acessado em 29/08/2023.
- COSME, D. L. S. *Análise de Desempenho da Operação da Microrrede Isolada da Ilha de Lençóis*. 2021. <<https://portalpadrao.ufma.br/ineof/apresentacoes/webinario/analise-de>>

- desempenho-da-operacao-da-microrrede-isolada-da-ilha-de-lencois-diego-leonardo-santos-cosme.pdf/view>. Acessado em 29/08/2023.
- CRESESB. *Base de Dados de radiação solar incidente (irradiação solar)*. 2014. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid>. Acessado em 10/09/2023.
- CUIQING, S.; LEI, M.; XU, X.; WANG, Y.; DOU, W. A hybrid ac/dc microgrid energy management strategy based on neural network. In: IEEE. *2020 15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.], 2020. p. 1955–1961.
- D'AQUINO, C. A. *Geração de energia por biogás a partir de resíduos orgânicos: estudo de caso da Cidade Universitária da USP*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2018.
- DURSUN, E.; KILIC, O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone pv/wind/pemfc hybrid power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 34, n. 1, p. 81–89, 2012.
- ECYCLE. *O que é célula fotovoltaica e como ela funciona?* 2021. <<https://www.ecycle.com.br/celula-fotovoltaica/>>. Acessado em 16/06/2024.
- ECYCLE. *Biogás: o que é, tipos e vantagens do uso*. 2022. <<https://www.ecycle.com.br/biogas/>>. Acessado em 16/06/2024.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.
- Enel. *Microrredes: condomínio recebe tecnologia pioneira*. 2017. <<https://www.enel.com.br/pt-ceara/historias/a201703-condomnio-recebe-tecnologia-pioneira-de-rede-inteligente.html#>>. Acessado em 29/08/2023.
- EPE. Recursos energéticos distribuídos: Impactos no planejamento energético. *Nota de Discussão - Julho 2018*, Rio de Janeiro, 2018.
- EPE. *Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída*. 2022. <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Acessado em 24/08/2023.
- ESMAP. *Warranties for Battery Energy Storage Systems in Developing Countries*. 2020. <<https://documents1.worldbank.org/curated/en/339531600374280939/pdf/Warranties-for-Battery-Energy-Storage-Systems-in-Developing-Countries.pdf>>. Acessado em 01/05/2024.
- ESPINA, E.; LLANOS, J.; BURGOS-MELLADO, C.; CARDENAS-DOBSON, R.; MARTINEZ-GOMEZ, M.; SAEZ, D. Distributed control strategies for microgrids: An overview. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 193412–193448, 2020.
- Exame. *Brasil atinge 32 GW de capacidade instalada em energia solar fotovoltaica*. 2023. <<https://exame.com/esg/brasil-atinge-32-gw-de-capacidade-instalada-em-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acessado em 24/08/2023.
- FABRO, J. A.; OLIVEIRA, A. S. d. *Lógica Fuzzy*. 2022. <https://pessoal.dainf.ct.utfpr.edu.br/andreoliveira/lib/exe/fetch.php?media=aula_logica_fuzzy_v2.pdf>. Acessado em 16/01/2024.
- FERNANDES, G. L.; SANTOS, I. F. S.; SILVA, H. L. C.; BARROS, R. M. Geração de energia usando biogás de aterros sanitários no brasil: um estudo de potencial energético e viabilidade econômica em função da população. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, SciELO Brasil, v. 27, p. 67–77, 2022.
- FERRARIO, A. M.; VIVAS, F. J.; MANZANO, F. S.; ANDÚJAR, J. M.; BOCCI, E.; MARTIRANO, L. Hydrogen vs. battery in the long-term operation. a comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids. *Electronics*, MDPI, v. 9, n. 4, p. 698, 2020.

- FRANCKLYN, L. *Inside the World's Most Advanced Microgrid: The University of California San Diego*. 2018. <<https://microgridnews.com/inside-the-worlds-most-advanced-microgrid-university-of-california-san-diego/>>. Acessado em 28/08/2023.
- Fraunhofer ISE. *Photovoltaics Report*. 2023. <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acessado em 08/03/2024.
- GARCILASSO, V. P.; VELÁZQUEZ, S. M. S. G.; COELHO, S. T.; SILVA, L. S. Electric energy generation from landfill biogas—case study and barriers. In: IEEE. *2011 International Conference on Electrical and Control Engineering*. [S.l.], 2011. p. 5250–5253.
- GIMENES, A. L. V. *Tarifas de Energia*. 2017. <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3098659/mod_resource/content/1/Tarifas%20e%20Fatura_v3.pdf>. Acessado em 10/03/2024.
- GIMENES, T. K.; SILVA, M. P. C. D.; LEDESMA, J. J. G.; JR, O. H. A. Impact of distributed energy resources on power quality: Brazilian scenario analysis. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 211, p. 108249, 2022.
- GOMES, A. M. F.; PINTO, G. X. de A.; RÜTHER, R. Techno-economic assessment of small-size residential solar pv+ battery systems under different tariff structures in brazil. *Solar Energy*, Elsevier, v. 267, p. 112238, 2024.
- GONÇALVES, D. C. Análise técnica dos impactos da geração fotovoltaica na rede elétrica da Universidade de Brasília. *Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica*, 2019.
- GREEN, T. C.; PRODANOVIĆ, M. Control of inverter-based micro-grids. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 77, n. 9, p. 1204–1213, 2007.
- GREGORIO, J. V. Modelagem do sistema elétrico do Campus Darcy Ribeiro da UnB para avaliação da inserção de sistemas fotovoltaicos. *Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica*, 2017.
- HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A.; VASILAKIS, N.; LAGOS, D.; KONTOU, A. The Kythnos microgrid: A 20-year history. *IEEE Electrification Magazine*, v. 8, n. 4, p. 46–54, 2020.
- HE, Y.; ZHOU, Y.; YUAN, J.; LIU, Z.; WANG, Z.; ZHANG, G. Transformation towards a carbon-neutral residential community with hydrogen economy and advanced energy management strategies. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 249, p. 114834, 2021.
- HILKE, A.; FOXTRON. *Depth of Discharge: What It Is and Why It's Important*. 2021. <<https://www.foxtronpowersolutions.com/depth-of-discharge/>>. Acessado em 03/06/2024.
- IDTechEx. *End-of-Life Li-ion Battery Sustainability: Its Crucial Role Over the Coming Years*. 2023. <<https://www.prnewswire.com/news-releases/end-of-life-li-ion-battery-sustainability-its-crucial-role-over-the-coming-years-302009428.html>>. Acessado em 01/05/2024.
- IEC. Part 1: Guidelines and general requirements. *IEC 61970-1:2005 - Energy management system application program interface (EMS-API)*, IEC, 2005.
- IEEE. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, p. 1–43, 2018.
- IEEE. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid. *IEEE Std 2030.9-2019*, p. 1–46, 2019.
- IGUALADA, L.; CORCHERO, C.; CRUZ-ZAMBRANO, M.; HEREDIA, F. Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, julho 2014.

- INMET. *Dados Históricos Anuais*. 2024. <<https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>>. Acessado em 17/01/2024.
- Insol. *Geração Centralizada x Geração Distribuída*. 2021. <<https://insolenergia.com.br/blog/geracao-centralizada-x-geracao-distribuida->>. Acessado em 24/08/2023.
- International Microgrid Symposiums. *Kythnos Microgrid*. 2015. <<https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/kythnos-microgrid/>>. Acessado em 29/08/2023.
- International Microgrid Symposiums. *Sendai Microgrid*. 2015. <<https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/sendai-microgrid/>>. Acessado em 28/08/2023.
- IPSAKIS, D.; VOUTETAKIS, S.; SEFERLIS, P.; STERGIOPOULOS, F.; PAPADOPOULOU, S.; ELMASIDES, C. The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. *Energy*, Elsevier, v. 33, n. 10, p. 1537–1550, 2008.
- IZUMIDA, M. *Microrredes de energia no agronegócio: por que investir?* 2022. <<https://certi.org.br/blog/microrredes-de-energia/>>. Acessado em 13/06/2024.
- KARAMI, N.; MOUBAYED, N.; OUTBIB, R. Energy management for a pemfc–pv hybrid system. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 82, p. 154–168, 2014.
- KARLSSON, T.; KONRAD, O.; LUMI, M.; SCHMEIER, N. P.; MARDER, M.; CASARIL, C. E.; KOCH, F. F.; PEDROSO, A. G. Manual básico de biogás. *Lajeado: Editora da Univates*, 2014.
- KHATTAK, E. S. A.; NAVEED, A.; KHATTAK, A. Potential of biomass energy for generation of electricity: Model for small rural area makori in district karak kpk and comparison of power generation from sewage sludge of makori village with that of bara river in peshawar. 2016.
- KIM, T.-G.; LEE, H.; AN, C.-G.; KANG, K.-M.; YI, J.; WON, C.-Y. Microgrid energy management system based ann of the two-step structure. In: IEEE. *2021 24th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. [S.l.], 2021. p. 319–322.
- KIMUTAI, I.; MAINA, P.; MAKOKHA, A. Energy optimization model using linear programming for process industry: a case study of textile manufacturing plant in kenya. *International Journal of Energy Engineering*, v. 9, n. 2, p. 45–52, 2019.
- LANGEROUDI, A. S. G.; SEDAGHAT, M.; PIRPOOR, S.; FOTOUHI, R.; GHASEMI, M. A. Risk-based optimal operation of power, heat and hydrogen-based microgrid considering a plug-in electric vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, v. 46, n. 58, p. 30031–30047, 2021.
- LONDONO, J. E. V.; MAZZA, A.; PONS, E.; LOK, H.; BOMPARD, E. Modelling and control of a grid-connected res-hydrogen hybrid microgrid. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 6, p. 1540, 2021.
- LUZIA, L. F.; RODRIGUES, M. C. *Estudo sobre as Metaheurísticas*. 2009. <<https://www.ime.usp.br/~gold/cursos/2009/mac5758/LeandroMauricioHeuristica.pdf>>. Acessado em 14/11/2023.
- MACHADO, G. B. *GERAÇÃO DE ENERGIA COM BIOGÁS – UMA SOLUÇÃO ALTAMENTE COMPETITIVA*. 2023. <<https://portaldobiogás.com/geracao-de-energia-com-biogás/>>. Acessado em 16/06/2024.
- MARCHIORETTO, R. *Demanda de Energia – Significado e sua importância*. 2021. <<https://www.cubienergia.com/demanda-de-energia/>>. Acessado em 10/03/2024.
- MARTINEZ-BOLANOS, J. R.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; SILVA, V. O. da. Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for

- commercial consumers under energy time of use tariffs. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 29, p. 101373, 2020.
- MARTINS, M. A. I.; FERNANDES, R.; HELDWEIN, M. L. Proposals for regulatory framework modifications for microgrid insertion—the brazil use case. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 94852–94870, 2020.
- MAZIDI, M.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S.; SIANO, P. Integrated scheduling of renewable generation and demand response programs in a microgrid. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 86, p. 1118–1127, 2014.
- MELO, N. R. de. Dimensionamento e simulação de uma microrrede em um condomínio residencial utilizando geração eólica e solar. *Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais-IFMG. Formiga*, 2016.
- MOGHADDAM, A. A.; SEIFI, A.; NIKNAM, T.; PAHLAVANI, M. R. A. Multi-objective operation management of a renewable mg (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source. *energy*, Elsevier, v. 36, n. 11, p. 6490–6507, 2011.
- MOREIRA, M. G. Viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir de biogás em aterro sanitário. Universidade Federal de Santa Maria, 2019.
- Neoenergia Brasília. *Composição Tarifária - Tarifas Atuais*. 2023. <<https://www.neoenergia.com/web/brasil/sua-casa/composicao-tarifaria>>. Acessado em 11/03/2024.
- Neosolar. *Bateria de Lítio – Energia Solar*. 2022. <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/bateria-litio-energia-solar>>. Acessado em 20/02/2024.
- NERIS, A. *Em um ano, a energia solar ficou 31% mais barata no país, aponta estudo*. 2024. <<https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/02/15/em-um-ano-a-energia-solar-ficou-31-mais-barata-no-pais-aponta-estudo/>>. Acessado em 13/06/2024.
- OLIVEIRA, C. d. C. Análise da lei nº14. 300/2022 e suas alterações na ren nº 482/2012. Centro de Engenharias-CE, 2022.
- OLIVEIRA, L. S. d. Gestão do consumo de energia elétrica no campus da UnB. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica*, 2006.
- ONS. *Procedimentos de Rede - Submódulo 9.7 - Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica da Rede Básica*. 2020. <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acessado em 08/04/2024.
- PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, Elsevier, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar-GTES*. [S.l.], 2014.
- PINTO, G.; NASPOLINI, H.; RÜTHER, R. Assessing the economic viability of bess in distributed pv generation on public buildings in brazil: A 2030 outlook. *Renewable Energy*, Elsevier, p. 120252, 2024.
- PINTO, V. M. B. Aplicação de biogás em células de combustível de carbonato fundido: Revisão bibliográfica. Universidade Nova de Lisboa, Portugal, 2021.
- PIRANI, T. R. Estudo dos métodos não convencionais para determinação do estado de carga e saúde em baterias vrla. *Universidade Federal do Paraná, p (19-25)*, 2017.
- Portal Solar. *Lei 14300: mudanças com o Marco Legal da Geração Distribuída*. 2022. <<https://www.portalsolar.com.br/lei-14300>>. Acessado em 25/08/2023.
- PROCEL. Manual de tarifação de energia elétrica. Maio 2001.

- RAQUEL, T. *Conheça o Projeto Lençóis, que leva energia para comunidades afastadas por meio de microrredes*. 2018. <<https://portais.ufma.br/PortalUfma/paginas/noticias/noticia.jsf?id=52996>>. Acessado em 29/08/2023.
- ROSA, C.; COIMBRA, M.; BARBOSA, P.; CHANTRE, C.; ROSENTAL, R. Microrredes: benefícios e desafios para o setor elétrico brasileiro. *Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ*, 2022.
- SAHRI, Y.; BELKHIER, Y.; TAMALOUZT, S.; ULLAH, N.; SHAW, R. N.; CHOWDHURY, M. S.; TECHATO, K. Energy management system for hybrid pv/wind/battery/fuel cell in microgrid-based hydrogen and economical hybrid battery/super capacitor energy storage. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 18, p. 5722, 2021.
- SAID, M.; EL-SHIMY, M.; ABDELRAHEEM, M. Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (lcoe) and grid parity—egypt case study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 9, p. 37–48, 2015.
- SANTIS, E. D.; RIZZI, A.; SADEGHIAN, A. Hierarchical genetic optimization of a fuzzy logic system for energy flows management in microgrids. *Applied Soft Computing*, Elsevier, v. 60, p. 135–149, 2017.
- SANTOS, I. F. S. dos; VIEIRA, N. D. B.; BARROS, R. M.; FILHO, G. L. T.; SOARES, D. M.; ALVES, L. V. Economic and co2 avoided emissions analysis of wwtp biogas recovery and its use in a small power plant in brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 17, p. 77–84, 2016.
- SANTOS, I. F. S. dos; VIEIRA, N. D. B.; NÓBREGA, L. G. B. de; BARROS, R. M.; FILHO, G. L. T. Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in brazil: Impact on energy generation, use, and emissions abatement. *Resources, Conservation and Recycling*, Elsevier, v. 131, p. 54–63, 2018.
- SANTOS, R. E. D.; SANTOS, I. F. S. D.; BARROS, R. M.; BERNAL, A. P.; FILHO, G. L. T.; SILVA, F. d. G. B. da. Generating electrical energy through urban solid waste in brazil: An economic and energy comparative analysis. *Journal of environmental management*, Elsevier, v. 231, p. 198–206, 2019.
- SARINGER, G. *Brasileiros ficaram, em média, 10,43 horas sem energia em 2023, diz Aneel*. 2024. <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2024/03/16/falta-de-energia-eletrica-aneel.htm>>. Acessado em 08/04/2024.
- Schatz Energy. *Blue Lake Rancheria microgrid*. 2019. <<https://schatzcenter.org/blrmicrogrid/>>. Acessado em 28/08/2023.
- SCHIFFER, J.; SEEL, T.; RAISCH, J.; SEZI, T. Voltage stability and reactive power sharing in inverter-based microgrids with consensus-based distributed voltage control. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, IEEE, v. 24, n. 1, p. 96–109, 2015.
- SCHUINA, L. L. Estudo de viabilidade técnica e econômica de implementação de uma usina solar voltada para a locação de equipamentos como modelo de negócio de uma fazenda solar. Vitória, 2021.
- Secpower. *Conheça a história e os principais tipos de baterias de lítio*. 2018. <<https://secpower.com.br/conheca-os-principais-tipos-de-baterias-de-ions-de-litio/>>. Acessado em 22/03/2024.
- SeMA - Secretaria de Meio Ambiente da UnB. *Dados da Compostagem*. 2022. <<http://sema.unb.br/coordenacao-de-areas-verdes-cav/compostagem/2-publicacoes/109-dados-da-compostagem>>. Acessado em 22/03/2024.

- SHAPIRO, A.; PHILPOTT, A. *A tutorial on stochastic programming*. [S.l.]: Citeseer, 2007. <<https://www.stoprog.org/sites/default/files/SPTutorial/TutorialSP.pdf>>. Acessado em 16/11/2023.
- SHARMA, P.; MATHUR, H. D.; MISHRA, P.; BANSAL, R. C. A critical and comparative review of energy management strategies for microgrids. *Applied Energy*, Elsevier, v. 327, p. 120028, 2022.
- SHEN, J.; JIANG, C.; LIU, Y.; WANG, X. A microgrid energy management system and risk management under an electricity market environment. *Ieee Access*, IEEE, v. 4, p. 2349–2356, 2016.
- SHEN, J.; JIANG, C.; LIU, Y.; QIAN, J. A microgrid energy management system with demand response for providing grid peak shaving. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 44, n. 8, p. 843–852, 2016.
- SILVA, D. D.; CARDOSO, E. M.; BASQUEROTTO, C.; PEREIRA, J. A.; TURRA, A. E.; FELDHAUS, J. Outlook on the brazilian scenario of floating photovoltaic solar energy. *Energy Reports*, Elsevier, v. 10, p. 4429–4435, 2023.
- SOARES, R. M.; OLIVEIRA, M. E. Microrredes: o conceito através da história, incentivos e o mercado brasileiro. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Universidade Federal de Santa Maria, 2022.
- Solar Inove. *Principais Mudanças da Lei 14.300/2022*. 2022. <<https://blog.solarinove.com.br/principais-mudancas-da-lei-14-300-2022/>>. Acessado em 25/08/2023.
- SOLARVOLT. *Kit de Energia Solar: Qual a vida útil dos equipamentos*. 2015. <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>. Acessado em 14/03/2024.
- STA - Sistemas e Tecnologia Aplicada. *Estimando o estado de carga (SOC) das baterias de LI-ION*. 2022. <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/estimando-o-estado-de-carga-soc-das-baterias-de-li-ion>>. Acessado em 19/02/2024.
- SU, W.; WANG, J.; ROH, J. Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources. *IEEE Transactions on Smart grid*, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1876–1883, 2013.
- TAHIM, A. P. N. *et al.* Controle de microrredes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua. 2015.
- TANSCHAIT, R. *Sistemas Fuzzy*. 2004. <<https://www.inf.ufsc.br/~mauro.roisenberg/ine5377/Cursos-ICA/LN-Sistemas%20Fuzzy.pdf>>. Acessado em 16/01/2024.
- TELMO, G. *O que são os ciclos da bateria do notebook*. 2023. <<https://blog.bbbaterias.com.br/o-que-sao-os-ciclos-da-bateria-do-notebook/>>. Acessado em 01/05/2024.
- TENFEN, D.; FINARDI, E. C. A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 122, p. 19–28, 2015.
- Tesla. *Megapack*. 2020. <<https://impulsoragdl.com/wp-content/uploads/2020/09/Ficha-Tecnica-Mega-Pack.pdf>>. Acessado em 22/03/2024.
- THIRUNAVUKKARASU, G. S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; JAMEI, E.; HORAN, B.; MEKHILEF, S.; STOJCEVSKI, A. Role of optimization techniques in microgrid energy management systems—a review. *Energy Strategy Reviews*, Elsevier, v. 43, p. 100899, 2022.
- TOORYAN, F.; HASSANZADEHFARD, H.; DARGAHI, V.; JIN, S. A cost-effective approach for optimal energy management of a hybrid cchp microgrid with different hydrogen production considering load growth analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, v. 47, n. 10, p. 6569–6585, 2022.

- Toyota Caetano Portugal. *Baterias de lítio ou baterias de chumbo-ácido?* 2021. <<https://empilhadores.toyota.pt/sobre-a-toyota/noticias-e-pr/baterias-de-litio-ou-baterias-de-chumbo-acido/>>. Acessado em 20/02/2024.
- UNICAMP - Campus Sustentável. *Microrredes*. 2022. <<https://www.campus-sustentavel.unicamp.br/microrredes/>>. Acessado em 27/08/2023.
- U.S. Energy Information Administration. *Solar explained - Photovoltaics and electricity*. 2021. <<https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php>>. Acessado em 16/06/2024.
- VAN, L. P.; CHI, K. D.; DUC, T. N. Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2023.
- VIVAS, F. J.; SEGURA, F.; ANDÚJAR, J. M.; PALACIO, A.; SAENZ, J. L.; ISORNA, F.; LÓPEZ, E. Multi-objective fuzzy logic-based energy management system for microgrids with battery and hydrogen energy storage system. *Electronics*, MDPI, v. 9, n. 7, p. 1074, 2020.
- WANG, Q.; XIA, C.; ALAGUMALAI, K.; LE, T. T. N.; YUAN, Y.; KHADEMI, T.; BERKANI, M.; LU, H. Biogas generation from biomass as a cleaner alternative towards a circular bioeconomy: Artificial intelligence, challenges, and future insights. *Fuel*, Elsevier, v. 333, p. 126456, 2023.
- WOOD, E. Microgrid benefits: eight ways a microgrid will improve your operation... and the world. *Microgrid Knowledge*, 2018.
- ZAHEDI, R.; ARDEHALI, M. Power management for storage mechanisms including battery, supercapacitor, and hydrogen of autonomous hybrid green power system utilizing multiple optimally-designed fuzzy logic controllers. *Energy*, Elsevier, v. 204, p. 117935, 2020.
- ZHANG, Y.; WEI, W. Model construction and energy management system of lithium battery, pv generator, hydrogen production unit and fuel cell in islanded ac microgrid. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, v. 45, n. 33, p. 16381–16397, 2020.
- ZHAO, B.; ZHANG, X.; CHEN, J.; WANG, C.; GUO, L. Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. *IEEE transactions on sustainable energy*, IEEE, v. 4, n. 4, p. 934–943, 2013.
- ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied energy*, Elsevier, v. 222, p. 1033–1055, 2018.

APÊNDICE A

PERFIL DE CARGA - FT - 2017

As potências utilizadas como base para dias úteis e não úteis estão apresentados na Tabela A.1, bem como as potências do perfil de carga em p.u. amostradas a cada hora, disponível em (GREGORIO, 2017).

Tabela A.1: Perfil de carga em p.u. da subestação FT.

	Dias Úteis	Dias Não Úteis
Demanda Média (kW)	70,17241	45,43123
Potência Base (kW)	70,17	45,43
00:00	0,760485	1,046216
01:00	0,767514	1,029413
02:00	0,747716	1,022278
03:00	0,754599	0,999417
04:00	0,716022	0,988474
05:00	0,674995	0,966998
06:00	0,620058	0,922525
07:00	0,674209	0,763059
08:00	0,96921	0,801316
09:00	1,169492	0,841353
10:00	1,293701	0,901938
11:00	1,297634	0,948766
12:00	1,127325	0,959709
13:00	1,172394	0,96677
14:00	1,486412	1,019753
15:00	1,589581	1,068609
16:00	1,507481	1,043686
17:00	1,368063	0,998033
18:00	1,120564	1,116143
19:00	1,014927	1,198195
20:00	0,858953	1,140642
21:00	0,792538	1,111945
22:00	0,765739	1,077451
23:00	0,750392	1,067312

Fonte: (GREGORIO, 2017).

APÊNDICE B

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS

Os componentes de cada sistema de geração e de armazenamento foram dimensionados no Capítulo 4 e os produtos utilizados como referência para a simulação da microrrede no Capítulo 5 tem como especificações os dados apresentados nas Tabelas B.1 a B.3.

Tabela B.1: Especificações do sistema fotovoltaico considerado.

Módulos Fotovoltaicos	
Especificação	Dado
Potência Máxima Nominal	335 W
Tensão Ótima de Operação (V_{MPP})	37,4 V
Corrente Ótima de Operação (I_{MPP})	8,96 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	45,8 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	9,54 A
Eficiência do Módulo	17,23%
Coefficiente de Temperatura (P_{MPP})	- 0,40 % / °C
Coefficiente de Temperatura (V_{OC})	- 0,31 % / °C
Coefficiente de Temperatura (I_{SC})	- 0,05 % / °C
Dimensões	1,960 x 0,992 m
Inversor	
Especificação	Dado
Faixa de Tensão de Entrada DC	300 - 950 V _{dc}
Tensão Nominal de Entrada DC	610 V _{dc}
Potência Nominal de Entrada DC	52.000 W
Número de MPPTs	3
Número de Fases	3
Eficiência do Inversor	98 %

Fonte: Autoria própria

Tabela B.2: Especificações do gerador a gás considerado.

Especificação	Dado
Regime de Operação	Contínua
Potência Elétrica	75 kW
Consumo de Gás Natural	25 Nm ³ /h
Consumo de Biogás	39 Nm ³ /h
Tensão de Saída	220 - 440 V
Frequência de Operação AC	60 Hz
Fator de Potência	0,8
Nível de Proteção	IP21
Alternador	Brushless com rolamento simples
Dimensões	2,70 x 1,00 x 1,54 m

Fonte: Autoria própria

Tabela B.3: Especificações do BESS considerado.

Especificação	Dado
Capacidade	365,6 kWh
Máxima Corrente DC	186 A
Máxima Corrente AC	168 A
Faixa de Tensão DC	1000 - 1500 V _{dc}
Tensão AC Nominal	390 V _{ac}
Potência AC Nominal	200 kW
Potência Máxima de Saída	220 kVA
Fator de Potência	0,99
Frequência de Operação AC	50/60 Hz
Vida Útil - Ciclos	8.000 ciclos
EOL	70%
Nível de Proteção	IP55
Dimensões	1,20 x 1,25 x 2,45 m

Fonte: Autoria própria

APÊNDICE C

SCRIPT IMPLEMENTADO EM MATLAB®

O script a seguir diz respeito à implementação do gerenciamento de energia proposto para a microrrede. Conforme supracitado, o EMS foi separado em dois fluxogramas de modo a facilitar a visualização e entendimento dos processos. Entretanto, a implementação pode ser realizada combinando os dois fluxogramas com o intuito de reduzir o tempo de processamento.

```
Pex = Pcarga - Ppv;
```

```
for i=1:length(Pex)    %Realiza o gerenciamento para todo período em análise.
```

```
    if DiaPonta == 1
```

```
        if h < 18
```

```
            per = 1;
```

```
        elseif h >= 18 && h < 21
```

```
            per = 2;
```

```
        elseif h >= 21
```

```
            per = 3;
```

```
        end
```

```
    elseif DiaPonta == 0
```

```
        per = 1;
```

```
    end
```

```
    if Conectado(i) == 1
```

```
        if per == 1 || per == 3
```

```
            %Define a potência em que o gerador a biogás deverá operar em períodos fora ponta e com a rede de distribuição disponível
```

```
            if Pex(i) > 0
```

```
                if per == 1
```

```
                    if Vbiogas(i) > Vbiogas_min
```

```

        Pbiogas(i) = Pbiogas_regular;
    else
        Pbiogas(i) = Pbiogas_min;
    end
elseif per == 3
    if Vbiogas(i) > Vbiogas_max
        Pbiogas(i) = Pbiogas_max;
    else
        Pbiogas(i) = Pbiogas_min;
    end
end
end
else
    Pbiogas(i) = Pbiogas_min;
end
end

```

%Define potência consumida ou fornecida pela rede e pela bateria em períodos fora ponta e com a rede de distribuição disponível

```

Presidual(i) = Pex(i) - Pbiogas(i);
if Presidual(i) > 0 && Presidual(i) < PD*Presidual_cont
    if SOC(i) < SOC_med
        Pbat(i) = Presidual(i) - PD*Demanda_cont;
        Prede(i) = PD*Demanda_cont;
        controle(i) = 1;    %Recarrega bateria pela rede
    else
        Pbat(i) = 0;
        Prede(i) = Presidual(i);
        controle(i) = 2;    %Rede atende à carga e bateria permanece sem alterações
    end
elseif Presidual(i) > PD*Demanda_cont
    if SOC(i) > SOC_min
        Pbat(i) = Presidual(i) - PD*Demanda_cont;
        Prede(i) = PD*Demanda_cont;
        controle(i) = 3;    %Bateria descarrega para evitar ultrapassagem de demanda
    else
        Prede(i) = Presidual(i);
        Pbat(i) = 0;
        controle(i) = 4;    %Rede ultrapassa demanda
    end
end
end

```

```

elseif Presidual(i) < 0
    if SOC(i) < SOC_max
        Pbat(i) = Presidual(i);
        Prede(i) = 0;
        controle(i) = 5;    %Recarrega bateria com excedente de geração
    else
        Prede(i) = Presidual(i);
        Pbat(i) = 0;
        controle(i) = 6;    %Injeta excedente de geração na rede
    end
end
end

```

```

elseif per == 2

```

%Define a potência em que o gerador a biogás deverá operar em períodos de ponta e com a rede de distribuição disponível

```

if Vbiogas(i) > Vbiogas_max
    Pbiogas(i) = Pbiogas_ponta;
elseif Vbiogas(i) < Vbiogas_min
    Pbiogas(i) = Pbiogas_min;
else
    Pbiogas(i) = Pbiogas_regular;
end
end

```

%Define potência consumida ou fornecida pela rede e pela bateria em períodos fora ponta e com a rede de distribuição disponível

```

Presidual(i) = Pex(i) - Pbiogas(i);
if Presidual(i) > 0
    if SOC(i) > SOC_min
        Pbat(i) = Presidual(i);
        Prede(i) = 0;
        controle(i) = 7;    %Realiza a redução de carga
    else
        Pbat(i) = 0;
        Prede(i) = Presidual(i);
        controle(i) = 8;    %MR incapaz de realizar a redução de carga
    end
end

```

```

elseif Presidual(i) <= 0
    Prede(i) = Presidual(i);
    Pbat(i) = 0;
    controle(i) = 9;    %Injeta excedente na rede para maior faturamento
end
end

```

```

elseif Conectado(i) == 0

```

%Define a potência em que o gerador a biogás deverá operar quando a rede de distribuição estiver indisponível

```

if Pex(i) > 0
    Pbiogas(i) = Pbiogas_regular;
else
    Pbiogas(i) = Pbiogas_min;
end

```

```

Prede(i) = 0;

```

%Define potência consumida ou fornecida pela rede e pela bateria quando a rede de distribuição estiver indisponível

```

Presidual(i) = Pex(i) - Pbiogas(i);
if Presidual(i) > 0
    if SOC(i) > SOC_min
        Pbat(i) = Presidual(i);
        controle(i) = 10;    %Descarrega bateria
    else
        Pcarga(i) = 0;
        Pbat(i) = 0;
        Pbiogas(i) = 0;
        Ppv(i) = 0;
        controle(i) = 11;    %Desliga o sistema
    end
end

```

```

else

```

```

if SOC(i) < SOC_max
    Pbat(i) = Presidual(i);
    controle(i) = 12;    %Recarrega bateria

```

```

else
    Ppv(i) = Pcarga(i) - Pbiogas(i);
    Pbat(i) = 0;
    controle(i) = 13;    %Reduz geração fotovoltaica para se adequar à Presidual
end

end

end

SOC(i+1) = SOC(i) - Pbat(i)*dt/Cap_bateria;    %Calcula o SOC após decorrido o tempo de amostragem

Ebat(i) = -Pbat(i)*dt;    %Calcula a energia consumida ou fornecida pela bateria durante o tempo de amostragem
Ecarga(i) = Pcarga(i)*dt    ;%Calcula a energia consumida pela carga durante o tempo de amostragem
Epv(i) = Ppv(i)*dt;    %Calcula a energia fornecida pelo sistema FV durante o tempo de amostragem
Erede(i) = Prede(i)*dt;    %Calcula a energia consumida ou fornecida pela rede de distribuição durante o tempo de amostragem
Ebiogas(i) = Pbiogas(i)*dt;    %Calcula a energia fornecida pelo sistema de geração a biogás durante o tempo de amostragem

%Calcula o volume de biogás consumido pelo gerador durante o tempo de amostragem e o volume armazenado restante
Vgasto(i) = Ebiogas(i)/(PE*efi_biogas*metan);
Vbiogas(i+1) = Vbiogas(i) + Vbiogas_diario*NovoDia(i) - Vgasto(i);

%A variável NovoDia possui sinal igual a 1 quando começa um novo dia e 0 nos demais casos. Dessa forma, todo considera-se que todo biogás gerado em um dia é estocado no fim do dia e é contabilizado apenas quando o dia seguinte se inicia.

end

```

APÊNDICE D

PERÍODOS DE INTERRUÇÃO - CENÁRIOS ALTERNATIVOS

Conforme 5.9, os horários das interrupções nos cenários alternativos foram adotados de forma aleatória e variam para cada cenário. A quantidade de faltas também varia e por isso as colunas possuem comprimentos diferentes. Esses horários podem ser vistos na Tabela D.1.

Tabela D.1: Início da Interrupção para cada Cenário Alternativo.

Cenário 5.9.1		Cenário 5.9.2		Cenário 5.9.3		Cenário 5.9.4		Cenário 5.9.5	
12/01/2023	14h35	13/01/2023	13h20	06/01/2023	14h45	06/01/2023	14h45	26/01/2023	21h00
17/01/2023	20h10	10/03/2023	03h05	16/01/2023	16h35	16/01/2023	16h35	06/02/2023	00h10
05/02/2023	10h20	26/04/2023	14h30	22/01/2023	19h15	22/01/2023	19h15	08/02/2023	22h35
04/03/2023	10h40	20/05/2023	02h35	03/03/2023	15h25	26/01/2023	21h00	19/02/2023	19h25
12/04/2023	00h25	09/06/2023	22h55	27/03/2023	15h25	05/02/2023	04h25	06/04/2023	12h35
24/05/2023	01h50	12/06/2023	10h50	09/05/2023	19h50	18/02/2023	03h20	03/05/2023	08h00
28/08/2023	02h40	28/06/2023	13h20	14/06/2023	11h45	27/03/2023	15h25	30/06/2023	06h25
05/09/2023	14h15	24/08/2023	15h10	29/07/2023	19h50	09/05/2023	19h50	27/08/2023	11h35
15/09/2023	13h20	11/09/2023	07h40	25/08/2023	06h55	28/05/2023	08h10	05/09/2023	22h55
29/09/2023	02h00	07/10/2023	02h10	25/08/2023	18h55	29/07/2023	19h50	18/09/2023	20h05
04/10/2023	09h55	17/10/2023	21h55	24/09/2023	22h10	27/10/2023	13h30	21/09/2023	02h15
28/10/2023	09h15	13/12/2023	10h20	27/10/2023	13h30	10/12/2023	15h35	12/10/2023	04h30
-	-	-	-	-	-	15/12/2023	18h50	27/10/2023	21h00
-	-	-	-	-	-	-	-	26/11/2023	16h00

Fonte: Autoria própria