

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

Sarah Carine de Oliveira

**DESAFIOS PARA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM BATERIAS COM FONTES ALTERNATIVAS
COMPLEMENTARES NO BRASIL**

Belo Horizonte – MG
2024

Sarah Carine de Oliveira

**DESAFIOS PARA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM BATERIAS COM FONTES ALTERNATIVAS
COMPLEMENTARES NO BRASIL**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Profa. Dr^a. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte – MG
2024

O48d	<p>Oliveira, Sarah Carine de.</p> <p>Desafios para aplicação de sistemas de armazenamento de energia em baterias com fontes alternativas complementares no Brasil [recurso eletrônico] / Sarah Carine de Oliveira. – 2024. 1 recurso online (87 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientadora: Maria Helena Murta Vale.</p> <p>Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Inclui bibliografia.</p> <p>1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Energia – Fontes alternativas – Teses. 3. Energia – Armazenamento – Teses. 4. Baterias elétricas – Teses. I. Vale, Maria Helena Murta. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p> <p>CDU: 621.3(043)</p>
------	--



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

"Desafios para Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias com Fontes Alternativas Complementares no Brasil"

Sarah Carine de Oliveira

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

Aprovada em 25 de julho de 2024.

Por:

Prof. Dr^a. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora

Prof. Dr. Fernando Oliveira de Araujo
TEP (Universidade Federal Fluminense - UFF)

Dr. Fábio Donisete Silva
A&J (A&J Engenharia e Consultoria)



Documento assinado eletronicamente por **Maria Helena Murta Vale, Membro de comissão**, em 25/07/2024, às 11:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Fábio Donisete Silva, Usuário Externo**, em



27/07/2024, às 14:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Oliveira de Araujo, Usuário Externo**, em 06/08/2024, às 00:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3392932** e o código CRC **271EB1D5**.

Referência: Processo nº 23072.240089/2024-82

SEI nº 3392932

AGRADECIMENTOS

Os agradecimentos principais são direcionados aos meus amigos sempre motivadores, assim como minha mãe Regina Cardoso de Oliveira e minha tia Maria Aparecida Cardoso de Oliveira, além de todos os professores com os quais me deparei na minha trajetória acadêmica.

Direciono um agradecimento especial à empresa Neoenergia e ao grupo Iberdrola, por proporcionarem experiências pessoais e profissionais enriquecedoras, disponibilizando em diversas ocasiões o acesso a uma diversidade de conhecimentos da área de Fontes Alternativas, minha área de paixão acadêmica.

Agradeço também à professora Maria Helena Murta Vale pelo profissionalismo que me serviu de inspiração em diversos momentos da minha trajetória. Também pela disponibilidade, empatia e compartilhamento de conhecimentos e experiências.

Ao encontro às minhas crenças pessoais, agradeço a Deus por ser minha fonte de equilíbrio, paz e força para lutar em busca da minha realização como ser humano, cidadã e profissional.

Este trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) por meio do Programa de Excelência Acadêmica (PROEX) e do Ministério da Educação (MEC). Agradeço à Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), à Escola de Engenharia da UFMG (EEUFMG) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), por fomentarem o desenvolvimento acadêmico de seus alunos a partir de recursos educacionais diversos, como aulas, eventos, projetos e laboratórios.

OLIVEIRA, S. C. de. Desafios para aplicação de sistemas de armazenamento de energia em baterias com fontes alternativas complementares no Brasil. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

RESUMO

As fontes alternativas de energia, como solar e eólica, têm papel importante na transição energética do sistema elétrico brasileiro, a qual é fortemente pautada na redução das emissões de carbono resultantes do uso intensivo dos combustíveis fósseis. Ao mesmo tempo, a característica intermitente dessas fontes traz a necessidade de tecnologias acessórias para potencializar sua capacidade de geração e promover o funcionamento harmônico quando em conexão com a rede. Nesse sentido, aproveitando da complementaridade das gerações eólica e fotovoltaica, existe a possibilidade de associação dessas usinas, assim como a operação conjunta com bancos de baterias. Este trabalho tem como objetivo estruturar uma análise e discussão sobre a atual conjuntura e desafios para a aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias no Brasil, atuando em conjunto com o recente conceito de complementaridade de fontes alternativas de energia. O estudo aborda questões técnicas, regulatórias e econômicas, com enfoque em análises regulatórias, e referencia também a experiência internacional. Com base na pesquisa desenvolvida, é proposta na dissertação uma Metodologia para Integração de Baterias com Fontes Alternativas Complementares. Esta se encontra estruturada em etapas relativas à mensuração da complementaridade, ao dimensionamento da bateria e à análise financeira para diferentes níveis de complementaridade. Os resultados obtidos com o procedimento proposto são registrados, evidenciando sua aplicabilidade.

Palavras-chave: armazenamento de energia; banco de baterias; complementaridade energética; fontes alternativas.

OLIVEIRA, S. C. de. Challenges for the application of energy storage systems in batteries with complementary alternative sources in Brazil. 2024. Thesis (Masters in Electrical Engineering) – School of Engineering, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

ABSTRACT

Alternative energy sources, such as solar and wind, play an important role in the energy transition of the Brazilian electrical system, which is strongly based on reducing carbon emissions resulting from the intensive use of fossil fuels. At the same time, the intermittent characteristic of these sources brings the need for accessory technologies to enhance their generation capacity and promote harmonious operation when connected to the grid. In this sense, taking advantage of the complementarity of wind and photovoltaic generations, there is the possibility of association of these plants, as well as the joint operation with battery banks. This paper aims to structure an analysis and discussion about the current situation and challenges for the application of Battery Energy Storage Systems in Brazil, working together with the recent concept of complementarity of alternative energy sources. The study addresses technical, regulatory and economic issues, with a focus on regulatory analysis, and it also refers to the international experience. Based on the research developed, it is proposed in the thesis a Methodology for Integration of Batteries with Complementary Alternative Sources. It is structured in steps related to the measurement of complementarity, the sizing of the battery and the financial analysis for different levels of complementarity. The results obtained with the proposed procedure are recorded, showing its applicability.

Keywords: energy storage; battery bank; energetic complementarity; alternative sources.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolução histórica da capacidade instalada (MW) de sistemas eletroquímicos no mundo 2000-2020 (adaptada de CNESA, 2021).....	20
Figura 2.2. Previsão até 2040 da potência instalada de armazenamento por país no mundo (GW), desconsiderando UHRs (adaptada de BNEF, 2019).	20
Figura 2.3. Preço médio da célula e do módulo de baterias de lítio (\$/kWh) (adaptada de BNEF, 2021).....	21
Figura 2.4. Detalhamento do efeito tributário incidente no preço de importação de um sistema de baterias de lítio, tendo como base um montante de R\$ 100 (MME/EPE, 2022b).	23
Figura 2.5. Possibilidades de aplicação de baterias no sistema elétrico (RMI, 2015). G, T & D se referem a Geração, Transmissão e Distribuição.	24
Figura 3.1. Variedade de tecnologias de armazenamento de energia (Bueno, 2016).....	33
Figura 3.2. Tecnologias de armazenamento e suas respectivas adequabilidades, conforme autonomia e potência exigidas para o projeto (WEG, 2023).....	35
Figura 3.3. Visão geral da incorporação das aplicações de BESS em um portfólio de geração renovável (Autora, 2024).	38
Figura 4.1. <i>Timeline</i> dos avanços regulatórios nacionais para o armazenamento de energia em baterias (Autora, 2024).	47
Figura 4.2. Oportunidades de aplicações de sistemas com baterias e geração alternativa complementar no setor elétrico brasileiro (Autora, 2024).....	50
Figura 5.1. Aspectos a serem considerados em aplicações de BESS com fontes alternativas complementares no Brasil (Autora, 2023).	54
Figura 6.1. Perfil de geração média horária entre os parques Luzia e Chafariz (caso base), para os meses do ano de 2023 (adaptada de ONS, 2024).....	64
Figura 6.2. Comparativo entre as gerações médias horárias para o parque complementar Luzia e Chafariz, para os meses do ano de 2023 (adaptada de ONS, 2024).	65
Figura 6.3. Balanço energético para o cenário 1 de complementaridade, fator multiplicativo 0,5*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.	69

Figura 6.4. Balanço energético para o cenário 2 de complementaridade, fator multiplicativo 1*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.....	69
Figura 6.5. Balanço energético para o cenário 3 de complementaridade, fator multiplicativo 1,5*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.....	70
Figura 6.6. Balanço energético para o cenário 4 de complementaridade, fator multiplicativo 2*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.....	70
Figura 6.7. Balanço energético para o cenário 5 de complementaridade, fator multiplicativo 2,5*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.....	71
Figura 6.8. Balanço energético para o cenário 6 de complementaridade, fator multiplicativo 3*FV, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Comparativo de parâmetros de desempenho entre tecnologias de armazenamento eletroquímico (Silva 2022; Greener 2021).....	34
Tabela 3.2. Especificidades estratégicas e de operação das aplicações de armazenamento no setor elétrico (RegE, 2021).....	37
Tabela 5.1. Dados utilizados dos parques fotovoltaico e eólico (Neoenergia, 2023). ...	56
Tabela 5.2. Critérios de dimensionamento do primeiro ano de operação do BESS.....	59
Tabela 6.1. Índices de complementaridade energética obtidos com a variação da amplitude do parque fotovoltaico.	66
Tabela 6.2. Especificações para o BESS obtidas com a variação da amplitude do parque fotovoltaico.....	66

LISTA DE SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPETRO	Centro de Estudos de Energia e Petróleo
CNESA	<i>China Energy Storage Alliance</i>
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CP	Consulta Pública
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
DOE	<i>United States Department of Energy</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISA CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
ITEMM	Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura
LFP	<i>Lithium Iron Phosphate</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NCM	Níquel-Cobalto-Manganês
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company</i>

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
RAP	Receita Anual Permitida
RTE	<i>Round Trip Efficiency</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	14
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 Considerações Iniciais	19
2.2 Evolução Tecnológica do Armazenamento.....	19
2.3 Revisão da Bibliografia Pertinente.....	26
2.4 Desenvolvimento de Pesquisas no Contexto Nacional	29
2.5 Considerações Finais	32
CAPÍTULO 3 – BATERIAS – CARACTERÍSTICAS E APLICAÇÕES	33
3.1 Considerações Iniciais	33
3.2 Tecnologias Disponíveis.....	33
3.3 Dimensionamento de Baterias	35
3.4 Aplicações de Baterias em Sistemas Elétricos.....	36
3.5 Considerações Finais	42
CAPÍTULO 4 – ESCOPO REGULATÓRIO	43
4.1 Considerações Iniciais	43
4.2 Cenário Internacional.....	43
4.3 Cenário Nacional.....	45
4.4 Desafios e Oportunidades no Brasil	47
4.5 Considerações Finais	50
CAPÍTULO 5 – PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA INTEGRAÇÃO DE BATERIAS COM FONTES ALTERNATIVAS COMPLEMENTARES	51
5.1 Considerações Iniciais	51
5.2 Integração de Baterias em Sistemas Complementares.....	51
5.3 Metodologia Proposta.....	54
5.4 Considerações Finais	61
CAPÍTULO 6 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA – RESULTADOS E DISCUSSÕES	63
6.1 Considerações Iniciais	63
6.2 Análise e Discussões dos Resultados das Simulações.....	63
6.3 Considerações Finais	74
CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A transição energética entrou em pauta no sistema elétrico brasileiro conciliada ao interesse de redução das emissões de carbono no contexto das mudanças climáticas provocadas pelo uso intensivo de combustíveis fósseis. Nessa abordagem, comparativamente, a utilização de fontes renováveis, como solar e eólica, aparece como alternativa para diversificação da matriz energética nacional de forma mais limpa. Devido à intermitência dessas fontes de geração, o armazenamento de energia e sua flexibilidade aparecem como proposta de recurso complementar à operação das usinas.

A presença das fontes alternativas na matriz de geração brasileira tem crescido consideravelmente na última década. Em 2022 houve um incremento de 8,2 GW na matriz elétrica, sendo 5,6 GW de fontes intermitentes (ANEEL, 2023a). Em 2023 foi registrado um novo recorde, com uma expansão de 10,3 GW na matriz, sendo cerca de 9 GW de fontes intermitentes. Nesse período, as usinas eólicas e solares alavancaram a expansão da capacidade da matriz elétrica brasileira, ocupando, respectivamente, as posições de primeiro e segundo lugares de predominância na expansão da matriz (ANEEL, 2024a). No horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), a expectativa é que a participação das fontes renováveis atinja 83% em 2031, com redução da participação hidrelétrica e crescimento da capacidade solar e eólica (MME/EPE, 2022a).

O armazenamento de energia pode ser realizado de diferentes formas, como mecânica, eletroquímica, térmica, elétrica e química. Em aplicações no Sistema Interligado Nacional (SIN) são frequentemente considerados o armazenamento mecânico, em Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), e eletroquímico, em baterias. As baterias apresentam grande potencial nos sistemas elétricos devido à alta densidade de energia, versatilidade, estrutura compacta e modular, alta eficiência e baixo tempo de resposta (EPE, 2019).

Nesse contexto, as tecnologias de armazenamento, atuando em conjunto com as fontes intermitentes, fornecem a possibilidade de aumento da flexibilidade da operação para diferentes sistemas. Contudo, apesar de ser uma tecnologia já bem desenvolvida e modularizada, por ser novidade no mercado, muitos desafios são encontrados para sua

incorporação no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entre eles, podem ser citados a adaptação do escopo regulatório e o amadurecimento de estratégias financeiras e operativas de aplicação e financiamento.

Assim, torna-se interessante entender o cenário atual de possibilidades de utilização de baterias no sistema elétrico do Brasil e os desafios associados, para identificar e implementar os próximos passos para consolidação da tecnologia. Por ser um tema atual, com novas configurações de plantas com fontes alternativas que estão emergindo no país, considera-se que uma das principais contribuições deste trabalho consiste em traçar uma ampla perspectiva dos desafios para consolidação dos bancos de baterias nesse cenário.

O conceito de projetos complementares de geração de energia é recente no Brasil. Ele foi marcado com a publicação da Resolução Normativa N° 954 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em novembro de 2021 (ANEEL, 2021). Tal resolução regulamenta aspectos de implantação de Centrais Geradoras Híbridas e Associadas. Observa-se que as usinas híbridas são combinadas no processo de geração e remuneração da energia, como também no compartilhamento do terreno e do ponto de conexão com a rede. As usinas associadas apresentam medidores individualizados e processos de remuneração de energia separados, podem ser implementadas conjuntamente ou em terrenos próximos, e compartilham o ponto de conexão com a rede. Nos dois casos, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), e o consequente Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado, são únicos para o complexo.

Diante do exposto, pode-se caracterizar o objetivo deste trabalho como sendo o de investigar a situação atual para adesão de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (em inglês *Battery Energy Storage System - BESS*), no contexto de projetos associados de geração de energia alternativa, solar e eólica, compartilhando o MUST contratado integral ou parcialmente, conectados na rede básica brasileira (projetos acima de 230 kV) e em Sistemas Isolados. Entre os interesses desse tipo de aplicação estão a redução de impactos ambientais e custos, a postergação de investimentos na expansão do sistema de transmissão, além da promoção de desenvolvimento tecnológico e aproveitamento dos seus benefícios.

Conforme mostrado no texto, a bibliografia acadêmica sobre o tema complementaridade energética utilizando baterias, tanto em termos nacionais e internacionais, ainda é escassa por se tratar de um tema em fase de estruturação e aberto a investigações. No Brasil, grande parte da documentação relativa ao armazenamento de energia encontra-se ao nível de instituições do Setor Elétrico, as quais têm se deparado diretamente com a questão, levantando os desafios a serem enfrentados. Ao mesmo tempo, existe uma demanda crescente, por parte do Setor Elétrico, de desenvolvimento de análises acadêmicas para subsidiar a concepção de soluções. Sendo assim, esta dissertação se caracteriza como um trabalho acadêmico exploratório no tema, procurando identificar questões que possam trazer avanços no contexto de aplicações práticas.

Há vários aspectos a serem considerados nas aplicações de BESS com fontes alternativas complementares. No desenvolvimento desta dissertação, verificou-se que a literatura pertinente apresenta os diversos assuntos de forma dispersa, o que não favorece uma visão integrada da conjuntura temática. Isto dificulta, não apenas a aquisição do conhecimento relevante de forma ordenada, mas também uma tomada de decisão mais assertiva sobre as questões que se apresentam.

A evolução da pesquisa de mestrado levou à caracterização de três pilares que se constituem a base dos conhecimentos para estudo e desenvolvimento de projetos na área: Técnicos, Regulatórios e Econômicos. Ressalta-se que, no cenário Regulatório, agrega-se a organização de nichos de interesse, identificados a partir de aplicações pertinentes orientadas para a realidade do SEB. Acredita-se que tal abordagem possibilite uma compreensão do tema sob uma perspectiva conectada e inovadora. Considera-se ser esta uma significativa contribuição desta dissertação.

Adicionalmente, da forma como encontra-se organizado e estruturado, o texto da dissertação pode se tornar uma referência básica para aqueles que se iniciam no tema, nos âmbitos acadêmico e empresarial. Procurou-se contextualizar os diversos temas envolvidos, muitas vezes tratados na literatura de forma dispersa, de maneira coesa, mostrando a correlação entre eles.

Do exposto, no contexto em que se insere, esta dissertação apresenta várias contribuições, dentre as quais duas se destacam: a estruturação de uma análise regulatória

e a proposta de uma metodologia para subsidiar análises de integração de baterias com fontes alternativas complementares.

A análise regulatória desenvolve um *benchmarking* com a experiência internacional, a fim de localizar e prever os próximos passos de consolidação do armazenamento com fontes alternativas no cenário nacional. Para isso, a discussão é guiada pelos nichos de aplicações de interesse propostos para o SEB, comentados anteriormente. A metodologia desenvolvida apresenta-se estruturada em etapas bem definidas, incluindo mensuração da complementaridade, dimensionamento do BESS e análise financeira para diferentes níveis de complementaridade. Os resultados obtidos com o emprego da metodologia são registrados em detalhes, evidenciando sua aplicabilidade.

Para atender ao seu objetivo, o texto está organizado em 7 capítulos. Após o presente capítulo de Introdução, o qual apresenta uma visão do cenário de estudo envolvido nesta dissertação, os demais capítulos estão estruturados conforme descrição na sequência.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica do cenário internacional e nacional de desenvolvimento de projetos com baterias, considerando as perspectivas tecnológica, econômica e regulatória.

O Capítulo 3 descreve aspectos técnicos das baterias, tratando das variedades tecnológicas, características relevantes no dimensionamento desses sistemas de armazenamento e oportunidades de aplicações em sistemas elétricos.

O Capítulo 4 aborda o panorama regulatório nacional e internacional, a partir de comparativos e levantamento de oportunidades e desafios no cenário nacional.

O Capítulo 5 apresenta fundamentos teóricos do estudo de caso desenvolvido, ou seja, a formatação de projetos com a integração de baterias com fontes alternativas complementares, assim como apresenta a metodologia de análise estruturada para o estudo de caso.

O Capítulo 6 apresenta os resultados e discussões pertinentes e decorrentes da aplicação da metodologia de análise proposta.

O Capítulo 7 aborda as conclusões e propostas de continuidade dos estudos, além de expectativas futuras para a conjuntura temática. Finalizando o texto, encontram-se as Referências Bibliográficas utilizadas.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar uma Revisão Bibliográfica sobre o tema da dissertação, considerando aspectos tecnológicos, econômicos e regulatórios relacionados ao armazenamento de energia por meio de baterias. São apresentados conceitos básicos de interesse e discutidas as motivações para o uso de baterias.

O capítulo se inicia mostrando a evolução tecnológica do armazenamento de energia, nos cenários nacional e internacional. É realizado o mapeamento do cenário global de desenvolvimento de projetos.

No cenário internacional, são identificados centros de pesquisa de referência e projetos de destaque, e são registrados os históricos da implementação de projetos com baterias e da evolução de preços.

Já no cenário nacional, são destacados estudos do setor sobre a perspectiva de utilização de baterias no Brasil, realizados por instituições de referência tais como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outras. No capítulo é dada atenção ao desenvolvimento de centros de pesquisa na área, em contextos acadêmicos e empresariais.

2.2 Evolução Tecnológica do Armazenamento

2.2.1 Cenário Internacional

Neste trabalho citam-se dados significativos que retratam a evolução tecnológica do armazenamento no contexto mundial. Há várias instituições internacionais que abordam o tema, tais como: a *International Energy Agency* (IEA), sediada na França; a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), sediada nos Emirados Árabes; a *China Energy Storage Alliance* (CNESA), sediada na China. Apesar de apresentarem várias contribuições interessantes para traçar o cenário de planejamento brasileiro, algumas inclusive citadas no presente estudo, é importante considerar as particularidades

do escopo nacional. Nesse sentido, o SIN apresenta dinâmicas próprias nas esferas fiscal, reguladora, operativa e comercial, que precisam ser repensadas e reestruturadas em um momento de inovação tecnológica.

Os sistemas de armazenamento em baterias vêm crescendo exponencialmente a nível global nas últimas duas décadas. Como pode ser observado na Figura 2.1, a capacidade instalada de sistemas eletroquímicos no mundo atingiu 14 GW em 2020. Conforme apresentado na Figura 2.2, a expectativa para 2040 é que o armazenamento global atinja 1.100 GW.

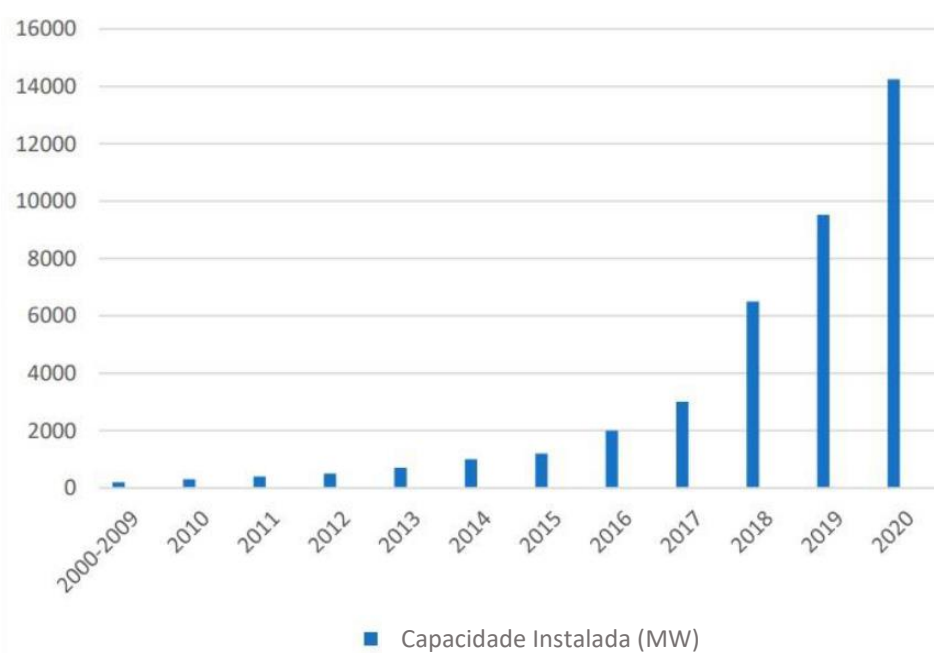


Figura 2.1. Evolução histórica da capacidade instalada (MW) de sistemas eletroquímicos no mundo 2000-2020 (adaptada de CNESA, 2021).

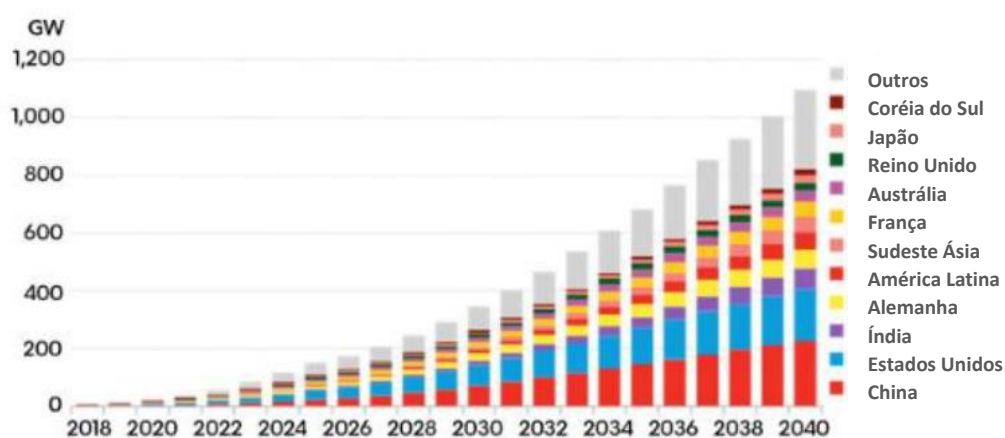


Figura 2.2. Previsão até 2040 da potência instalada de armazenamento por país no mundo (GW), desconsiderando UHRs (adaptada de BNEF, 2019).

Ao mesmo tempo que existe uma perspectiva global de aumento da utilização das baterias, historicamente os preços das baterias de lítio apresentam-se consideravelmente em queda. Conforme dados do *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF, 2021), apresentados na Figura 2.3, os preços caíram de US\$ 303/kWh em 2016 para US\$ 132/kWh em 2021, representando uma queda de cerca de 55% em 5 anos. O estudo considerou o preço médio referente a aplicações diversas, como veículos elétricos e armazenamento estacionário.



Figura 2.3. Preço médio da célula e do módulo de baterias de lítio (\$/kWh) (adaptada de BNEF, 2021).

É importante comentar que o custo de investimento em um sistema completo com baterias depende de diversos fatores, desde a etapa de dimensionamento até a fase de Operação e Manutenção (O&M) da planta. Porém, é fato que as células de baterias são os componentes fundamentais na configuração da aplicação.

A fim de compreender como diferentes países vêm abordando a integração de sistemas eletroquímicos de armazenamento de energia elétrica, são a seguir apresentados, brevemente, três instalações que se destacam em três diferentes países:

- *Dalian Flow Battery Energy Storage Peak Shaving Power Station*, na China, lançada em 2022 com capacidade de 100 MW/400 MWh em baterias de fluxo. Esse sistema tem como objetivo reduzir o estresse na rede durante momentos de pico e quedas no fornecimento, e facilitar a integração de fontes renováveis solar

e eólica na rede. Existe uma expectativa de suprimento de mais de 200.000 residências (CNESA, 2022).

- *Pacific Gas and Electric Company (PG&E) Battery Energy Storage*, nos EUA, instalada na Califórnia e lançada em 2021 com capacidade de 182,5 MW/730 MWh em baterias de íons de lítio. A PG&E pretende economizar US\$ 100 milhões nos próximos 20 anos oferecendo suporte à demanda local e reduzindo o preço de compra de energia (Energy, 2020).
- *Hornsedale Power Reserve*, na Austrália, lançada em 2017 no parque eólico de Hornsdale, apresenta capacidade de 150 MW/193,5 MWh em baterias de íons de lítio. Esse sistema fornece suporte para o sistema, estabilizando a rede do sul australiano, e promove regulação de frequência, reforço de capacidade e arbitragem. Ele também reduz o uso de termoeletricas a gás para o fornecimento de energia em momentos de pico e facilita a integração de fontes renováveis na rede. Em dois anos de operação, economizou mais de US\$ 150 milhões para os consumidores locais, conforme citado em (Hornsedale, 2020).

2.2.2 Cenário Nacional

O PDE de 2029 indica que, a partir de 2024, será necessário acionar tecnologias para aumentar a capacidade de geração do SIN, e cita o armazenamento em usinas hidrelétricas reversíveis e em baterias como forte candidato (MME/EPE, 2020).

Já os estudos do PDE de 2032 apresentam uma estimativa do efeito tributário incidente na importação de um sistema de baterias de lítio, que corresponde a cerca de 74% de aumento sobre o preço final (MME/EPE, 2022b). Em conformidade com a tendência mundial de queda nos preços das baterias de lítio apresentada na Figura 2.3, o estudo indica uma redução de preços no Brasil, variando de cerca de R\$ 4.000/kWh para R\$ 1.700/kWh para sistemas de grande porte, entre 2022 e 2032, considerando uma redução percentual de 8,3% ao ano. O efeito tributário detalhado é apresentado na Figura 2.4.

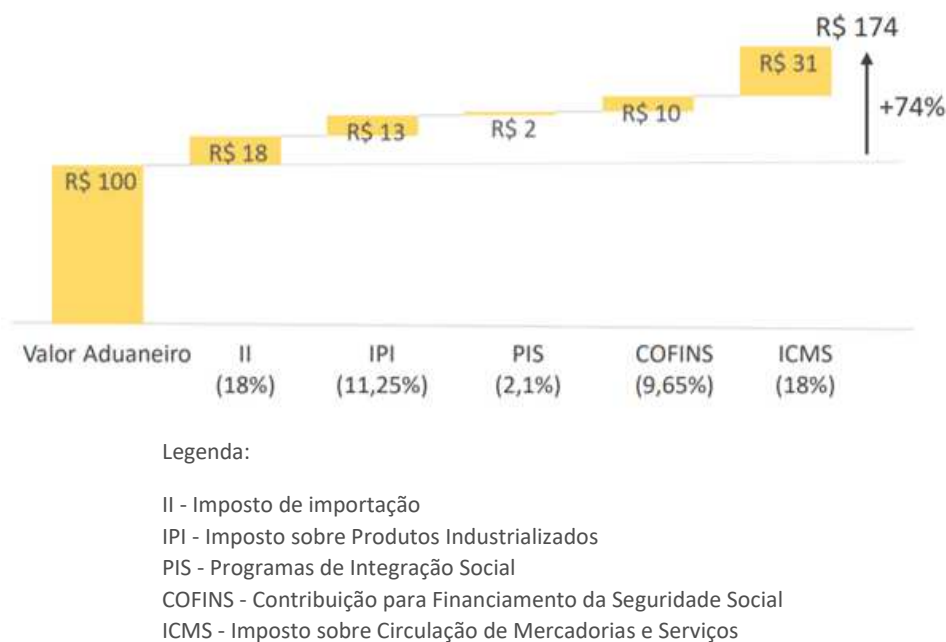


Figura 2.4. Detalhamento do efeito tributário incidente no preço de importação de um sistema de baterias de lítio, tendo como base um montante de R\$ 100 (MME/EPE, 2022b).

Ao mesmo tempo que a tecnologia de armazenamento está bem consolidada, com soluções modulares, compactas e de fácil deslocamento, esta ainda não possui respaldo regulatório específico, principalmente no caso de conexão com a rede elétrica. No momento, o assunto encontra-se em discussão no setor, sendo marcado pela divulgação da Nota Técnica Nº 137/2022 da ANEEL, resultante de uma tomada de subsídios sobre Armazenamento no SIN. A partir da análise de 651 contribuições de empresas, pessoas físicas e associações, foi traçado um *roadmap* regulatório a ser discutido no período de 2023 a 2027 (ANEEL, 2022).

Do ponto de vista da rede elétrica, o armazenamento possibilita: a postergação de investimentos na expansão do sistema elétrico; a expansão da geração de energia com fontes renováveis, como os sistemas híbridos; a gestão de congestionamentos, desligamentos e despacho ótimo; a articulação de cortes de picos na curva de demanda (*peak shaving*) e serviços de qualidade da energia. Já do ponto de vista do consumidor, também existem possibilidades de aplicação: em cortes de picos na curva de demanda; na gestão de custos com deslocamento de carga; no aumento da confiabilidade da energia.

A Figura 2.5 resume o panorama geral de possibilidades de aplicação de baterias no sistema elétrico.

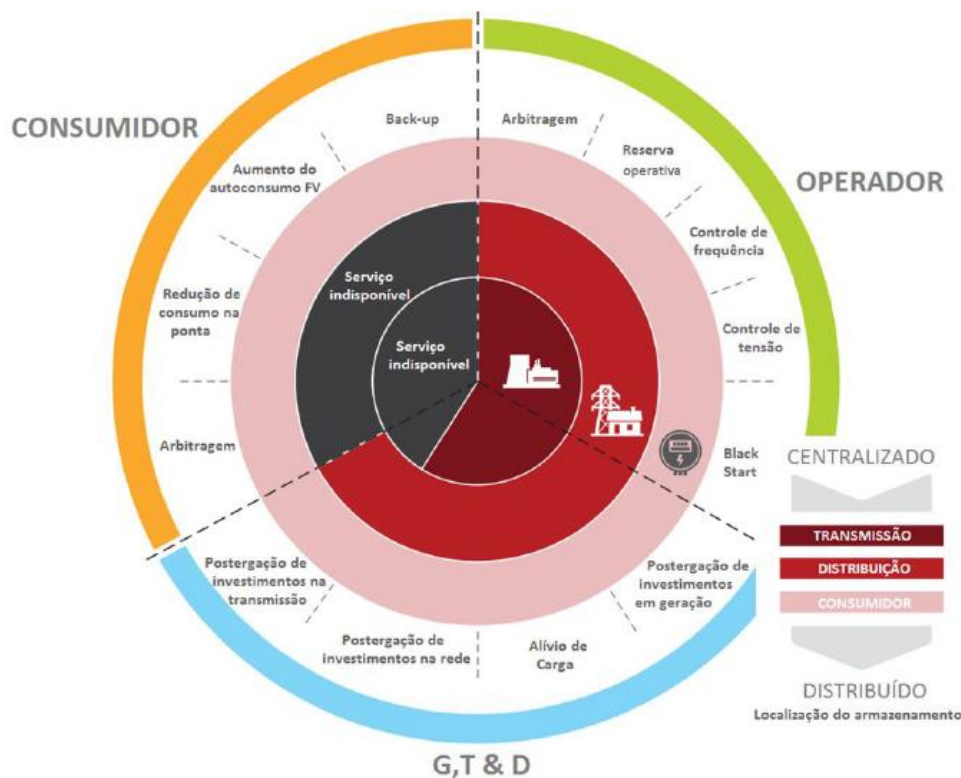


Figura 2.5. Possibilidades de aplicação de baterias no sistema elétrico (RMI, 2015). G, T & D se referem a Geração, Transmissão e Distribuição.

No contexto específico de Sistemas Isolados do sistema nacional, ainda existem oportunidades para as baterias atuarem em conjunto com sistemas renováveis e para a mitigação da utilização de combustíveis fósseis. Isto torna o sistema mais ambientalmente amigável.

O Brasil apresenta uma variedade de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de pequeno porte, com destaque para o fabricante Moura, com dois sistemas de armazenamento em chumbo carbono em Pernambuco. As plantas apresentam vida útil de dez anos e potências de 242 kW e 150 kW. As aplicações exploradas são a redução do consumo da ponta, *peak shaving* e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico (Moura, 2023; DOE, 2023).

A ANEEL divulgou em 2016 a Chamada Nº 021/2016, para projetos de P&D de pequeno, médio e grande porte, com um investimento de cerca de R\$ 371 milhões, favorecendo 21 projetos estratégicos com sistemas de armazenamento espalhados pelo país. Alguns dos projetos já se encontram em operação. A Companhia Paranaense de Energia (Copel) se destaca ao ser contemplada com cerca de R\$ 70 milhões destinados para sete projetos. O objetivo da iniciativa é experimentar estruturas técnicas e comerciais para fomentar o armazenamento de energia no SEB. As aplicações contempladas abrangem configurações diversas, com multifontes (hidrelétrica, fotovoltaica, eólica, térmica), para sistemas centralizados, distribuídos e isolados (ANEEL, 2017; ANEEL, 2024b).

Na sequência, outros projetos surgiram no país. Abaixo constam duas instalações de destaque:

- *Sistema Isolado de Roraima* lançado em 2023, em baterias chumbo-carbonadas Moura, nas cidades de Amajari (500 kW/560 kWh) e Paracaima (500 kW/696 kWh). O projeto consiste numa planta híbrida integrando armazenamento, gerações térmica e fotovoltaica. Nos cinco anos de concessão, ocorre a substituição de cerca de 6,7 milhões de litros de diesel, por geração solar com baterias, e redução da emissão de 18 mil toneladas de gás carbônico. Verifica-se o atendimento a mais de 30 mil moradores da região, com investimento de R\$ 54 milhões (Belfort, 2022).
- *Projeto de armazenamento Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA CTEEP)* lançado em 2023, em baterias de lítio *You.On*, no litoral sul de São Paulo, com 30 MW/60 MWh. Primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro, este ocupa uma área de aproximadamente 5.000 m² e é remunerado via RAP (Receita Anual Permitida). A iniciativa mitiga a utilização de um equivalente de 350 mil litros de diesel para abastecer geradores térmicos, de modo que em dois anos de operação é evitada a geração de 1.194 toneladas de gases do efeito estufa. Há a expectativa de benefício a aproximadamente dois milhões de pessoas, atuando nos momentos de pico de consumo durante o verão, para reforçar a rede elétrica (ISA CTEEP, 2023).

2.3 Revisão da Bibliografia Pertinente

No Brasil, o tema de complementaridade energética entre geradores é recente, sendo que foi regulamentado em novembro de 2021. Nesse contexto, os trabalhos acadêmicos desenvolvidos até julho de 2024 sobre os projetos híbridos e associados estão em fase de desenvolvimento, especialmente quando se trata de projetos complementares renováveis, fotovoltaico e eólico, integrados ao armazenamento químico de energia em baterias. Diferentemente de outros temas já consagrados, por existirem poucos trabalhos com essa abordagem no repositório nacional, o presente trabalho configura-se como um texto exploratório.

Referindo-se de maneira específica às plantas complementares, solar e eólica, são encontrados trabalhos sobre o dimensionamento e controle dos parques. Já quanto aos sistemas de baterias individualmente, são encontrados trabalhos sobre sua tecnologia, dimensionamento e desenvolvimento de projetos. Quando as baterias são conectadas a sistemas renováveis, são encontrados trabalhos com a combinação entre parques fotovoltaicos e baterias, parques eólicos e baterias, e parques híbridos e baterias. Ressalta-se que, para o último caso, são avaliados aspectos de dimensionamento e controle da planta, sendo que a regulamentação dessa configuração de usinas renováveis trata-se de um tema novo.

Entre os livros, em Cantane (2020) já se identificava a integração de baterias a sistemas renováveis como uma combinação promissora para promover estabilidade e confiabilidade ao sistema elétrico brasileiro. Além de explorar a diversidade de tecnologias de armazenamento disponíveis, também destaca os potenciais de diversos serviços que o BESS pode prestar para o sistema: geração distribuída, serviços ancilares, arbitragem de energia e postergação de investimentos em redes em locais com limitações de acesso e com demandas sazonais durante o ano.

Bueno (2016) também expõe uma avaliação global do tema à época, citando uma gama de tecnologias, aplicações, modelos de negócios e perspectivas regulatórias. Já se identificavam oportunidades em geração distribuída, grandes consumidores, sistemas isolados e usinas intermitentes. O estudo foi elaborado pela Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE), configurando uma visão geral

sobre tecnologia e mercado, tendo em conta a falta de regulação sobre o tema, assim como políticas governamentais e incentivos fiscais.

Visando caracterizar as referências por categorias, a seguir estas encontram-se citadas conforme o enfoque dado nos trabalhos: tecnologia de baterias; baterias e fontes alternativas individuais; baterias e parques híbridos.

a) Tecnologia de Baterias

Com relação às tecnologias de baterias, Pereira (2017) propõe um processo em escala laboratorial para refinar compostos de lítio de grau técnico produzidos no Brasil, para convertê-los em produtos com nível de pureza suficiente para aplicação em baterias recarregáveis, seja em dispositivos portáteis, veículos elétricos ou sistemas de armazenamento de energia. Carneiro (2017) expõe uma revisão técnico-científica sobre as baterias de chumbo-ácido, desde sua história e construção até os fundamentos físico-químicos e termodinâmicos que regem seu funcionamento, as quais apresentam ampla aplicação automotiva e industrial.

A respeito do dimensionamento do BESS, Arias (2021) desenvolve um modelo multiobjetivo enumerativo de operação com empilhamento de serviços, como regulação de frequência e *peak shaving*. O método foi aplicado a um sistema real de distribuição de 240 nós dos EUA e as simulações configuram uma ferramenta para investidores ao avaliarem a relação entre a vida útil do equipamento, o retorno financeiro e o desempenho técnico da rede.

Para o desenvolvimento de projetos, Silva Junior (2021) propõe a técnica de controle *Synchronverter* para gerenciar um sistema de baterias de íons de lítio conectado ao barramento CC de um sistema de geração distribuída. A técnica proporciona suporte de frequência e tensão à rede elétrica, além de controle da carga e descarga das baterias, por meio da simulação dinâmica de um gerador síncrono e dispensa o uso de conversores CC/CC, o que implica simplificação e redução de custos à aplicação.

b) Baterias e Fontes Alternativas Individuais

Um sistema típico de geração distribuída brasileiro é o sistema residencial fotovoltaico. Em vista disso, Deotti (2020) apresenta uma análise técnico-financeira da integração de baterias num sistema prosumidor variando a capacidade da bateria e a

estrutura tarifária. A análise mostra que o sistema torna-se mais eficiente com o uso das baterias e que a viabilidade financeira depende da queda de custos das baterias ou de mudanças tarifárias e regulatórias.

Torres (2023) implementa um modelo dinâmico de simulação de transitórios eletromecânicos em ambiente ANATEM, para análise do comportamento de sistemas de baterias provendo serviços ancilares de regulação de tensão e frequência. Aplicando-se os resultados obtidos no modelo desenvolvido, o estudo atende às diretrizes de testes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e realiza simulações comparativas com a ferramenta *PowerWorld*. O trabalho constata a capacidade das baterias em promover inércia sintética e a integração com usinas fotovoltaicas para compensação de perdas ou variações rápidas de geração.

Já para a combinação de baterias e sistemas eólicos, Teixeira (2018) apresenta um modelo computacional de baterias com Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS), para análise probabilística da confiabilidade do sistema em diferentes níveis de inserção eólica. O trabalho verifica a contribuição das baterias para reduzir a variabilidade da geração, reduzir cortes de carga e melhorar a confiabilidade do sistema.

Gomez (2020) aborda uma estratégia de controle para otimizar a resposta em frequência em microrredes compostas por baterias e turbinas eólicas. Uma vez que a elevada penetração de energia eólica reduz a inércia do sistema, o trabalho explora a integração do BESS ao conversor DFIG (gerador de indução duplamente alimentado) e o controle por *droop* para proporcionar estabilidade e suportar distúrbios no sistema. Os modelos dinâmicos são implementados em *Matlab Simulink*, variando condições de vento, carga e operação, considerando também o cenário com ilhamento.

c) Baterias e Parques Híbridos

Já tratando-se de baterias combinadas a parques híbridos, são encontrados poucos trabalhos e com enfoques anteriores ao conceito de projetos associados conectados à rede, e com temáticas específicas, como dimensionamento técnico-financeiro em sistemas isolados e soluções de controle.

Por exemplo, Souza (2005) propõe uma metodologia de dimensionamento de sistema híbrido, composto por sistema fotovoltaico, eólico e baterias, para atendimento

de um projeto rural isolado. Ele aplica em *Matlab* um modelo de otimização linear para definir a quantidade de equipamentos do sistema, visando à redução de custos e garantindo confiabilidade de fornecimento, a partir da aplicação do conceito de *Loss of Power Supply Probability* (LPSP).

Outro exemplo é apresentado por Li (2013), em que é abordada uma solução de controle para contornar flutuações de potência em sistemas híbridos com geração fotovoltaica e eólica, em que o estado de carga (SOC) das baterias é monitorado. As simulações foram desenvolvidas em *Matlab Simulink*, variando cenários de operação considerando também os estados extremos de carregamento do BESS. O método promove o gerenciamento dinâmico da distribuição de potência entre os módulos de baterias e busca manter o SOC dentro da faixa de operação segura.

2.4 Desenvolvimento de Pesquisas no Contexto Nacional

Já no âmbito brasileiro de desenvolvimento de pesquisa, existem várias frentes de trabalho interessantes e algumas são destacadas na sequência. Pesquisas são produzidas em universidades, empresas, centros de pesquisa e aplicadas com ferramentas computacionais.

a) Universidades

As universidades Universidade Federal Fluminense (UFF) e Universidade de São Paulo (USP) apresentam trabalhos significativos no estudo de modelos dinâmicos de baterias para serviços ancilares, financiados pela Chamada N° 021/2016 da ANEEL (Torres, 2023). Ademais, a USP se destaca no desenvolvimento de *softwares* de otimização do consumo de combustíveis associados a sistema com baterias em Sistemas Isolados, sendo extensível também a geradores fotovoltaicos (Souza, 2023).

b) Centros de Pesquisa

No Brasil, o Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura (ITEMM, 2024) é um centro de pesquisa fundado em 2012 para atender às demandas industriais envolvendo acumuladores de energia. Os clientes do laboratório de ensaios elétricos de baterias abrangem os setores automotivo, fabricantes de baterias e geradores e distribuidores de

energia. Na linha de atuação de projetos com BESS, conta com um P&D de interesse para aplicações em Sistemas Isolados, o qual é composto pela integração entre planta solar, BESS e gerador a diesel.

A Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), em conjunto com a Petrobras, criaram em 1987 o Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO), com o propósito inicial de atender às necessidades da área. O Centro provê assistência para cursos e projetos, com público abrangendo universidades, empresas e sociedade nacional e internacional (CEPETRO, 2024). Nesse sentido, no âmbito de investigação de baterias, está sendo desenvolvido um sistema digital de rastreamento para o ciclo de vida da tecnologia, desde a fabricação, passando por eventual reuso ou reciclagem, até o descarte. Trata-se de uma iniciativa financiada pela multinacional francesa *TotalEnergies* (UNICAMP, 2023).

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) possui um prédio de quatro andares autossustentável no Laboratório Fotovoltaica como exemplo de geração de energia limpa. Os módulos fotovoltaicos apresentam capacidade de produção energética de 16 MWh por mês, suficientes para o abastecimento de cerca de 64 casas considerando um consumo médio mensal de 250 kWh. A planta conta também com carregador de ônibus elétrico, estação meteorológica e iluminação pública com baterias de segunda vida (UFSC, 2024).

Na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) existem dois projetos de destaque com baterias. O Projeto de P&D Institucional Minirrede de Energia OÁSIS-UFMG, que surgiu como desdobramento da Chamada 001/2016 da ANEEL, Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior. O projeto teve início em 2017 e tem por objetivo a redução de gastos de energia elétrica, por meio da estruturação de uma minirrede no campus Pampulha. Tal minirrede integra cerca de 500 kWp de geração fotovoltaica, microturbinas a gás natural com cogeração qualificada (térmica e elétrica), e armazenamento de energia em baterias (UFMG, 2024).

Outro projeto de destaque no campus Pampulha da UFMG é um projeto-piloto instalado em 2023, com dois sistemas de baterias com diferentes tecnologias. O primeiro sistema é composto por baterias de íons de lítio de 750 kW/1,1 MWh. O segundo sistema é constituído por tecnologia chumbo-carbono de 500 kW/1 MWh. Os dois sistemas estão

conectados à rede e são utilizados para estudar, em laboratório, aspectos operacionais, regulatórios, econômicos e ambientais inerentes à conexão do BESS na rede de distribuição. O projeto é resultado de programa de P&D da ANEEL e convênio entre a UFMG, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), a Fundação para Inovações Tecnológicas, a empresa *Concert* e o ITEM (UFMG, 2023).

c) Empresas

Quanto às empresas, a empresa Moura se destaca como integrador e fornecedor nacional de soluções com armazenamento de energia, de chumbo e lítio. Esta possui parceria com o ITEM que, conforme já citado, é um instituto especializado em pesquisas para veículos elétricos e armazenamento de energia (Moura, 2024).

A empresa WEG também se destaca como integrador e fornecedor nacional de soluções de armazenamento de energia. No assunto de reciclagem, a empresa anunciou em 2023 a realização de parceria no mercado para a reciclagem das baterias de lítio, até então consolidada somente para as baterias de chumbo (WEG, 2024).

Conforme comentado anteriormente nesta seção, em termos de projetos implantados, o fornecedor de baterias *You.On* se destaca no projeto de baterias pioneiro no Brasil no contexto da transmissão paulista, ISA CTEEP. A empresa Moura forneceu as baterias para os projetos híbridos em Amajari e Paracaima, implantados pela empresa OnCorp (Belfort, 2022; ISA CTEEP, 2023).

d) Ferramentas Computacionais

Entre as ferramentas de simulação mais utilizadas, o ANAREDE é frequentemente referenciado na literatura para simulações do comportamento de sistemas elétricos em regime permanente (ONS, 2022). Em contrapartida, o ANATEM é utilizado para simulação de transitórios eletromecânicos. Na linha de simulações energéticas, o *HOMER* é citado frequentemente, com suas edições *HOMER Pro*, *HOMER Grid* e *HOMER Front*. Por fim, para análises integradas, elétricas e energéticas, para sistemas de distribuição, é encontrado o *OPEN DSS* integrado com o *Matlab*.

2.5 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, nota-se que o tema desta dissertação constitui assunto de grande interesse do setor elétrico nos níveis nacional e internacional. Contudo, apesar dos avanços que vêm sendo realizados por diversas instituições, ainda há várias questões que merecem ser investigadas. Ademais, o conhecimento das características e aplicações das baterias é fundamental para a compreensão da associação destas com projetos complementares, tema central desta dissertação, sendo, portanto, tratado no capítulo que se segue.

CAPÍTULO 3

BATERIAS – CARACTERÍSTICAS E APLICAÇÕES

3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo descrever aspectos técnicos referentes às baterias. Entre eles, são tratadas as diferentes tecnologias de baterias disponíveis e as características importantes para o seu dimensionamento.

As aplicações gerais de baterias em sistemas elétricos são discutidas enfatizando a sua importância, tanto sob a perspectiva do projeto, quanto na de prestação de serviços para a rede.

Observa-se que os tópicos tratados neste capítulo são apresentados no que tange o escopo desta dissertação. Entretanto, no texto são citadas referências de interesse onde os temas são abordados de forma mais específica e detalhada.

3.2 Tecnologias Disponíveis

A Figura 3.1 apresenta uma visão geral das tecnologias de armazenamento de energia, visando identificar as baterias (armazenamento químico), tema de interesse deste trabalho, dentro da variedade de possibilidades disponíveis.

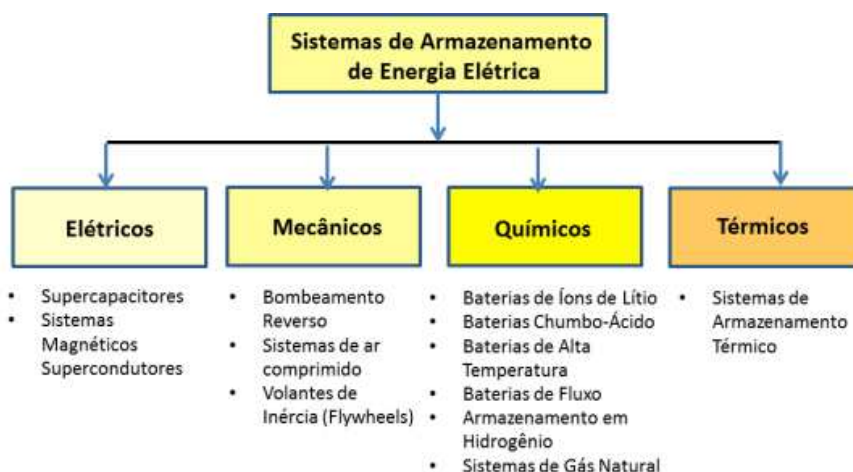


Figura 3.1. Variedade de tecnologias de armazenamento de energia (Bueno, 2016).

As baterias são caracterizadas operacionalmente pela sua eficiência percentual, visto que existem perdas quando se compara a energia armazenada com a recuperada no momento de descarga. Além desse parâmetro, também são considerados a vida útil, o tempo de descarga, a densidade energética e aspectos de segurança, conforme apresentado na Tabela 3.1, para diferentes tecnologias: lítio, chumbo e baterias de fluxo.

Tabela 3.1. Comparativo de parâmetros de desempenho entre tecnologias de armazenamento eletroquímico (Silva 2022; Greener 2021).

Parâmetros	Tecnologia		
	Lítio	Chumbo	Baterias de fluxo
Tempo de descarga	Até 4 horas	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	4-10 horas
Vida útil em ciclos	2.000-8.000	200-800	10.000-15.000
Densidade energética	Alta	Baixa	Média
Toxicidade	Média	Elevada	Depende dos componentes: pode chegar a muito elevada
Segurança	Baixa-média	Média	Não inflamável, mais sujeita a vazamentos

Comparando as três tecnologias, as baterias de chumbo ácido podem operar com maior tempo de descarga, enquanto as baterias de lítio apresentam densidade energética superior. Já as baterias de fluxo se destacam em termos do número de ciclos durante a vida útil (Greener, 2021). Devido ao seu benefício comparativo de proporcionar maior armazenamento energético ocupando menos espaço, as baterias de lítio têm ganhado destaque em aplicações do setor elétrico. Uma preocupação muito importante associada à integração de baterias de lítio no setor é a reciclagem, indústria ainda em fase inicial de desenvolvimento (IEA, 2021).

A Figura 3.2 ilustra características relevantes na tomada de decisão pelo tipo de tecnologia de armazenamento, conforme características de potência e autonomia demandadas na aplicação em questão. Por exemplo, as baterias de chumbo-ácido são encontradas em aplicações automotivas e em sistemas de *backup* para telecomunicações, enquanto os veículos elétricos exploram a alta densidade energética em menores espaços das baterias de lítio (Carneiro, 2017; Bueno, 2016). Por outro lado, a tecnologia de armazenamento mais comumente comercializada para projetos de energia alternativa de grande escala no Brasil é a de baterias de lítio, principalmente para aplicações que

necessitam fornecimento de grandes montantes de energia em curtos intervalos de tempo. Nesse contexto, a tecnologia LFP (*Lithium Iron Phosphate*) é preferencial em relação a outras opções, como a NCM (Níquel-Cobalto-Manganês), devido à maior vida útil, à estabilidade e ao menor risco de incêndio (Moura, 2024; Brasil, 2018).

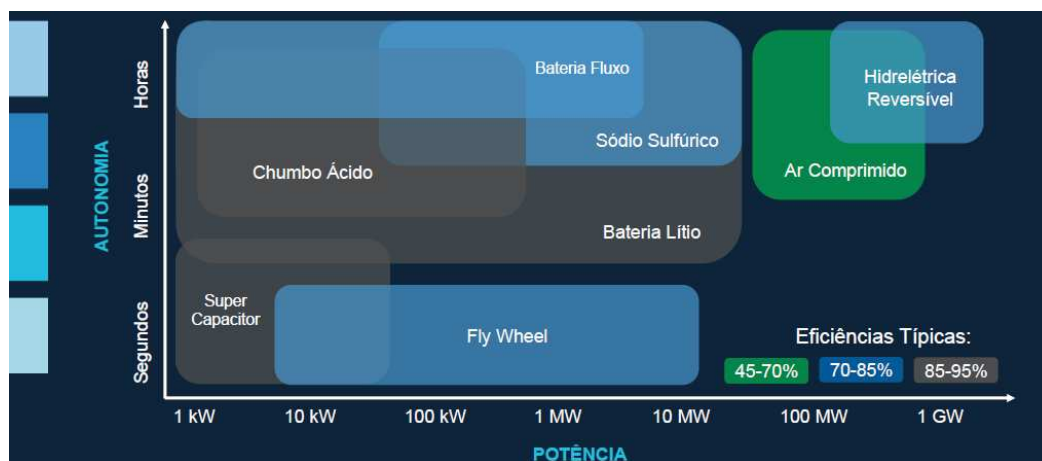


Figura 3.2. Tecnologias de armazenamento e suas respectivas adequabilidades, conforme autonomia e potência exigidas para o projeto (WEG, 2023).

A ilustração apresentada na Figura 3.2 facilita visualizar a adequabilidade das diferentes tecnologias de armazenamento, conforme necessidade para atender às demandas de tempo de autonomia e de capacidade de potência. Contudo, o processo de dimensionamento de uma bateria não se limita somente a esses critérios. Outros fatores importantes são explorados na sequência.

3.3 Dimensionamento de Baterias

Para o dimensionamento de um sistema com baterias, inicialmente é necessário definir qual será o objetivo do sistema adotado. Nesse sentido, é essencial conhecer a aplicação e quais serão as condições de contorno, sejam elas operacionais, estratégicas, ambientais, políticas, econômicas ou outras. A partir das definições das premissas de dimensionamento, é possível analisar os dados de geração – e de carga, caso aplicável – para compreender quais serão as características de potência e energia do BESS.

Assim, é importante analisar qual será o valor máximo de carregamento em termos de potência, e, também, qual será a capacidade de reserva energética dentro do BESS. Alguns parâmetros práticos de caracterização do sistema são listados na sequência:

- a) DoD (*Depth of Discharge*): A profundidade de descarga expressa o percentual de capacidade energética do sistema que pode ser descarregado, comparada à sua capacidade nominal.
- b) C-Rate: A taxa de carga ou descarga indica o tempo, usualmente em horas, que a bateria leva para carregar ou descarregar completamente. Por exemplo, uma bateria de 1C carrega ou descarrega totalmente em 1 hora e uma bateria de 0,25C carrega ou descarrega totalmente em 4 horas. É uma relação inversa ao número de horas. De forma simplificada, essa taxa também pode ser encontrada dividindo-se a potência pela capacidade de armazenamento de energia do sistema.
- c) SOH (*State of Health*): O estado de saúde do BESS indica a diferença entre o estado atual da integridade das baterias, quando comparado ao estado de uma bateria nova, e está atrelado ao envelhecimento das células.
- d) RTE (*Round Trip Efficiency*): A “eficiência de ida e volta” é um percentual que traduz a perda de energia em um ciclo total de carga e descarga das baterias. Pode ser entendida também como a relação entre a energia descarregada pela bateria comparada com a energia de carregamento.

Outras características importantes a serem definidas são a arquitetura do sistema de controle da planta e os critérios de comunicação e de segurança. Dentre esses últimos, podem ser citados o sistema de refrigeração e a tecnologia de combate a incêndio.

3.4 Aplicações de Baterias em Sistemas Elétricos

O espectro de oportunidades de aplicação de baterias no sistema elétrico brasileiro é amplo. A Tabela 3.2 apresenta um resumo das propostas e tecnologias correspondentes aos diferentes tipos de aplicações do armazenamento de energia no setor elétrico.

Observa-se que os critérios, adotados para a análise da proposta de valor de cada classe de aplicação, relacionam interesses estratégicos, como financeiros e análise de riscos, além de impactos na otimização da dinâmica de operação.

Tabela 3.2. Especificidades estratégicas e de operação das aplicações de armazenamento no setor elétrico (RegE, 2021).

Classe	Aplicação	Proposta de valor	Tecnologia
Mercado de energia	Arbitragem de preço	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação do risco de exposição financeira • Receitas eventuais com arbitragem de preço • Otimização do uso da rede 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio
	Integração de renováveis (<i>capacity firming</i> e <i>solar clipping</i>)		
	Despacho ótimo da geração		
Mercado de capacidade	Suprimento de reserva de capacidade	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio
Serviços Ancilares	Regulação de frequência	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio • Flywheel • Supercapacitor
	Suporte de reativos		
	Reserva operacional		
	Auto-restabelecimento (<i>black start</i>)		
Redes de energia (transmissão e distribuição)	Postergação de investimento	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do custo de operação do sistema • Redução da frequência e duração de interrupções 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias eletroquímicas • Hidrogênio
	Gerenciamento de congestionamento		
	Ampliação da flexibilidade operativa e do nível de carregamento		
Consumo	Corte de pico de demanda (<i>peak shaving</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do custo do consumo de energia • Redução dos custos de conexão e de contratação de demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias eletroquímicas • Sistemas de armazenamento térmicos (frio e calor)
	Gerenciamento de custos (<i>load shifting</i>)		
	Aumento de confiabilidade da energia		
	Aumento de qualidade da energia		
Sistemas isolados	<i>Stand alone</i>		
	Complementação de renováveis		
	Complementação de diesel		

A Figura 3.3 propõe uma organização das possibilidades de incorporação de sistemas de baterias em um portfólio de geração renovável. A partir da avaliação de contexto – mercado de energia, aspectos técnicos das tecnologias e opções oferecidas por fornecedores e fabricantes – são organizadas, sistematicamente, aplicações possíveis. Nessa figura, a ilustração central foi retirada de (Enel, 2023).



Figura 3.3. Visão geral da incorporação das aplicações de BESS em um portfólio de geração renovável (Autora, 2024).

Na sequência, as aplicações são explanadas, para proporcionar maior compreensão de cada opção apresentada.

3.4.1 Serviços Rede

- **Leilões de Capacidade** – Os leilões funcionam como estratégias de contratação de energia em que se deseja otimizar os custos para promover a confiabilidade no fornecimento de energia para a sociedade. No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) brasileiro, as distribuidoras adquirem o recurso energético utilizando-se desse procedimento (CCEE, 2024). Na categoria de Leilão de Reserva de Capacidade, respaldado pela Lei 10.848/.2004 (Casa Civil, 2004), empreendimentos novos ou já existentes negociam o produto potência elétrica e a energia é habilitada para negociação em outros mercados. A usina termelétrica e a sua capacidade de suprimento rápido, se destaca nesse tipo de certame. Porém, alinhado com o movimento de transição energética, em março de 2024 o MME lançou a Consulta Pública Nº 160, a qual considera a discussão da inclusão na concorrência dos leilões também a ampliação de usinas hidrelétricas (MME, 2024). Nesse cenário, as baterias podem atuar tanto de forma independente,

quanto associadas às fontes renováveis, para garantir complemento de potência ao serem conectadas na rede.

- **Serviços Ancilares** – Os serviços ancilares apresentam função de promover o correto funcionamento do SIN, desde a geração até o consumo, frente às variações no sistema. Entre as possibilidades de serviços ancilares a serem prestados à rede, por sistemas de armazenamento de energia, estão a regulação de frequência, o suporte de potência reativa e os serviços de reserva de potência operativa e de autorrestabelecimento. Nesse contexto, o crescente aumento da inserção de usinas geradoras não controláveis na matriz elétrica brasileira gera a necessidade de maior manutenção da segurança no fornecimento de energia (Acende, 2022), e a elevada automação do BESS é conveniente na supervisão e intervenção na qualidade de energia da rede quando necessário. Assim, a associação entre BESS e usinas intermitentes configura uma solução para o fornecimento de um pacote de prestação de serviços, para contornar instabilidades que possam ocorrer dentro do parque gerador e/ou no ponto de conexão. Conseqüentemente, podem ser mitigados eventos de corte de carga e de geração, bem como a redução do custo operacional do sistema elétrico (RegE, 2021).
- **Postergação de Investimentos na Rede** – As tecnologias de armazenamento possibilitam a otimização do uso das redes de distribuição e de transmissão, por aumentar a flexibilidade operativa. Isso pode ser realizado de diversas formas, seja mitigando interrupções no fornecimento, gerenciando custos ou otimizando o estado de carregamento do sistema.

3.4.2 Gerenciamento da Geração

- *Time Shifting* – O deslocamento de consumo ou carga consiste na gestão otimizada da planta de geração, de modo a armazenar energia nos períodos de maior produção energética, para que seja consumida em momentos de menor produção. Assim, fica favorecido o balanço entre carga e geração.
- **Suavização de Potência** – Tem como objetivo promover maior previsibilidade no perfil de geração de fontes intermitentes. Desta forma, a bateria é utilizada para

contornar instabilidades no perfil de geração esperado, como, por exemplo, armazenar excedentes de geração solar e descarregá-los em momentos de sombreamento da planta.

No contexto de fontes renováveis, o gerenciamento inteligente da geração, proporcionado pela combinação com armazenamento, pode ser utilizado para o aproveitamento de eventuais perdas com *curtailment* e redução do MUST ou MUSD (Montante de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição) contratado – similar à aplicação de *peak shaving*, em que o objetivo é reduzir custos com a demanda contratada – realocando a energia produzida em picos de geração em horários de vacância de geração.

A mesma lógica pode ser aplicada para contornar a dinâmica típica de comportamento da carga brasileira, denominada informalmente “curva do pato”, resultante da alta produção de energia de geração distribuída fotovoltaica durante o dia e alta demanda dos consumidores no final da tarde e início da noite. Assim, as baterias podem ser aliadas para armazenar e deslocar a energia excedente da geração distribuída para atendimento do período de alta demanda.

3.4.3 Consumo

No âmbito das unidades consumidoras, existe uma série de oportunidades de aplicações a serem exploradas. Há uma tendência a este tipo de mercado, devido ao movimento de acentuação da geração distribuída e digitalização do acesso à informação. Dessa maneira, a instalação de armazenamento de forma distribuída pode agregar diversos serviços que podem ser explorados conforme os objetivos de interesse.

- *Peak Shaving* – Há redução de custos com a demanda contratada por armazenar a energia em períodos de menor demanda energética da concessionária, para suprimento da carga em períodos de maior demanda e evitar, assim, o pagamento de multas por ultrapassagem.
- Arbitragem de Energia – Utiliza o balanço energético com o objetivo de reduzir custos atrelados à tarifa de energia. Assim, as baterias são carregadas com energia da rede, quando a tarifa é mais barata (período Fora Ponta), e descarregadas para suprimento da carga, quando a tarifa de energia é mais cara (período Ponta). Dessa

forma, há um custo evitado com o consumo da energia armazenada, no lugar da energia contratada diretamente da rede.

- *Backup* – A utilização de armazenamento com função de *backup* pode ser aplicada em períodos de indisponibilidade de fornecimento proveniente da concessionária. Essa função é conveniente para evitar a paralisação da produção fabril dados os eventuais prejuízos por reinicializar o maquinário, assim como em hospitais onde é importante a manutenção do funcionamento dos aparelhos.

3.4.4 Sistemas Isolados

- Suprimento de Sistemas Isolados – O sistema elétrico brasileiro é composto por 212 territórios isolados, compreendidos nas regiões norte, nordeste e centro-oeste, porém com maior concentração na região norte do país (ONS, 2024a). O consumo nessas localizações é majoritariamente atendido por usinas térmicas a diesel, o que agrega impactos ambientais e financeiros consideráveis, sendo este último associado ao recolhimento do encargo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Segundo estudo da TR Soluções (Steele, 2023), empresa especializada em acompanhamento de tarifas do setor elétrico, as projeções atuais para os próximos anos indicam que a composição do encargo citado deve mudar consideravelmente, porém sem grande impacto tarifário. Dessa forma, a expectativa é, por um lado ocorrer redução dos gastos com geração a diesel, e por outro aumentar os custos decorrentes da implantação de sistemas solares com baterias, pelo menos até metade da década atual. Nesse panorama, a geração intermitente combinada com baterias pode promover mais flexibilidade, continuidade e sustentabilidade para o fornecimento de energia elétrica em Sistemas Isolados, ainda que seja necessário manter parcela de suprimento fóssil para *backup*.

3.5 Considerações Finais

Dentre os temas abordados neste capítulo, destacam-se as diferentes aplicações das baterias. Essas refletem a pertinência prática dos empreendimentos que são constituídos por baterias e sistemas intermitentes de geração de energia.

Nesta dissertação, para explorar as diferentes possibilidades de aplicações, foi escolhida uma configuração de projeto para se elaborar um estudo de caso. A escolha dessa configuração trata da integração de baterias com usinas complementares de geração intermitente. Tal estudo de caso é detalhado posteriormente neste texto.

Ressalta-se a importância de as baterias fazerem parte dos projetos, e a necessidade de um escopo regulatório estruturado para viabilizar a sua implantação, motivando o tema do capítulo seguinte.

CAPÍTULO 4

ESCOPO REGULATÓRIO

4.1 Considerações Iniciais

O escopo regulatório abordado neste capítulo tem como foco principal a experiência nacional. O tema é abordado por meio da evolução dos avanços ocorridos a partir do ano de 2016.

Apesar do foco ser o cenário brasileiro, o capítulo tece comentários sobre o panorama regulatório internacional, incluindo casos comparativos com regiões de referência no mundo.

Os desafios e as oportunidades que se apresentam no cenário nacional são levantados fazendo alusão à experiência internacional.

4.2 Cenário Internacional

Visitar a experiência internacional para implantação das tecnologias de armazenamento é interessante para enxergar oportunidades e antecipar desafios. Globalmente, existem algumas regiões que se destacam, podendo ser citados os casos de amadurecimento regulatório da Austrália, com aplicações para serviços ancilares, e dos Estados Unidos, com ampla adesão em sistemas diversos e distribuídos.

4.2.1 Austrália

A trajetória regulatória australiana teve início em 2017 com a proposta de um plano para promover sistemas de armazenamento de energia, iniciativa da organização *Standards Australia*, financiada pelo governo. Na sequência, em 2019, o *Australian Energy Market Operator* (AEMO) apresentou um documento com o planejamento de adaptações regulatórias para incorporar o armazenamento em sistemas de potência, a partir de questões relacionadas a modelo de negócio, cadastramento e regras de mercado.

Paralelamente ao desenvolvimento regulatório, houve uma frente de incentivo da implantação de projetos de armazenamento associados a energias renováveis. Além do financiamento pela *Clean Energy Finance Corporation*, o *Clean Energy Council* apoiou essa frente por formular recomendações para facilitar a adesão ao mercado elétrico local. Entre as recomendações, compreende-se a transparência nas tarifas do sistema de distribuição, a promoção de protocolos de segurança na rotina de operação dos projetos e o fomento a iniciativas experimentais que incentivem a indústria manufatureira.

Entre as metas traçadas no percurso, está a de nivelar o acesso dos operadores de sistemas de armazenamento a informações de tarifas de mercado, atualizadas a cada cinco minutos, dando ciência dos requisitos de inversão, além da interação da venda de serviços para os agentes de distribuição, sem provocar distorções no mercado. Outras metas envolvem combater barreiras regulatórias para a implantação de armazenamento atrás do medidor, remuneração de serviços, estabelecimento de normas de operação e conexão, além da proteção ao consumidor.

Na atualidade, a Austrália é referência na implantação de serviços ancilares, e, nesse contexto, o AEMO solicita o cadastro do sistema de armazenamento como unidade geradora de serviços ancilares, devendo estar de acordo com requisitos de comunicação e despacho de energia. Para aqueles que se interessam em maiores detalhes acerca da evolução regulatória australiana, cita-se a referência básica (Torres Luna, 2022).

4.2.2 Estados Unidos

Dados do *United States Department of Energy* (DOE, 2023), base de informações globais de projetos de sistema de armazenamento conectados na rede, indicam que em 2023 existiam 1.357 projetos operativos no mundo correspondentes a 173,5 GW. Vale observar que os Estados Unidos são o país com mais sistemas a baterias, compreendendo 189 projetos e 2,6 GW.

As tecnologias de armazenamento de energia são amplamente aplicadas nos Estados Unidos e o percurso regulatório do país teve início em 2007. Nesse período, iniciou-se o trabalho de incentivo de conexão de BESS na rede, havendo o estabelecimento de limitações em relação à dominância do sistema de transmissão, por

meio da Ordem Nº 890/2007. A seguir, a Ordem Nº 755/2011 fomentou a prestação de serviços de regulação de frequência em contextos de transmissão e sistemas independentes. Em continuidade, a Ordem Nº 792/2013 apresentou diretrizes para que pequenos geradores associados a BESS possam prestar serviços ancilares, e a Ordem Nº 841/2018 regulamentou a participação do armazenamento no mercado elétrico.

O estado da Califórnia se destaca como referência de cooperação entre as instituições regulatórias, os operadores de rede e os operadores dos sistemas de armazenamento, proporcionando a integração de aspectos técnicos e legais. Decorrente do reconhecimento do governo americano, os sistemas de armazenamento integrados a fontes de geração intermitentes podem acessar livremente a rede de transmissão e o BESS pode participar de mercados de serviços ancilares.

Entre os desafios encontrados no percurso, os agentes defensores da integração de sistemas de armazenamento ao sistema elétrico nos Estados Unidos apontaram a falta de uma metodologia estruturada de tarifa, para remuneração dos serviços prestados, que levasse em conta especificidades dos sistemas de armazenamento, físicas, tecnológicas e operacionais. Também destacaram o interesse em que os operadores controlassem seu estado de carga, proporcionando a participação em mercados a nível diário e em tempo real. Para aqueles que se interessam em maiores detalhes acerca da evolução regulatória americana, cita-se também a referência básica (Torres Luna, 2022).

4.3 Cenário Nacional

O cenário regulatório nacional para o armazenamento de energia foi impulsionado em 2016, com a Chamada Pública Nº 021/2016 da ANEEL, a qual consiste numa Chamada P&D estratégica. Conforme comentado no Capítulo 2, a primeira chamada teve como objetivos explorar possíveis aplicações técnicas e comerciais, para os sistemas de armazenamento de energia, e mapear impactos para o planejamento do SEB. Tal chamada fomentou a implantação de projetos precursores no Brasil, com investimento de cerca de R\$ 371 milhões, para 21 projetos com sistema de armazenamento associado com fontes diversas (hidrelétrica, fotovoltaica, eólica, térmica) em aplicações variadas (geração centralizada, distribuída e redes isoladas).

Já em 2019, a Nota Técnica N° 098/2019 da EPE apresentou um estudo aprofundado sobre a inserção de sistemas de armazenamento no Brasil. Esse material culminou, no ano seguinte, na Tomada de Subsídios N° 011/2020, a qual tratou de adequações regulatórias necessárias para proporcionar a inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico.

Em 2022, a Nota Técnica N° 137/2022 da ANEEL surgiu como resultado da Tomada de Subsídios 011/2020, a qual consolida as informações obtidas de 651 contribuições realizadas por 36 agentes. Nela, a Agência propôs um roteiro de implementação regulatório no período de 2023 a 2027, para tratar de temas de interesse.

Até 2023, o avanço mais recente do tema é a divulgação da Consulta Pública (CP) N° 39/2023 da ANEEL. A Consulta Pública objetiva recolher contribuições para estruturar um Relatório de Análise de Impacto Regulatório, acerca da regulamentação do armazenamento de energia elétrica, considerando também as usinas reversíveis no escopo. Trata-se de um meio para consolidar os entendimentos de mercado acerca de temas regulatórios selecionados, e as percepções dos agentes poderem ser organizadas numa futura minuta de texto normativo.

Do ponto de vista comercial, a CP citada aborda duas discussões primordiais e de alta repercussão no modelo de comercialização brasileiro. A primeira se refere a como classificar os Sistemas de Armazenamento de Energia no contexto do SIN, para efeitos de registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, visto que o sistema poderia ser enquadrado, por exemplo, de forma similar ao agente de geração ou ao agente de transmissão. A segunda discussão se refere à viabilização do empilhamento de receitas, para remuneração de diferentes serviços que o armazenamento pode desempenhar.

Ainda nesse sentido, existe uma preocupação amplamente discutida, em se estabelecerem restrições para a aquisição de sistemas de armazenamento de energia por empresas que detêm ou operam a rede, seja de distribuição ou de transmissão, de modo a conter monopólios naturais e preservar a competitividade de mercado (ANEEL, 2023b). Consultando a experiência europeia, a qual está alinhada com essa discussão, a Diretiva 2019/944 impede os agentes citados de deter, gerir ou desenvolver projetos de armazenamento, com exceções para casos específicos de segurança e confiabilidade, processos de licitação ou autorização regulatória (UE, 2019).

A Figura 4.1 apresenta uma *timeline* com um resumo do histórico de avanços no cenário regulatório brasileiro para o armazenamento de energia, discutido nesta seção.



Figura 4.1. *Timeline* dos avanços regulatórios nacionais para o armazenamento de energia em baterias (Autora, 2024).

4.4 Desafios e Oportunidades no Brasil

Com base nas abordagens apresentadas anteriormente, nota-se que a incorporação de baterias no setor elétrico brasileiro é um assunto complexo. Entretanto, neste trabalho é traçado um caminho de oportunidades a partir de análises regulatórias e suas implicações.

Entre uma diversidade de possibilidades de aplicações para baterias no Brasil, a Nota Técnica Nº 137/2022 da ANEEL discute assuntos como participação no contexto de Sistemas Isolados, Gerenciamento dos Sistemas de Geração, Serviços Ancilares e Leilões de Reserva de Capacidade. Para todos os casos, a Chamada Estratégica de projetos P&D da ANEEL Nº 21/2016 consistiu boa oportunidade para o desenvolvimento e experimentação de uma variedade de cenários de aplicações.

A IRENA (2019) indica que a implementação do armazenamento na rede centralizada deve ser fomentada por projetos pilotos e deve ser incluída no planejamento a longo prazo da expansão da capacidade do sistema. Já aplicações atrás do medidor e pelo lado da demanda apresentam menos obstáculos para viabilidade, visto que são contratadas e implementadas pela unidade consumidora (Silva, 2022).

Por outro lado, a aplicação em Sistemas Isolados é contratada via leilão, e entende-se não haver entraves regulatórios e comerciais para a contemplação de projetos renováveis híbridos com armazenamento (EPE, 2019). Porém, é necessária maturidade estratégica e logística para atender à demanda local e, também, manter a qualidade da energia da rede, como estabilidades de tensão e de frequência. Existem oportunidades a serem exploradas na relação com as distribuidoras, em que requisitos de conexão na rede devem ser atendidos e, ao mesmo tempo, usufruídos benefícios do abastecimento por sistemas de geração renovável mais sustentáveis. Observa-se que tais projetos estão se tornando cada vez mais competitivos frente aos altos custos investidos em sistemas com geração a óleo diesel, comumente aplicados em Sistemas Isolados no Brasil em estados como Roraima e Amazonas.

No contexto do Gerenciamento da Geração, existe uma oportunidade interessante na associação entre bancos de baterias com uma geração complementar de fontes alternativas, como solar e eólica, regulamentada por meio da Resolução Normativa N° 954/2021 da ANEEL. Isso, porque, de modo geral, o excedente da geração pode ser armazenado nas baterias e descarregado em horários em que seja necessário para o atendimento da carga. Assim, além da complementaridade temporal das fontes intermitentes promover redução de custos com uma contratação ajustada do MUST, também seria necessário um BESS reduzido para suavização da curva de geração, comparado a um sistema operando com somente uma fonte alternativa. Isso favorece uma maior previsibilidade do montante de energia gerado, e, conseqüentemente, menores exposições na valoração da energia no Mercado de Curto Prazo. Além disso, podem ser reduzidas perdas energéticas devido a eventos de *curtailment*, por exemplo.

Já a prestação de Serviços Ancilares, é contratada via leilões, nos quais os agentes de geração e de transmissão são remunerados por Contrato de Prestação de Serviços Ancilares ou por Receita de Autorrestabelecimento (EPE, 2019). Nesse contexto, os sistemas com baterias são interessantes para contornar a intermitência das fontes alternativas e por apresentarem método de controle customizável. Porém, a precificação ainda não é competitiva, especialmente quando contabilizado o custo de investimento em um BESS. Contudo, consoante o conceito de neutralidade tecnológica, observa-se um avanço na regulação de prestação de serviços ancilares por fontes intermitentes de geração de energia, como solar e eólica. Em abril de 2023, a ANEEL aprovou a prestação do serviço de suporte de reativos para a rede também por essa modalidade de geração, o

que culminou na publicação da Resolução Normativa Nº 1.062/2023 (ANEEL, 2023c). A partir de testes em ambiente regulatório experimental, o ONS poderá propor novos formatos de remuneração para esses serviços.

Na mesma linha de raciocínio, uma vez que os sistemas de baterias permitem uma maior resiliência e flexibilidade no controle da rede, tanto a nível dos sistemas de distribuição, quanto nos de transmissão, estes se apresentam como fortes candidatos para contornar a característica de variabilidade das fontes renováveis. Consequentemente, os sistemas complementares de energia com baterias apresentam potencial para competir com as térmicas em Leilões de Reserva de Capacidade, para o atendimento em momentos de alta demanda ou de baixa geração das demais fontes.

Por fim, a nova configuração de geração de energia com baterias corrobora para a postergação de investimentos na rede, a exemplo do projeto de armazenamento ISA CTEEP lançado em 2023, citado anteriormente no Capítulo 2. A iniciativa, que partiu de estudos conjuntos com instituições de planejamento do setor, reduz custos com expansão e operação do sistema de transmissão, promove descarbonização por evitar o acionamento de geradores a diesel, e favorece o equilíbrio entre carga e geração, frente ao crescimento da penetração das fontes intermitentes e da geração distribuída. O empreendimento é remunerado via RAP, e ilustra possibilidades diversas de serviços e benefícios que podem ser explorados de forma dinâmica.

Diante das várias possibilidades de aplicações das baterias com geração alternativa complementar no cenário do setor elétrico brasileiro, percebe-se que o tema é amplo. Porém, cada um dos aspectos apresentados ainda é um campo aberto para discussões e desenvolvimento. Nesse sentido, a Figura 4.2 propõe a visualização dessas informações, sob uma perspectiva macro, organizadas do ponto de vista de haver ou não uma prestação de serviços para o SIN. Para aqueles que se iniciam no tema, pode ser um facilitador para correlacionar os diversos assuntos, os quais inclusive podem ocorrer simultaneamente numa mesma planta de geração de energia.

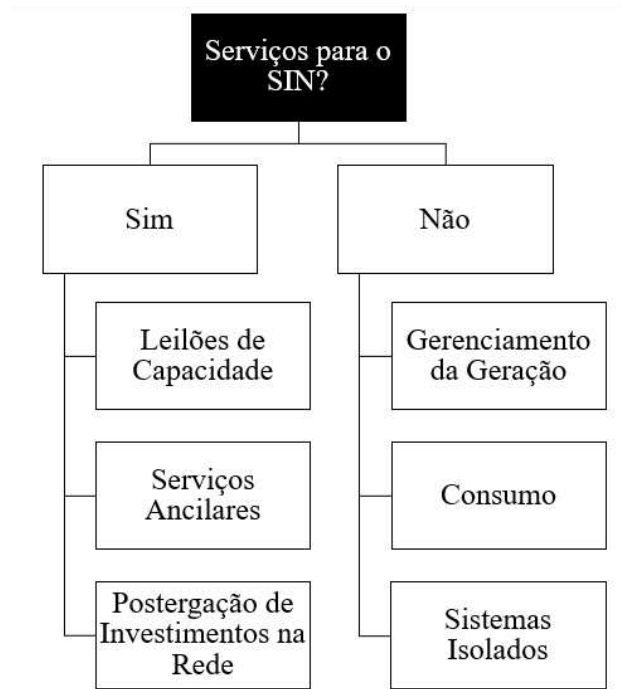


Figura 4.2. Oportunidades de aplicações de sistemas com baterias e geração alternativa complementar no setor elétrico brasileiro (Autora, 2024).

4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresenta uma descrição do escopo regulatório nacional e seus desafios e oportunidades, permitindo identificar aspectos a serem considerados em aplicações de baterias com fontes alternativas complementares no Brasil.

Visando explorar essa investigação, neste trabalho é proposta uma metodologia, aplicada a um estudo de caso de baterias integradas com projetos complementares. A proposta e o estudo são introduzidos no Capítulo 5, sendo os resultados e discussões apresentados no Capítulo 6.

CAPÍTULO 5

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA INTEGRAÇÃO DE BATERIAS COM FONTES ALTERNATIVAS COMPLEMENTARES

5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar fundamentos teóricos para o estudo de caso adotado no desenvolvimento deste trabalho, e a metodologia de análise proposta para a integração de baterias com fontes alternativas de energia complementares. O formato escolhido para o estudo de caso foi a utilização de projetos compostos por BESS e sistemas fotovoltaico e eólico conectados à rede centralizada.

A configuração selecionada permite exemplificar o dimensionamento de sistemas de armazenamento em baterias e explorar algumas aplicações destas em sistemas elétricos. Além disso, o interesse da utilização de baterias no contexto de projetos alternativos complementares está na necessidade de um sistema de baterias reduzido quando comparado à associação com uma única fonte alternativa intermitente.

A metodologia de análise apresentada neste capítulo abrange a estratégia adotada e o procedimento proposto para a investigação de diferentes cenários de complementaridade e das dimensões da bateria correspondente. Para o desenvolvimento, são adotadas análises energéticas e uma proposta de roteiro de análises financeiras relevantes para o estudo de sensibilidade de critérios a serem avaliados para a aplicação.

Antes de descrever a metodologia proposta, o capítulo reúne de forma organizada aspectos de interesse a serem considerados em aplicações de BESS com fontes alternativas complementares no Brasil.

5.2 Integração de Baterias em Sistemas Complementares

Além de contornar a característica intermitente das fontes alternativas e a consequente subutilização do ponto de conexão, a complementaridade mitiga limitações

específicas de cada tecnologia, como o efeito dos dias nublados na baixa da produção de energia fotovoltaica, assim como o fato das turbinas eólicas apresentarem velocidade de vento limítrofe para operação segura (Carvalho, 2019). Adicionalmente, podem ser proporcionadas simplificações nas etapas de construção, operação e manutenção, como aproveitamento de áreas, equipamentos e manutenção conjunta.

Do ponto de vista da complementaridade das gerações fotovoltaica e eólica, é possível aproveitar da complementaridade temporal, modular e sazonal da geração das fontes para otimizar o uso da rede de transmissão. Enquanto a geração fotovoltaica apresenta o pico de produção durante o dia e não gera à noite, em algumas localidades a geração eólica é mais acentuada durante a noite e a madrugada (Luz, 2022). Uma vez que compartilham o ponto de conexão na rede básica, é possível contratar um único MUST prevendo o perfil de geração da planta associada completa, o que evita custos extras.

Conforme já salientado, a complementaridade dos recursos renováveis fotovoltaico e eólico permite a redução de custos com conexão e a otimização do uso dos sistemas de distribuição e de transmissão, favorecendo, dessa forma, a postergação de investimentos para expansão do sistema elétrico. Adicionalmente, a conciliação com um sistema de baterias, viabiliza a obtenção de mais benefícios do arranjo, uma vez que a vacância de geração do sistema complementar exige um sistema de baterias menor em comparação a um sistema ajustado para gerir cada uma das plantas em separado. Essa estratégia é interessante para contornar a tendência de preços da tecnologia de armazenamento, que ainda é significativa na formulação do projeto devido ao recente processo de incorporação do produto no mercado. Porém, ressalta-se a expectativa acentuada de redução, conforme aconteceu com outras inovações em seu processo de maturação em mercado, como no caso dos equipamentos solares na última década.

O armazenamento combinado aos recursos de geração intermitentes pode agregar uma grande diversidade de opções de aplicações, conforme discutido no Capítulo 3. Do lado da geração, pode ser proporcionada estabilidade na oferta de energia e conseqüentemente maior disponibilidade, tendo em vista a característica descontínua da geração. Desse modo, a flexibilidade operativa é interessante frente à demanda crescente de acomodação de geração renovável no SIN de maneira segura e confiável. Já do lado da demanda, o perfil de consumo apresenta pouca flexibilidade de ajuste à estrutura remuneratória atual (RegE, 2021).

Os dois lados, oferta e demanda, estão sujeitos ao sistema de remuneração energético atual. No Mercado Livre de Energia, com a precificação horária oscilatória proposta pelo modelo de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), os agentes podem sofrer exposição ao Mercado de Curto de Prazo e há risco de prejuízo no fechamento da estratégia de negócio. Assim, os sistemas de armazenamento podem favorecer o sistema de arbitragem de energia para os geradores, conciliada à maior previsibilidade na gestão energética e no processo de valoração da energia, promovendo maior confiabilidade na oferta do recurso.

Do ponto de vista do SIN, ter um sistema automatizado para gerir a operação dos sistemas de geração e facilitar o processo de compartilhamento de dados é positivo e pode ser explorado para mitigar restrições operativas. Dessa forma, o *Energy Management System*, sistema de gerenciamento de energia, do sistema de baterias desempenha papel fundamental no processo de integração da solução ao sistema elétrico brasileiro. Adicionalmente, os serviços ancilares de reforço da rede podem ser explorados pelo ONS.

Existem vários trabalhos técnicos que tratam das oportunidades de aplicações de BESS no Brasil, porém percebe-se a necessidade de uma organização sistêmica do assunto e suas particularidades Técnicas, Econômicas e Regulatórias, como por exemplo a exposta na Figura 5.1. Apesar de serem abordagens distintas, estão todas correlacionadas no momento de viabilização de um projeto que integra baterias e fontes alternativas complementares. Dessa forma, sob um panorama geral, a busca por solução dos desafios pode ser melhor identificada e gerenciada.



Figura 5.1. Aspectos a serem considerados em aplicações de BESS com fontes alternativas complementares no Brasil (Autora, 2023).

No estudo de caso no presente trabalho, é proposto um procedimento para uma análise de sensibilidade de critérios de dimensionamento de um parque complementar que integra recursos fotovoltaico, eólico e armazenamento. O objetivo do procedimento é mapear os assuntos de investigação importantes no desenvolvimento técnico e estratégico do projeto.

5.3 Metodologia Proposta

5.3.1 Premissas

Do exposto anteriormente, pode-se dizer que o presente estudo avalia a associação de baterias com sistemas de geração renovável complementar, integrando as gerações fotovoltaica e eólica, sendo que as baterias podem ser exploradas para o desempenho de diferentes funções. A complementaridade renovável por si só já contribui para mitigar a

contratação de MUST adicional da rede. Ainda nessa linha, a inserção de baterias pode otimizar ainda mais o valor de demanda contratada, a partir da gestão do recurso, buscando-se um perfil de disponibilidade energética mais constante.

Essa aplicação explorada com BESS é a de Gerenciamento da Geração, explanada no Capítulo 3. Nela, a partir do autoconsumo do sistema de geração é possível aplicar o mecanismo de *time shifting* e armazenar picos de geração fotovoltaica ou eólica para serem descarregados durante momentos de baixa de geração, seja por ausência solar ou eólica. Nesse caso, o atendimento da carga trata-se de injeção de energia na rede sem ultrapassagem do MUST eólico pré-definido. Além de, pela perspectiva do gerador, a associação de tecnologias otimizar a contratação de demanda, pela perspectiva da rede, promove o alívio de conexão e a postergação de investimentos para expansão do sistema.

No presente trabalho são propostos os seguintes objetivos de análise:

- a) Analisar como diferentes cenários de complementaridade impactam questões financeiras associadas:
 - Economia em relação ao MUST contratado;
 - Custos com o parque fotovoltaico;
 - Custos com o BESS;
 - Ganho financeiro com a associação do parque fotovoltaico a um parque eólico preexistente. Valoração da receita obtida com a venda da energia adicional.
- b) Analisar como diferentes cenários de complementaridade entre as fontes fotovoltaica e eólica influenciam nas dimensões do BESS correspondente.
- c) Investigar a relação entre o nível de complementaridade do parque e a pertinência de se utilizar um BESS.

Para atingir os objetivos de análise, foram adotadas as premissas abaixo:

- a) Para obter diferentes níveis de complementaridade, entre os parques fotovoltaico e eólico, é variada a dimensão do parque fotovoltaico.
- b) Considera-se MUST Zero, em que o parque fotovoltaico é dimensionado para se ajustar ao parque eólico preexistente, mantendo o MUST contratado para o parque eólico.

- c) Considera-se que o BESS não acarreta contratação de MUST adicional para a sua conexão ao parque. No momento presente, esse tema passa por discussão regulatória, e no cenário de simulação é considerado que o BESS também está associado ao parque de geração.

5.3.2 Descrição da Metodologia

A metodologia de análise proposta é constituída por três etapas: (i) mensurar a complementaridade entre os parques fotovoltaico e eólico; (ii) dimensionar o BESS para cada cenário de complementaridade; (iii) aplicar um roteiro de análise financeira para os cenários encontrados.

Ressalta-se que a metodologia preconiza um tratamento desvinculado da operação real dos parques referentes aos dados de geração utilizados. O foco da análise está no desenvolvimento de um procedimento para avaliação da viabilidade de projetos com essa composição, sendo passível de ajustes conforme a estratégia de cada projeto prático e seus interesses específicos. Além disso, entende-se a importância do tratamento de dados de geração para que estejam condizentes ao histórico e condições de geração da aplicação.

Etapa (i) – Mensuração da Complementaridade

Os dados de simulação eleitos para o presente trabalho são provenientes de dois parques complementares da empresa Neoenergia, fotovoltaico e eólico, em operação no SIN no ano de 2023, localizados na Paraíba e conectados na Subestação Santa Luzia II. As informações gerais dos parques são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Dados utilizados dos parques fotovoltaico e eólico (Neoenergia, 2023).

Parque Fotovoltaico Luzia	Parque Eólico Chafariz
Potência instalada: 149,2 MW	Potência instalada: 471,2 MW

Nesse sistema, o parque fotovoltaico foi construído após o eólico, aproveitando o intervalo de vacância de geração. Os dados de geração para os meses do ano de 2023, com escala média horária, são obtidos no *site* do ONS para livre consulta e configuram um dia médio mensal (ONS, 2024b). Esse sistema foi adotado para o estudo por ser um exemplar representativo do comportamento de um sistema em território brasileiro. Além disso, apresenta complementaridade razoável e escalável para os estudos energéticos propostos nas simulações. Conforme já mencionado, na análise proposta são explorados os perfis de geração, porém sem tratamento vinculativo à realidade dos projetos reais, seja em termos de localidade, condições de conexão, histórico da operação ou outro. Vale comentar que o termo “geração média horária”, no contexto dessa dissertação, se refere à definição do perfil do dia médio, em que é aplicada a média para os valores de geração de cada hora do dia para o mês em questão.

Sabe-se que o dimensionamento de parques solares e eólicos exige um tratamento estatístico a partir do histórico de medições do recurso disponível na localidade. Nesse contexto, o acesso público a dados de geração gera simplicidade nessa etapa, para subsidiar, posteriormente, o objetivo de avaliação de critérios importantes para a integração com baterias. Portanto, a partir do caso base é feita uma análise de sensibilidade com a variação da amplitude da geração fotovoltaica horária dentro de um perfil diário, para se obterem diferentes níveis de complementaridade. Para multiplicar as curvas de geração fotovoltaica são utilizados os seguintes fatores: 0,5; 1 (caso base); 1,5; 2; 2,5 e 3.

Na sequência, para cada nível de complementaridade, é simulado o comportamento durante os meses do ano, de modo a observar a influência da sazonalidade no perfil de geração. E, por fim, é aplicado um método para mensurar a complementaridade para cada cenário anual, a fim de se obter um parâmetro de análise.

O método escolhido para mensurar a complementaridade é encontrado frequentemente na literatura para avaliar a complementaridade entre fontes renováveis, e é utilizado em (Beluco, 2008) e (Ferreira, 2021). Ele propõe o índice apresentado na Equação 5.1.

$$I = I_e \times I_t \times I_a \quad (5.1)$$

Nele, a complementaridade energética temporal entre duas fontes de geração, I , é mensurada pelo produto de três componentes: um Índice de Complementaridade Energética, I_e , que relaciona os valores médios; um Índice de Complementaridade Temporal, I_t , que considera o intervalo de tempo entre os valores mínimos de geração; e, por fim, um Índice de Complementaridade de Amplitude, I_a , o qual considera valores máximos e mínimos das duas fontes. Existe ainda a possibilidade de aplicá-los individualmente e os resultados individuais variam de 0 a 1, sendo 1 o cenário mais complementar.

Para o presente estudo, o Índice de Complementaridade Energética I_e , apresentado na Equação 5.2, é interessante e suficiente para indicar a relação de disponibilidade energética entre as usinas fotovoltaica e eólica estudadas. Normalmente, o índice é aplicado para dados anuais de geração, buscando mitigar o impacto da sazonalidade.

$$I_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_e - E_s}{E_e + E_s}\right)^2} \quad (5.2)$$

Nessa equação, tem-se que E_e é o montante energético total de geração eólica no período e E_s é o montante energético total de geração solar no período.

A literatura apresenta outros índices. Contudo, como os cenários de complementaridade na simulação proposta são diferenciados pela multiplicação escalar da geração fotovoltaica e mantêm a correlação entre os perfis de geração, índices normalizados por capacidade instalada, como em (Ferreira, 2021), não são interessantes para o estudo. Da mesma forma, outros coeficientes de correlação amplamente utilizados na literatura, como de Pearson, Kendall ou Spearman (Jurasz, 2020) não são pertinentes, porque a correlação entre os perfis de geração não varia nos cenários estudados. Dessa forma, não seria possível capturar a mudança na complementaridade.

Etapa (ii) – Dimensionamento do BESS

Uma vez identificados os cenários de complementaridade, é dimensionada uma bateria para cada um deles. O critério de análise adotado se baseia em estudos energéticos com consolidação diária da dinâmica de carga e descarga das baterias, considerando um MUST ajustado ao pico anual de potência eólica média mensal injetada, registrada no cenário base, correspondente a 365 MW. Os critérios de dimensionamento do BESS, de forma simplificada, são listados na Tabela 5.2, aplicados para dimensionar o primeiro ano de operação do sistema, a partir das curvas de geração média horária representativas para cada mês do período.

Tabela 5.2. Critérios de dimensionamento do primeiro ano de operação do BESS.

Parâmetro	Valor Representativo
DoD	95%
RTE, Perdas elétricas e térmicas e sistemas auxiliares	85%
SOH	95%

O dimensionamento do BESS no primeiro ano de operação leva em conta diversos fatores, incluindo a característica de degradação química da tecnologia com o passar do tempo, a qual inicia-se quando o equipamento é fabricado. Os valores adotados para os parâmetros são os mais comumente observados em mercado, comparando valores médios entre as soluções apresentadas por diferentes fornecedores e observando o histórico de operação em visitas de campo a projetos operativos no norte da Espanha. É importante ressaltar que os percentuais escolhidos são ilustrativos e variam dependendo das características de cada produto disponibilizado em mercado e das condições específicas de cada aplicação.

A profundidade de descarga, DoD, reflete a limitação do sistema em termos de capacidade energética útil disponível e é um critério operativo. Já as perdas elétricas e

térmicas traduzem efeitos na conexão e cabeamento do sistema até o POI (*Point of Interconetion*), enquanto a eficiência de ida e volta reflete a característica inerente ao sistema de gasto energético para promover um ciclo de carga e descarga do equipamento. Os sistemas auxiliares de combate a incêndio, refrigeração e supervisão da planta estão sempre presentes para garantir a segurança operativa e, também, resultam em gasto energético. Por fim, o estado de saúde, SOH, considera a degradação química no primeiro ano.

Uma vez que os dados de geração fotovoltaica e eólica apresentam discretização horária e são fornecidos em valores de potência, é possível encontrar uma aproximação para o valor máximo de demanda necessária para carregamento do BESS. Por outro lado, o dimensionamento energético do sistema de baterias é obtido pelo balanço energético diário entre geração, MUST a ser atendido e excedentes de energia a serem armazenados. Obtido o valor de energia útil necessária para o BESS, são aplicados os percentuais da Tabela 5.2 para obter o valor total sobredimensionado do sistema, considerando o desconto adotado de 25% para as operações energéticas no primeiro ano.

Como premissa de dimensionamento é adotada a preservação do MUST escolhido para o parque eólico, sem contratação adicional de MUST para o sistema de baterias, visto que na aplicação a dinâmica energética ocorre de modo a respeitar a demanda contratada da rede elétrica.

Etapa (iii) – Análise Financeira para Diferentes Níveis de Complementaridade

Para cada nível de complementaridade simulado, entre os parques renováveis e o BESS correspondente, é proposto um roteiro para a análise de sensibilidade das informações financeiras seguintes:

- I. **Valoração de Custos** para a implantação dos elementos adicionais de projeto, em comparação ao parque eólico sozinho preexistente. Os custos de aquisição, implantação, manutenção e desmantelamento dos sistemas fotovoltaico e do BESS são valorados.

- II. **Valoração do MUST** economizado com a associação de tecnologias. É analisada a economia resultante da contratação do MUST do sistema de geração e BESS, em comparação com o cenário sem associação e com contratação integral de demanda. A tarifa adotada é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) aplicada na localidade de conexão do projeto. A equação geral de cálculo dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) é apresentada na Equação 5.3.

$$EUST(R\$) = TUST \left(\frac{R\$}{kW} \right) * MUST(kW) \quad (5.3)$$

- III. **Valoração da Energia** aproveitada com a associação fotovoltaica. É valorado o montante de energia adicional produzido pelo parque de geração fotovoltaico, obtido com a associação de tecnologias. A parcela de geração gerenciada pelas baterias para o aproveitamento otimizado do recurso está sujeita à contabilização da eficiência RTE do BESS, assim como das perdas elétricas e térmicas, e de consumos auxiliares, visto que todos esses fatores são necessários para promover o funcionamento do sistema.

A partir das informações financeiras obtidas das três análises acima, é possível listar uma base de critérios para avaliar a integração de baterias a sistemas complementares fotovoltaicos e eólicos. Dessa forma, torna-se possível ponderar os ônus e os bônus financeiros da utilização de BESS na aplicação, para cada nível de complementaridade.

5.4 Considerações Finais

A metodologia de análise proposta neste capítulo, para investigação de diferentes cenários de complementaridade e das dimensões da bateria correspondente, constitui uma contribuição significativa deste trabalho. Tal metodologia é composta por três etapas: (i) mensuração da complementaridade entre os parques fotovoltaico e eólico; (ii) dimensionamento do BESS para cada cenário de complementaridade; (iii) proposta de

roteiro de análise financeira para os cenários encontrados. Para cada nível de complementaridade simulado, é apresentado um roteiro para a análise de sensibilidade das informações financeiras: valoração de custos, valoração do MUST e valoração da energia.

Uma vez identificado o contexto do estudo de caso e mapeada a metodologia de análise envolvendo a aplicação de baterias com fontes alternativas complementares no Brasil, a partir de estudos energéticos e simulações computacionais, no Capítulo 6 são apresentados os resultados e discussões obtidos.

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA – RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados e discussões pertinentes obtidos após a aplicação da metodologia de análise traçada para o estudo de caso. Nesse sentido, também são estabelecidas associações entre as constatações e os conteúdos abordados anteriormente sobre as aplicações de baterias no Brasil, a partir de compreensões técnicas e financeiras.

Com relação aos resultados da aplicação da metodologia proposta, as duas primeiras etapas são registradas de forma detalhada: a mensuração da complementaridade entre os parques fotovoltaico e eólico, e o dimensionamento do BESS para cada cenário de complementaridade. Já para a terceira etapa, correspondente à análise financeira para os cenários analisados, é apresentada uma discussão geral, sem apresentar valores econômicos. Isto se justifica pela indisponibilidade de diversos elementos financeiros, os quais compõem a indicação de análise proposta neste trabalho.

6.2 Análise e Discussões dos Resultados das Simulações

6.2.1 Etapa (i) – Mensuração da Complementaridade

Na Figura 6.1 são apresentados os perfis de geração média horária dos parques fotovoltaico Luzia (FV) e eólico Chafariz (EOL) em 2023 disponibilizados pelo ONS, além do MUST contratado para o complexo de 471,2 MW. A imagem contém os dados do perfil diário médio para todos os meses do ano, configurando o caso base para o presente estudo.

Observa-se que os meses com maior perfil de geração média diária fotovoltaica são os meses de outubro e novembro, com 811 MWh e 783 MWh diários, e os meses de maior geração eólica são os meses de julho e setembro, com 6,736 GWh e 6,561 GWh

diários. Além disso, conforme comportamento de geração esperado para o interior do continente, a geração eólica registra maiores valores durante a noite e a madrugada, enquanto a geração fotovoltaica acompanha o período de disponibilidade solar.

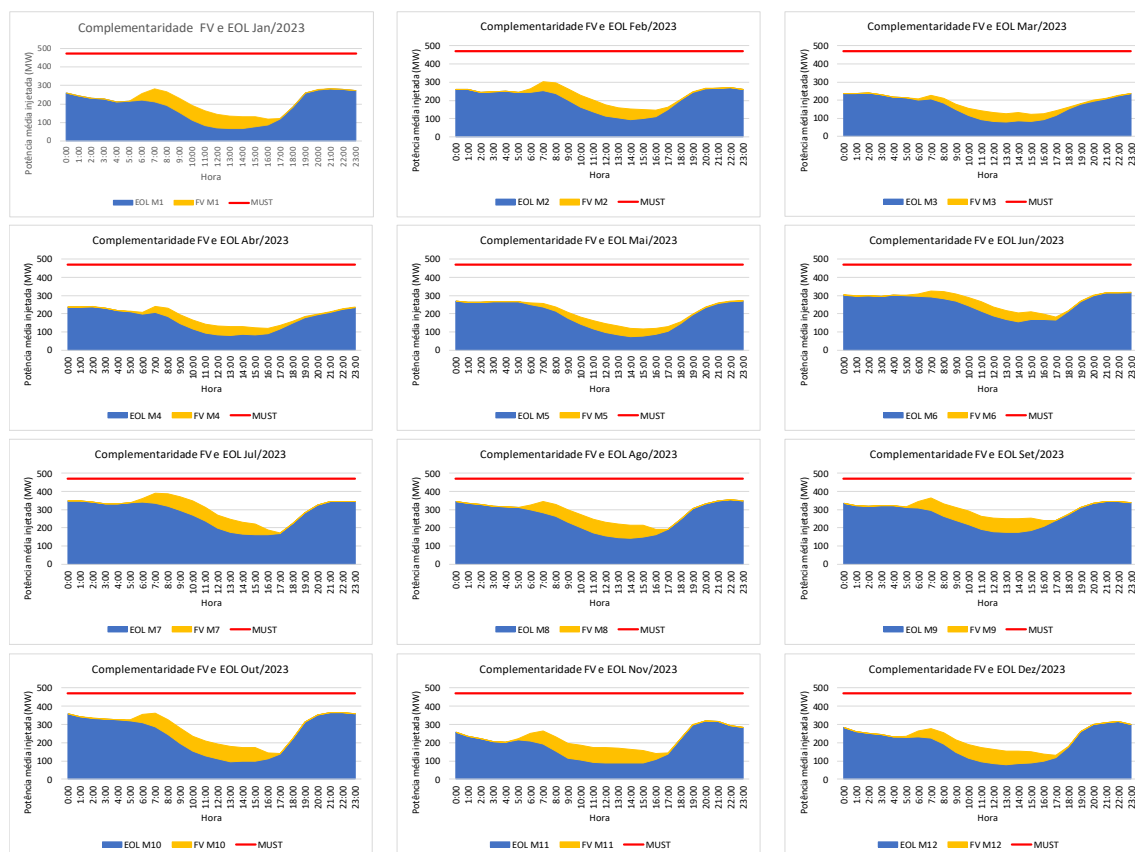


Figura 6.1. Perfil de geração média horária entre os parques Luzia e Chafariz (caso base), para os meses do ano de 2023 (adaptada de ONS, 2024).

Na Figura 6.2 é apresentado um comparativo entre as gerações médias horárias para o parque complementar, mês a mês. O mês com maior geração média diária de energia ocorre em julho, com um somatório de 7,406 GWh.

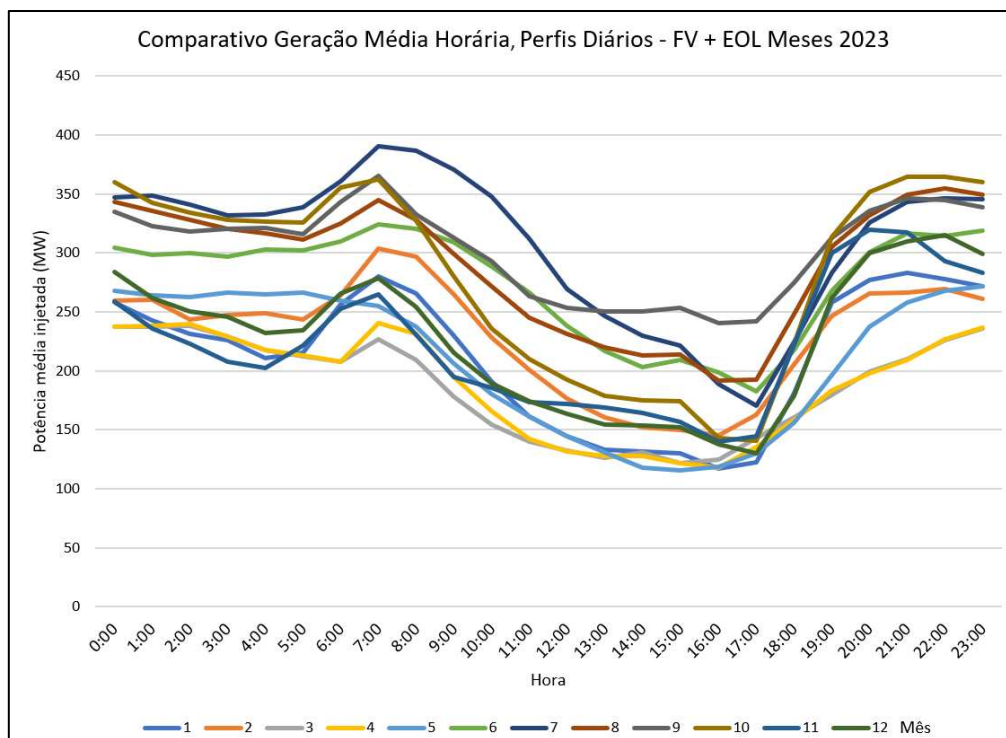


Figura 6.2. Comparativo entre as gerações médias horárias para o parque complementar Luzia e Chafariz, para os meses do ano de 2023 (adaptada de ONS, 2024).

Na sequência, é mensurado o nível de complementaridade para seis cenários de fatores multiplicativos do parque fotovoltaico, sendo: 0,5; 1 (caso base); 1,5; 2; 2,5 e 3. Para isso, é aplicada a equação 5.2 mantendo a parcela de geração eólica intacta e aplicando os fatores citados na parcela de geração solar, ilustradas na Figura 6.1 em azul e amarelo, respectivamente. Assim, são obtidos os índices de complementaridade energética apresentados na Tabela 6.1. Quanto maior o parque fotovoltaico, maior a complementaridade energética correspondente obtida.

Tabela 6.1. Índices de complementaridade energética obtidos com a variação da amplitude do parque fotovoltaico.

Cenário de complementaridade	Fator multiplicativo do parque FV	I_e (índice de complementaridade energética) para a associação dos parques FV e EOL
1	0,5	11,28%
2	1	21,36%
3	1,5	30,41%
4	2	38,60%
5	2,5	46,02%
6	3	52,80%

6.2.2 Etapa (ii) – Dimensionamento do BESS

As especificações para o sistema BESS obtido para cada cenário de complementaridade são apresentadas na Tabela 6.2. Conforme esperado, uma vez fixado o MUST ao pico do parque eólico, 365 MW, quanto maior a geração fotovoltaica que ultrapassa o MUST, maior o BESS necessário para fazer a gestão da energia excedente. Observa-se que no cenário 1 não se aplica um BESS por não haver ultrapassagem do MUST.

Tabela 6.2. Especificações para o BESS obtidas com a variação da amplitude do parque fotovoltaico.

Cenário de complementaridade	Fator multiplicativo do parque FV	Especificação nominal BESS
1	0,5	Não se aplica
2	1	26 MW/69 MWh
3	1,5	56 MW/238 MWh
4	2	91 MW/461 MWh
5	2,5	125 MW/719 MWh
6	3	160 MW/1,040 GWh

Nas Figuras 6.3 a 6.8 é possível visualizar o balanço energético de utilização do BESS, para cada cenário de dimensão do parque fotovoltaico, e consequente complementaridade com o parque eólico. São apresentadas informações referentes ao

perfil diário médio, para os meses do ano de 2023, as quais são posicionadas lado a lado a nível comparativo entre meses, porém sem continuidade cronológica por serem informações diárias representativas do mês em questão. São registrados três tipos de informações: (i) a evolução dos perfis diários de geração média horária total, fotovoltaica mais eólica, para os meses do ano; (ii) a ocorrência de utilização do BESS para carregamento para os meses do ano, observando também a evolução dos perfis diários de geração total ao fundo; (iii) o balanço de energia diário representativo para cada mês, onde é possível visualizar as curvas da geração total, em amarelo, da vacância energética entre a energia gerada e o MUST contratado, em vermelho, e da ocorrência de utilização do BESS para carregamento, em azul.

Para as três informações gráficas, é apresentada a evolução para os 12 meses do ano, o que permite facilitar a comparação entre comportamentos típicos mensais e sazonais. A análise de perfis diários é interessante porque a geração compõe um ciclo nesse período, e, conseqüentemente, a dinâmica de carregamento e descarregamento do BESS pode ser ajustada para acompanhar tal comportamento. A informação determinante para a aplicação de um BESS no sistema é a ocorrência de ultrapassagem do MUST pela geração, o que pode ser verificado na informação (i), e conseqüente disponibilidade de montante energético a ser descarregado em períodos de vacância de geração. Na sequência, a informação (ii) permite visualizar a consolidação energética diária dos montantes de energia gerado e armazenado no BESS. Por fim, a informação (iii) permite visualizar a consolidação energética diária para a dinâmica completa de geração, de vacância e de carregamento do BESS.

A Figura 6.3 corresponde ao cenário 1 de complementaridade, $0,5*FV$. Como pode ser observado na informação gráfica (i), por não haver ultrapassagem do MUST em nenhum perfil diário apresentado para os meses de 2023, não é pertinente utilizar um BESS. A informação (ii) reforça que não há utilização do BESS em nenhum mês do ano, e a informação (iii) ilustra que não há utilização do BESS, porém, caso houvesse ultrapassagem do MUST, haveria oportunidade de vacância energética para descarregamento do BESS para todos os meses do ano.

As Figuras 6.4 a 6.7, referentes aos cenários 2 a 5 de complementaridade e fatores multiplicativos entre 1 e 2,5, permitem verificar que a geração diária ultrapassa o MUST contratado. Na Figura 6.4 a ultrapassagem ocorre em julho, com cerca de 53 MWh a serem armazenados no BESS. Na Figura 6.5 a ultrapassagem ocorre nos meses de julho

a outubro, com, respectivamente, 183 MWh, 11 MWh, 37 MWh e 53 MWh a serem armazenados no BESS. Na Figura 6.6 a ultrapassagem ocorre também nos meses do cenário anterior, com, respectivamente, 355 MWh, 74 MWh, 145 MWh e 155 MWh a serem armazenados no BESS. E, finalmente, na Figura 6.7, a ultrapassagem ocorre nos meses de janeiro, fevereiro, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro, com, respectivamente, 33 MWh, 31 MWh, 21 MWh e 554 MWh, 187 MWh, 315 MWh, 296 MWh e 6 MWh a serem armazenados no BESS.

Na Figura 6.8, correspondente ao cenário 6 de complementaridade, 3*FV, como no mês de julho aproxima-se muito da equalização entre a vacância energética e a energia a ser armazenada no BESS em um ciclo diário, observando um distanciamento irrisório menor que 2%, verifica-se uma condição de fronteira que indica não ser interessante aumentar o parque fotovoltaico. Nota-se que em setembro também houve uma aproximação entre as curvas, com um distanciamento de aproximadamente 3%. Dessa forma, uma vez que a energia armazenada é muito próxima ao montante de oportunidade a ser descarregada, não é interessante aumentar a capacidade de geração do parque fotovoltaico associado. Nesse cenário só não ocorrem ultrapassagens do MUST de março a maio. Nos demais, estas ocorrem em janeiro e fevereiro, e de junho a dezembro, respectivamente, 124 MWh, 112 MWh, 91 MWh, 801 MWh, 377 MWh, 645 MWh, 480 MWh, 59 MWh e 34 MWh.

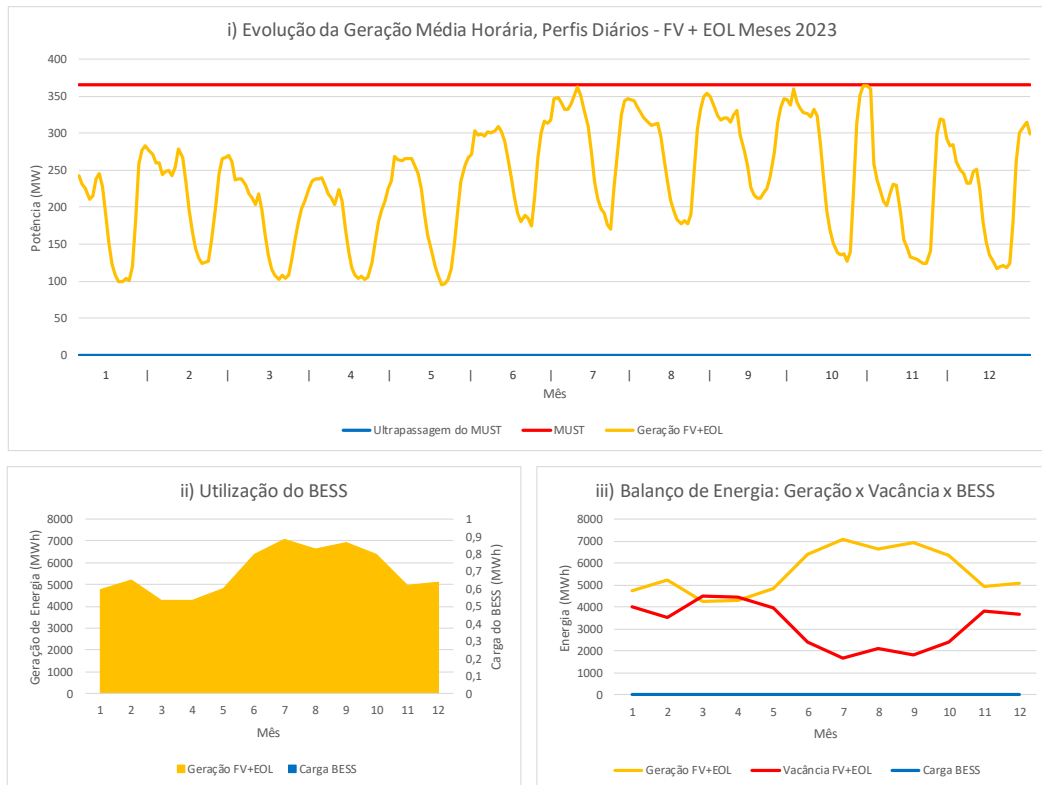


Figura 6.3. Balanço energético para o cenário 1 de complementaridade, fator multiplicativo $0,5*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

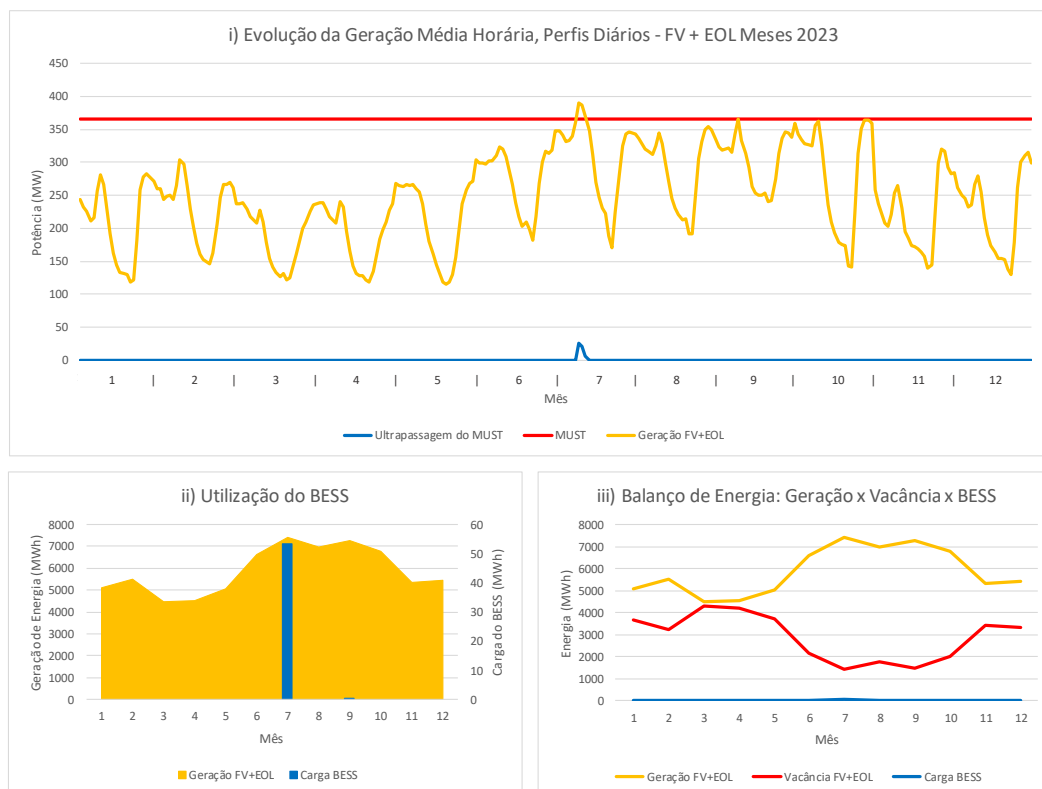


Figura 6.4. Balanço energético para o cenário 2 de complementaridade, fator multiplicativo $1*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

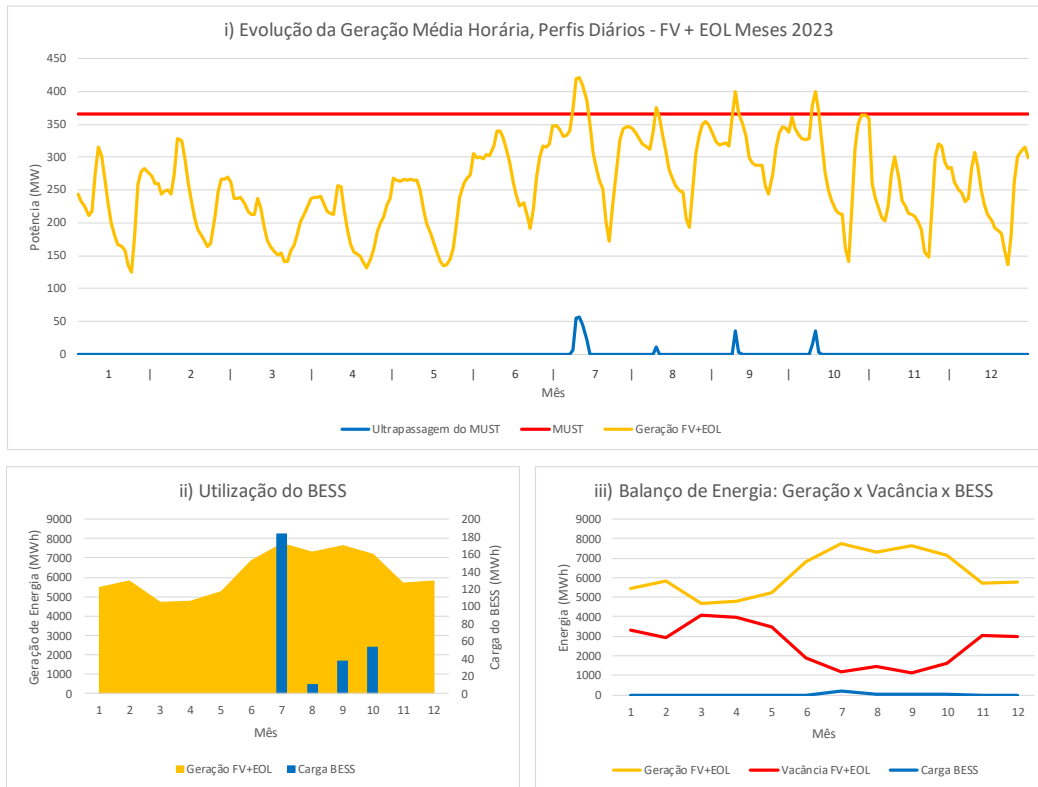


Figura 6.5. Balanço energético para o cenário 3 de complementaridade, fator multiplicativo $1,5*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

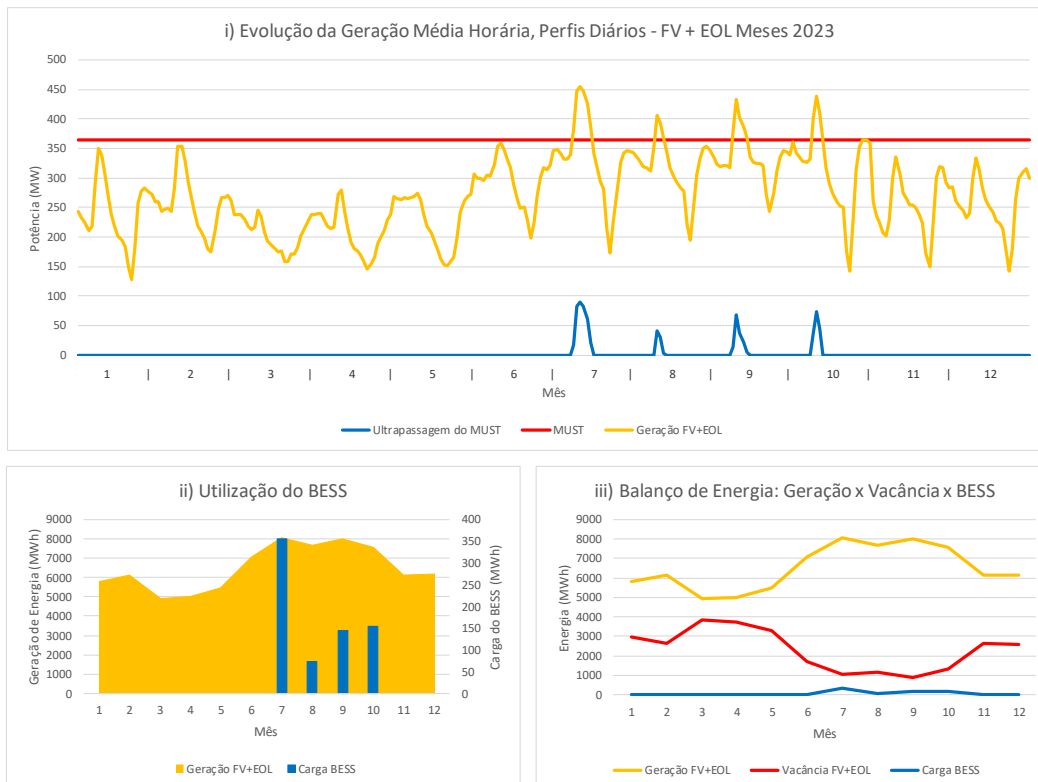


Figura 6.6. Balanço energético para o cenário 4 de complementaridade, fator multiplicativo $2*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

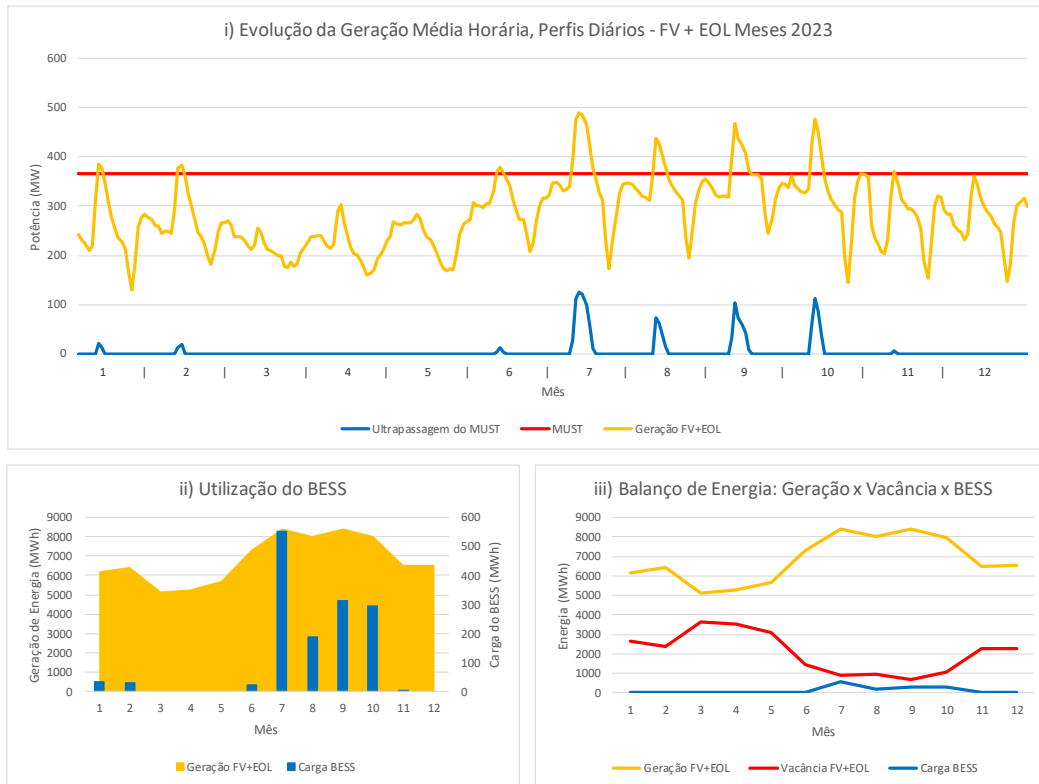


Figura 6.7. Balanço energético para o cenário 5 de complementaridade, fator multiplicativo $2,5*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

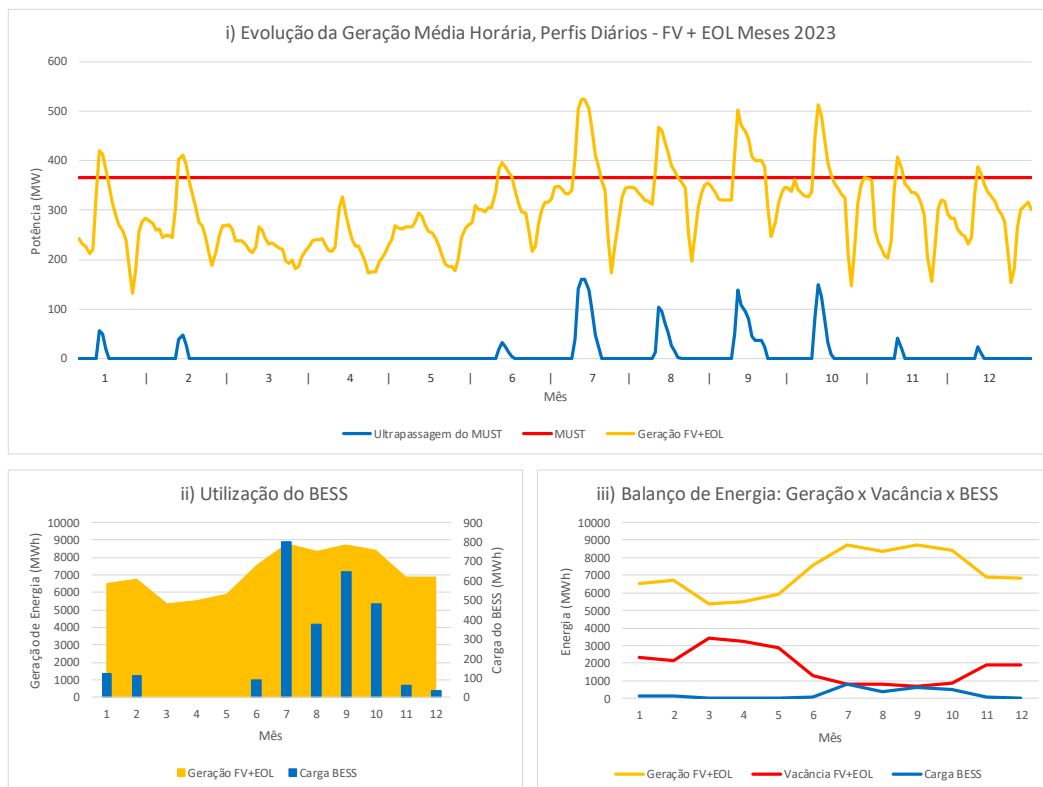


Figura 6.8. Balanço energético para o cenário 6 de complementaridade, fator multiplicativo $3*FV$, e evolução do perfil diário com a variação dos meses do ano de 2023.

6.2.3 Etapa (iii) – Análise Financeira para Diferentes Níveis de Complementaridade

No cenário estudado, a definição da demanda contratada é uma decisão significativa para o projeto. A partir das premissas adotadas, o MUST é fixado ao valor máximo do histórico de demanda do parque eólico analisado. Observa-se que poderiam ser adotados outros critérios para essa definição, por exemplo para os casos em que o parque fotovoltaico é pequeno o suficiente a ponto de não provocar a ultrapassagem do MUST ajustado ao parque eólico. Nesse caso, o MUST contratado poderia ser menor, de modo a otimizar o balanço energético entre as vacâncias de geração abaixo da demanda contratada, e a geração energética excedente registrada acima desta.

As simulações energéticas de complementaridade e de dimensionamento do BESS possibilitam a visualização de que, quanto maior a geração do parque fotovoltaico que ultrapasse um MUST predefinido atrelado ao parque eólico, maior será o BESS necessário para fazer a gestão da energia que ultrapassa o valor de demanda contratada. Ao mesmo tempo, são identificadas duas condições de fronteira de dimensionamento para o parque fotovoltaico: um cenário em que o parque é pequeno o suficiente para não provocar ultrapassagens no valor de demanda contratada; outro cenário em que a geração fotovoltaica excedente coincide com o espaço de vacância energética disponível para o escoamento da energia armazenada.

Nessa etapa de dimensionamento, é importante levar em conta os custos e os retornos financeiros decorrentes da escolha dos elementos de projeto. Dentre os custos gerais, para se obter um sistema complementar, podem ser listados:

- a) Custo para promover a implantação da geração fotovoltaica ajustada para associação com outro parque.
- b) Custo da bateria dimensionada para otimizar o aproveitamento energético da planta.
- c) Custos gerais de projeto, implantação, O&M, desmantelamento do parque, entre outros.

Por outro lado, pode ser valorado o retorno financeiro decorrente da associação de um parque solar e um BESS ao parque eólico preexistente, podendo ser listados:

- a) Valoração da economia financeira de MUST decorrente da associação de tecnologias, em comparação com o parque eólico sozinho preexistente, comparando o valor de demanda contratada nos dois cenários. Podem ser comparados tanto o efeito do parque fotovoltaico como do sistema de armazenamento de energia. Nessa etapa, é interessante pontuar que a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão apresenta parcela atrelada ao sinal locacional do parque.
- b) Valoração da energia aproveitada com a associação fotovoltaica. Pode ser valorada a oportunidade de ganho energético do sistema associado, e que pode ser convertida em receita adicional por venda dessa energia, seja no Mercado Livre ou no Mercado Regulado brasileiro.

É importante comentar que o estudo financeiro do projeto deve levar em conta uma análise completa do retorno do investimento. Torna-se pertinente analisar questões como a tendência de redução do preço das baterias, futuras etapas de *Augmentation* (aumentos na capacidade energética do BESS para contrabalancear a degradação do equipamento) da capacidade do sistema de armazenamento, e oscilações do preço de mercado para venda da energia extra gerada. No tempo presente, a opção de participação no Mercado Livre de Energia implica precificação energética horária – com referência do modelo de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – o que agrega maior volatilidade no momento de precificação da venda de energia quando há operações no Mercado de Curto Prazo.

Portanto, do ponto de vista energético, o estudo mostra ser interessante o dimensionamento de um BESS que promova a equalização entre as oportunidades de vacância energética de geração de energia e o montante energético adicional obtido decorrente da integração de um segundo parque associado. Com esse critério, conseqüentemente, é obtido um saldo energético total ligeiramente inferior depois da contabilização dos consumos para o funcionamento do BESS, como RTE, consumo de auxiliares e perdas do sistema. É importante avaliar, também, a necessidade de

contratação de energia da rede para manter o BESS em funcionamento, com seus sistemas auxiliares ativos, como, por exemplo, o sistema de refrigeração, mesmo durante eventuais interrupções na geração.

Ao mesmo tempo, do ponto de vista financeiro, deve ser ponderada uma série de variáveis de projeto, e os impactos do investimento e do retorno financeiro na viabilidade da aplicação a curto, médio e longo prazo. Em etapa de amadurecimento da análise, também precisam ser avaliados outros critérios, como impactos ambientais e sociais, específicos para cada projeto.

6.3 Considerações Finais

A aplicação da metodologia proposta neste trabalho é registrada neste capítulo. Os resultados obtidos, a partir de estudos energéticos da integração de baterias em sistemas complementares com fontes alternativas fotovoltaica e eólica, se mostram bastante positivos. Os dados refletem o interesse em utilizar as baterias para contornar a característica intermitente dessas fontes e aumentar a disponibilidade da geração.

Na aplicação explorada, são observadas oportunidades com otimização do aproveitamento energético, reduções de custos com mitigação de contratação adicional de demanda e gerenciamento energético otimizado a partir do despacho ajustado e inteligente da energia armazenada nas baterias.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A modernização do setor elétrico apresenta oportunidades interessantes para a exploração das aplicações dos sistemas de armazenamento. Ao encontro da crescente necessidade de diversificação da matriz energética de forma a reduzir as emissões de carbono, a complementaridade de fontes alternativas surge para reduzir custos na expansão da margem de conexão do sistema de transmissão, e pode apresentar uma geração ainda mais inteligente e previsível ao se aplicar um BESS na planta.

Os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias já apresentam tecnologia modular, de fácil transporte e gerenciamento inteligente. A expectativa futura prevê um aumento exponencial da sua capacidade instalada no mundo e, ao mesmo tempo, uma redução de custos. Portanto, os próximos passos, para sua consolidação no sistema elétrico brasileiro, perpassam investimentos públicos e privados em projetos pilotos, conciliados a discussões entre os diversos agentes de interesse (governo federal, operador, agência reguladora, consumidores, empresários, entre outros), priorizando a segurança e a qualidade da energia.

Em paralelo ao desenvolvimento das tecnologias de armazenamento, a conjuntura regulatória brasileira necessita de constante revisão e desenvolvimento para acompanhar as mudanças de forma eficiente e promover o funcionamento harmônico do Setor Elétrico Brasileiro. Ao mesmo tempo, o Mercado de Energia apresenta dinâmicas e interesses específicos a serem abrangidos pela legislação vigente.

Esta dissertação busca contribuir para a área sob vários aspectos. A pesquisa desenvolvida enfatiza a importância de se contextualizarem os diversos temas relevantes, muitas vezes tratados de forma dispersa na literatura, sem coesão e correlação direta. A caracterização de três pilares como base dos conhecimentos para estudo e desenvolvimento de projetos na área – Técnicos, Regulatórios e Econômicos – permitiu compreender as questões envolvidas de forma conectada e inovadora. A perspectiva trazida por tal abordagem constitui uma relevante contribuição deste trabalho, sendo registrada no texto, que se torna, assim, uma referência básica para os que se iniciam no tema.

Contribuição relevante desta dissertação é a proposta de uma metodologia que visa trazer maior aprofundamento e conhecimento relativos à integração de baterias com fontes alternativas complementares. Os resultados de sua aplicação indicam oportunidades tais como otimização do aproveitamento energético, reduções de custos com mitigação de contratação adicional de demanda e gerenciamento energético otimizado a partir do despacho ajustado e inteligente da energia armazenada nas baterias.

A partir das simulações apresentadas no trabalho, conclui-se que é pertinente avaliar critérios tecnológicos, energéticos e financeiros ao se analisar a viabilidade de associação de um sistema de baterias a um parque renovável complementar. Como próximos passos, para enriquecer o procedimento de simulação, é relevante incluir na análise impactos sociais e ambientais, para orientar a tomada de decisão de dimensionamento do projeto em sua totalidade.

Visitando a experiência internacional, observa-se a importância de adaptações regulatórias para a integração do armazenamento no sistema de potência, no mercado e em modelos de negócio. Foram encontrados, como fatores propulsores, o acesso à informação tarifária com precificação dinâmica, o estabelecimento de protocolos de segurança operativa e de conexão, o mecanismo de remuneração de serviços e o combate a possíveis monopólios de mercado. Portanto, observa-se que é necessária uma conciliação entre restrições de operação com regras claras, buscando a integridade do sistema elétrico, e o estado de operação flexível dos sistemas de armazenamento, de modo a explorar ao máximo os benefícios disponíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (Acende, 2022) Instituto Acende Brasil (2022). *Contribuição à Consulta Pública 83/2021, Serviços Ancilares*. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/> [Acesso em 20 Março 2024].
- (ANEEL, 2017) ANEEL (2017). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Voto, Processo 48500.003172/2016-04, Conclusão da Chamada Projeto de P&D Estratégico – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2017864_1.pdf [Acesso em 10 Março 2024].
- (ANEEL, 2021) ANEEL (2021). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL N° 954, de 30 de Novembro de 2021*. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864> [Acesso em 28 Junho 2023].
- (ANEEL, 2022) ANEEL (2022). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica 137/2022 – SRG/ANEEL*. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (ANEEL, 2023a) ANEEL (2023a). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Brasil Supera em 2022 os 8 GW de Expansão na Capacidade Instalada*. Disponível em: <http://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (ANEEL, 2023b) ANEEL (2023b). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Consulta 039/2023. Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR n° 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL*. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/> [Acesso em 15 Abril 2024].

- (ANEEL, 2023c) ANEEL (2023c). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL N° 1.062, de 25 de Abril de 2023*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231062.pdf> [Acesso em 20 Agosto 2023].
- (ANEEL, 2024a) ANEEL (2024a). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Recorde na Expansão da Geração: Matriz Elétrica Brasileira teve Aumento de 10,3 GW em 2023*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/recorde-na-expansao-da-geracao-matriz-eletrica-brasileira-teve-aumento-de-10-3-gw-em-2023> [Acesso em 4 Fevereiro 2024].
- (ANEEL, 2024b) ANEEL (2024b). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório de Resultados da Chamada de P&D Estratégico ANEEL N.º 21: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/242638> [Acesso em 5 Julho 2024].
- (Arias, 2021) Arias, N. B.; López, J. C., Hashemi, S.; Franco, J. F.; Rider, M. J. (2021). *Multi-objective Sizing of Battery Energy Storage Systems for Stackable Grid Applications*. IEEE Transactions on Smart Grid, 12(3), 2708-2721.
- (Belfort, 2022) Belfort, A. F. (2022). *OnCorp Investe em Usinas Híbridas com Tecnologia do Grupo Moura*. Disponível em: <https://movimentoeconomico.com.br/economia> [Acesso em 10 Novembro 2023].
- (Beluco, 2008) Beluco, A.; de Souza, P. K.; Krenzinger, A. (2008). *A Dimensionless Index Evaluating the Time Complementarity*

Between Solar and Hydraulic Energies. Renewable Energy, 33(10), 2157-2165.

- (BNEF, 2021) BNEF (2021). Bloomberg New Energy Finance. *Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite*. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (Brasil, 2018) Brasil, C. F. (2018). *Análise Técnico-econômica e de Eficiência dos Principais Tipos de Baterias Utilizadas em Sistemas Fotovoltaicos Isolados*. Universidade do Estado do Amazonas.
- (Bueno, 2016) Bueno, A. F. M.; Brandão, C. A. L. (2016). *Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil*. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia, 1, 1-62.
- (Cantane, 2020) Cantane, D. A.; Junior, O. H. A.; Hamerschmidt, M. B. (2020). *Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro*. Editora Scienza, São Carlos, São Paulo, Brasil.
- (Carneiro, 2017) Carneiro, R. L.; Molina, J. H. A.; Antoniassi, B.; Magdalena, A. G.; Pinto, E. M. (2017). *Aspectos Essenciais das Baterias Chumbo-ácido e Princípios Físico-químicos e Termodinâmicos do seu Funcionamento*. Revista Virtual de Química, 9(3), 889-911.
- (Carvalho, 2019) Carvalho, D. B.; Guardia, E. C.; Lima, J. W. M. (2019). *Technical-economic Analysis of the Insertion of PV Power into a Wind-solar Hybrid System*. Solar Energy, 191, 530-539.
- (Casa Civil, 2004) Casa Civil (2004). Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. *LEI N° 10.848, DE 15 DE*

- MARÇO DE 2004*. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm [Acesso em 7 Abril 2024].
- (CCEE, 2024) CCEE (2024). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Leilões*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado> [Acesso em 10 Março 2024].
- (CEPETRO, 2024) CEPETRO (2024). *Centro de Estudos de Energia e Petróleo*. Disponível em: <https://www.cepetro.unicamp.br/historia.html> [Acesso em 2 Junho 2024].
- (CNESA, 2021) CNESA (2021). China Energy Storage Alliance. *Energy Storage Industry White Paper 2021 (Summary Version)*. Disponível em: www.en.cnesa.org [Acesso em 5 Junho 2023].
- (CNESA, 2022) CNESA (2022). China Energy Storage Alliance. *After 6 Years, the 100MW/400MWh Redox Flow Battery Storage Project in Dalian is Connected to the Grid*. Disponível em: <http://en.cnesa.org/new-blog/2022/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (Deotti, 2020) Deotti, L.; Guedes, W.; Dias, B.; Soares, T. (2020). *Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context*. *Energies*, 13(24), 6517.
- (DOE, 2023) DOE (2023). United States Department of Energy. *Global Energy Storage Database, Statistics*. Disponível em: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public> [Acesso em 9 Março 2024].
- (Enel, 2023) Enel (2023). *Enel Green Power Como Peça Chave no Crescimento dos Sistemas de Armazenamento de Baterias na Itália*. Disponível em:

- <https://www.enelgreenpower.com/pt/midias/news/2023/04/bess-crescimento-italia> [Acesso em 5 Março 2024].
- (Energy, 2020) Energy Storage News (2020). *California Utility PG&E Breaks Ground on 730MWh Moss Landing Battery Project*. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/california-utility-pge-breaks-ground-on-730mwh-moss-landing-battery-project/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (EPE, 2019) EPE (2019). Empresa de Pesquisa Energética. *Sistemas de Armazenamento em Baterias Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento*. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (Ferreira, 2021) Ferreira, P. M. S. (2021). *Avaliação da Complementaridade dos Recursos Eólico e Solar PV, em Portugal*. Tese de Mestrado. Universidade de Lisboa (Portugal).
- (Gomez, 2020) Gomez, L. A. G.; Grilo, A. P.; Salles, M. B. C.; Sguarezi Filho, A. J. (2020). *Combined Control of DFIG-Based Wind Turbine and Battery Energy Storage System for Frequency Response in Microgrids*. *Energies*, 13(4), 894.
- (Greener, 2021) Greener (2021). *Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras*. Disponível em: <https://www.greener.com.br/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (Hornsedale, 2020) Hornsdale (2020). *Hornsedale Power Reserve*. Disponível em: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (IEA, 2021) IEA (2021). International Energy Agency's. *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. Disponível em: <https://www.iea.org> [Acesso em 5 Junho 2023].

- (IRENA, 2019) IRENA (2019). International Renewable Energy Agency. *Innovation Landscape Brief: Utility-scale Batteries*. Abu Dhabi. Disponível em: <https://bit.ly/34KHTsY> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (ISA CTEEP, 2023) ISA CTEEP (2023). Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. *ISA CTEEP, ANEEL e MME Inauguram Primeiro Projeto de Armazenamento de Energia em Larga Escala do Brasil*. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/> [Acesso em 10 Novembro 2023].
- (ITEMM, 2024) ITEM (2024). *Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura*. Disponível em: <https://www.itemm.org.br/> [Acesso em 2 Junho 2024].
- (Jurasz, 2020) Jurasz, J.; Canales, F. A.; Kies, A.; Guezgouz, M.; Beluco, A. (2020). *A Review on the Complementarity of Renewable Energy Sources: Concept, Metrics, Application and Future Research Directions*. *Solar Energy*, 195, 703-724.
- (Li, 2013) Li, X.; Hui, D.; Lai, X. (2013). *Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2), 464–473.
- (Luz, 2022) Luz, A. F. da (2022). *Centrais Geradoras Híbridas e Associadas: Desafios, Oportunidades e o Novo Cenário para Projetos Renováveis na Matriz Energética Brasileira com a REN 954/2021*. Trabalho de Conclusão de Graduação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Campus Litoral Norte. Tramandaí.

- (MME, 2024) MME (2024). Ministério de Minas e Energia. *CONSULTA PÚBLICA Nº 160 DE 08/03/2024*. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (MME/EPE, 2020) MME/EPE (2020). Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Brasília. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (MME/EPE, 2022a) MME/EPE (2022a). Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Brasília. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031> [Acesso em 28 Maio 2023].
- (MME/EPE, 2022b) MME/EPE (2022b). Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Caderno de MMGD e Baterias*. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032> [Acesso em 8 Junho 2023].
- (Moura, 2023) Moura (2023). Acumuladores Moura S.A. *O Moura BESS*. Disponível em: <https://www.moura.com.br/bess/> [Acesso em 5 Junho 2023].
- (Moura, 2024) Moura (2024). *Acumuladores Moura S.A.* Disponível em: <https://www.moura.com.br/> [Acesso em 21 Janeiro 2024].
- (Neoenergia, 2023) Neoenergia (2023). *Neoenergia Lança Primeiro Complexo de Geração Associada de Energia Renovável no Brasil*. Disponível

- em: <https://www.neoenergia.com/es/w/neoenergia-lanca-primeiro-complexo-de-geracao-associada-de-energia-renovavel-no-brasil> [Acesso em 2 Março 2024].
- (ONS, 2022) ONS (2022). Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Submódulo 18.2, Modelos Computacionais*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/> [Acesso em 15 Março 2024].
- (ONS, 2024a) ONS (2024a). Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Sobre o SIN, Sistemas Isolados*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/> [Acesso em 20 Maio 2024].
- (ONS, 2024b) ONS (2024b). Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Resultados da Operação, Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao> [Acesso em 10 Março 2024].
- (Pereira, 2017) Pereira, C. Dos S.; Gonçalves, C. C.; Moreira, G. C.; Alexandre, K. D. C. B.; Braga, P. F. A. (2017). *Refino de Compostos de Lítio Grau Técnico para Usos em Baterias de Íon-Li*. HOLOS, 6, 180-187.
- (RegE, 2021) RegE (2021). RegE Barros Correia Consultoria. *Estudo de Inserção de Tecnologia de Armazenamento no SIN*. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-lanca-estudo-de-armazenamento> [Acesso em 20 Março 2024].
- (RMI, 2015) RMI (2015). Rocky Mountain Institute. *The Economics of Battery Energy Storage. How Multi-use, Customer-sited Batteries Deliver the Most Services and Value to Customers and the Grid*. Disponível em: <https://rmi.org/wp-content/> [Acesso em 10 Setembro 2023].

- (Silva Junior, 2021) Silva Junior, G. P. Da; Barros, L. S.; Barros, C. M. V. (2021). *Synchronverter Coupled to a Lithium-ion Bank for Grid Frequency and Voltage Supports and Controlled Charge-discharge*. Electric Power Systems Research, 197, 107352.
- (Silva, 2022) Silva, R. D. de S. e (2022). *Novas Tecnologias e Infraestrutura do Setor Elétrico Brasileiro: Armazenamento de Energia em Baterias*. Repositório do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. No. 2746. Texto para Discussão.
- (Souza, 2005) Nogueira, C. E. C., Zürn, H. H., & de Souza, S. N. M. (2005). *A New Methodology for Sizing Hybrid Photovoltaic-wind Energy System Using Simulation and Optimization Tools*. Acta Scientiarum. Technology, 27(1), 89-94.
- (Souza, 2023) Souza, G. C. (2023). *Software Otimiza o Funcionamento de Geradores em Sistemas Elétricos Isolados*. Jornal da USP. Universidade de São Paulo. Disponível em: <https://jornal.usp.br/atualidades/software-otimiza-o-funcionamento-de-geradores-em-sistemas-eletricos-isolados/> [Acesso em 10 Novembro 2023].
- (Steele, 2023) Steele, P.; Sousa, H. (2023). TR Soluções. *CCC com Menos Diesel e Mais Baterias: Quais Serão os Efeitos para o Consumidor?* Disponível em: <https://www.trsolucoes.com/> [Acesso em 23 Março 2024].
- (Teixeira, 2018) Teixeira, T. P. (2018). *Modelagem da Utilização de Baterias em Sistemas Elétricos com Alta Inserção de Geração Eólica*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
- (Torres Luna, 2022) Torres Luna, A. P. (2022). *Análisis Regulatorio y Normativo para los Generadores y los Operadores de Red en Relación con*

la Incorporación de Sistemas de Almacenamiento Energético en el Sistema Interconectado Nacional. Tese de Doutorado. Universidad Nacional de Colombia.

- (Torres, 2023) Torres, P. F.; Figueiredo, G.; Almeida, M. P.; Manito, A. R.; Neto, J. C. A.; Cassares, M. A.; Zilles, R. (2023). *Modelo Dinâmico de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias para Provimento de Serviços Ancilares*. *Eletrônica de Potência*, 28(2), 94-106.
- (UE, 2019) UE (2019). Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, Jornal Oficial da União Europeia. *DIRETIVA (UE) 2019/944 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO*. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/> [Acesso em 15 Abril 2024].
- (UFMG, 2023) UFMG (2023). Universidade Federal de Minas Gérias. *UFMG Inaugura Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias*. Disponível em: <https://ufmg.br/comunicacao/noticias/ufmg-inaugura-sistemas-de-armazenamento-de-energia-em-baterias> [Acesso em 1 Abril 2023].
- (UFMG, 2024) UFMG Sustentável (2024). *Oásis*. Disponível em: <https://www.ufmg.br/sustentabilidade/projetos/oasis/> [Acesso em 1 Abril 2024].
- (UFSC, 2024) Fotovoltaica UFSC (2024). *Na Midia*. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/fotov/fv-na-midia/> Acesso em [Acesso em 1 Abril 2024].
- (UNICAMP, 2023) UNICAMP (2023). Universidade Estadual de Campinas. *Cepetro Vai Desenvolver Sistema para Rastrear Baterias*. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/noticias/>

2023/11/07/cepetro-vai-desenvolver-sistema-para-rastrear-baterias [Acesso em 2 Junho 2024].

(WEG, 2023) WEG (2023). *BESS – Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias*. Treinamento Presencial. Santa Catarina, Brasil.

(WEG, 2024) WEG (2024). *BESS – Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias*. Disponível em: <https://www.weg.net/> [Acesso em 21 Janeiro 2024].