



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Marcello Formica Oliveira

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA POR BATERIAS DE ÍON-LÍTIO E BOMBEAMENTO HIDRÁULICO: Um
Estudo Baseado no Preço Horário da Energia no Brasil**

Recife - PE
2025

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

MARCELLO FORMICA OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA POR BATERIAS DE ÍON-LÍTIO E BOMBEAMENTO HIDRÁULICO: Um
Estudo Baseado no Preço Horário da Energia no Brasil**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Mecânica da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro
Mecânico.

Orientador (a): Jorge Recarte Henriquez Guerrero

Orientador (a): Daniel Rodríguez López

Recife - PE

2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Oliveira, Marcello Formica.

Avaliação da viabilidade econômica do armazenamento de energia por baterias de íon-lítio e bombeamento hidráulico: Um estudo baseado no preço horário da energia no brasil / Marcello Formica Oliveira. - Recife, 2025.

81

Orientador(a): Jorge Recarte Henriquez Guerrero

Orientador(a): Daniel Rodríguez López

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Mecânica - Bacharelado, 2025.

1. Armazenamento de energia. 2. PHES. 3. Bateria de íon-lítio. 4. Viabilidade Econômica. 5. PLD. I. Henriquez Guerrero, Jorge Recarte. (Orientação). II. López, Daniel Rodríguez. (Orientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)



Universidade Federal de Pernambuco
Departamento de Engenharia Mecânica Centro de
Tecnologia e Geociências- CTG/EEP



ATA DE SESSÃO DE DEFESA DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – TCC2

Ao 14º dia do mês de agosto do ano de dois mil e vinte e cinco, às 14:00 horas, reuniu-se a banca examinadora para a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, intitulado **AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS DE ÍON-LÍTIO E BOMBEAMENTO HIDRÁULICO: UM ESTUDO BASEADO NO PREÇO HORÁRIO DA ENERGIA NO BRASIL**, elaborado pelo aluno **Marcello Formica Oliveira**, matrícula 20160004258, sob a orientação do Dr. **Daniel Rodríguez López** e Prof. **Jorge Recarte Henriquez Guerrero**. A banca foi composta pelos avaliadores: Prof. **Jorge Recarte Henriquez Guerrero** (orientador), Dr. **Daniel Rodríguez López** (Orientador), Prof. **Alcides Codeceira Neto** (avaliador) e Prof. **Guilherme Medeiros Soares de Andrade** (avaliador). Após a exposição oral do trabalho, o candidato foi arguido pelos componentes da banca que em seguida reuniram-se e deliberaram pela sua aprovação, atribuindo-lhe a média 9,00, julgando-o apto(x) / inapto() à conclusão do curso de Engenharia Mecânica. Para constar, redigi a presente ata aprovada por todos os presentes, que vai assinada pelos membros da banca.

| | | |
|-----------------------|---|------------|
| Orientador: | Dr. Daniel Rodríguez López | Nota: 9,00 |
| Assinatura |  <small>Documento assinado digitalmente DANIEL RODRIGUEZ LOPEZ Data: 14/08/2025 15:50:35-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br</small> | |
| Orientador: | Prof. Jorge Recarte Henriquez Guerrero | |
| Assinatura |  <small>Documento assinado digitalmente JORGE RECARTE HENRIQUEZ GUERRERO Data: 14/08/2025 16:04:32-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br</small> | |
| Avaliador: Interno | Prof. Guilherme Medeiros Soares de Andrade | Nota: 9,00 |
| Assinatura |  <small>Documento assinado digitalmente GUILHERME MEDEIROS SOARES DE ANDRADE Data: 17/08/2025 22:18:15-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br</small> | |
| Avaliador: Externo | Prof. Alcides Codeceira Neto | Nota: 9,00 |
| Assinatura |  <small>Documento assinado digitalmente ALCIDES CODECEIRA NETO Data: 17/08/2025 18:17:37-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br</small> | |

Recife, 14 de agosto de 2025.

Prof. Marcus Costa de Araújo
 Coordenador de Trabalho de Conclusão de curso - TCC
 Curso de Graduação em Engenharia Mecânica – CTG/EEP-UFPE

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade econômica de dois sistemas de armazenamento de energia aplicáveis ao contexto brasileiro: baterias de íon-Lítio (BESS) e o bombeamento hidráulico reversível (PHES). O objetivo principal é avaliar a viabilidade econômica de ambos os sistemas a partir da análise do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em base horária. A metodologia consistiu na revisão de artigos científicos que fornecem equações e parâmetros técnicos para estimativas de custo e retorno, os quais foram aplicados sobre a série histórica de preços da energia no Brasil. Os resultados demonstram que, em diversos cenários analisados, os sistemas de armazenamento não se mostraram economicamente viáveis, principalmente as baterias de íon-Lítio. No entanto, o sistema PHES apresentou viabilidade em determinados contextos. Conclui-se que o avanço desses sistemas no Brasil depende de incentivos governamentais, além da ampliação dos investimentos financeiros no setor energético nacional.

Palavras-chave: Armazenamento de energia; PHES; Bateria de íon-Lítio; Viabilidade econômica; PLD.

ABSTRACT

This work presents an economic feasibility study of two energy storage systems applicable to the Brazilian context: lithium-ion batteries (BESS) and pumped hydro energy storage (PHES). The main objective is to assess the economic viability of both systems based on the hourly analysis of the Settlement Price for Differences (PLD). The methodology involved reviewing scientific articles that provide equations and technical parameters for cost and return estimations, which were applied to historical energy price data in Brazil. The results show that, in several analyzed scenarios, energy storage systems were not economically viable, especially lithium-ion batteries. However, the PHES system proved feasible under specific conditions. It is concluded that the advancement of these systems in Brazil requires stronger government incentives and increased financial investment in the national energy sector.

Keywords: Energy storage; PHES; Lithium-ion battery; Economic feasibility; PLD.

LISTA DE TABELAS

| | | |
|--------------|---|----|
| Tabela 1 – | Custos das tecnologias de Armazenamento de Energia | 33 |
| Tabela 2 – | Custo de instalação e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas com capacidade instalada de 1 MW | 43 |
| Tabela 3 – | Custo de instalação baseado no NREL 2023 e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas com capacidade instalada de 1 MW | 44 |
| Tabela 4 – | Curva normalizada da projeção para sistemas de baterias de 4 horas | 44 |
| Tabela 5 – | Valores de referência do PHES disponibilizados pelo artigo base | 48 |
| Tabela 6 – | Valores de referência do PHES disponibilizados pelo outro artigo base. | 49 |
| Tabela 7a – | Custo de instalação e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas e 6 horas | 52 |
| Tabela 7b – | Custo de instalação baseado no NREL 2023 e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas e 6 horas | 52 |
| Tabela 8 – | Retorno total versus custo total dos sistemas de baterias propostos | 54 |
| Tabela 9 – | Remuneração total obtida da segunda análise para os sistemas de Baterias | 59 |
| Tabela 10 – | Remuneração das Baterias quando o cenário da cotação do euro for 75% do realizado | 60 |
| Tabela 11a – | Retorno projetado x Custo projetado com base na curva normalizada para o cenário otimista | 65 |
| Tabela 11b – | Retorno projetado x Custo projetado com base na curva normalizada para o cenário pessimista. | 66 |
| Tabela 12 – | Informações gerais sobre o PHES proposto. | 69 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabela 13 – | Informações sobre a viabilidade do PHES (primeira análise) | 70 |
| Tabela 14 – | Informações sobre a viabilidade do PHES (segunda análise) | 71 |
| Tabela 15 – | Informações sobre a viabilidade do PHES (terceira análise) | 72 |
| Tabela 16 – | Informações sobre a viabilidade do PHES (quarta análise) | 73 |

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|--------------|--|----|
| Figura 1 – | Esquemática do Sistema Interligado Nacional (SIN). | 22 |
| Figura 2 – | Evolução da capacidade instalada no SIN de junho/2025 a dezembro/2029. | 23 |
| Figura 3 – | Processo de armazenamento de energia por ar comprimido | 25 |
| Figura 4 – | Processo de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico. | 26 |
| Figura 5 – | Componentes de um sistema de armazenamento através de volante de inércia | 27 |
| Figura 6 – | Comportamento geral da degradação da capacidade de uma bateria de Íon-Li | 29 |
| Figura 7 – | Mecanismos de degradação de uma bateria de Íon-Li | 30 |
| Figura 8 – | Diagrama do sistema de supercondutores magnéticos (SMES) | 31 |
| Figura 9 – | Produção e uso do hidrogênio verde | 32 |
| Figura 10 – | Fluxograma dos autores do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). | 34 |
| Figura 11 – | Classificação do tipo de energia comercializado por fonte | 37 |
| Figura 12 – | Histórico da Cotação do Euro | 42 |
| Figura 13 – | Corte transversal e dados técnicos da UHR Yanbaru | 50 |
| Figura 14a – | Remuneração diária em Euros para sistema de 1,2 MWh e DoD Alto | 55 |
| Figura 14b – | Remuneração diária em Euros para sistema de 1,2 MWh e DoD Baixo | 55 |
| Figura 14c – | Remuneração diária em Euros para sistema de 2 MWh e DoD Alto | 56 |
| Figura 14d – | Remuneração diária em Euros para sistema de 2 MWh e DoD Baixo | 56 |
| Figura 14e – | Remuneração diária em Euros para sistema de 4 MWh e DoD Alto | 56 |
| Figura 14f – | Remuneração diária em Euros para sistema de 4 MWh e | 57 |

| | | |
|--------------|---|----|
| | DoD Baixo | |
| Figura 14g – | Remuneração diária em Euros para sistema de 6 MWh e DoD Alto | 57 |
| Figura 14h – | Remuneração diária em Euros para sistema de 6 MWh e DoD Baixo | 57 |
| Figura 15a – | Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 1,2 MWh para cada curva normalizada | 62 |
| Figura 15b – | Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 2 MWh para cada curva normalizada | 62 |
| Figura 15c – | Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 4 MWh para cada curva normalizada | 62 |
| Figura 15d – | Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 6 MWh para cada curva normalizada | 63 |
| Figura 15e – | Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 1,2 MWh para cada curva normalizada | 63 |
| Figura 15f – | Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 2 MWh para cada curva normalizada | 63 |
| Figura 15g – | Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 4 MWh para cada curva normalizada | 64 |
| Figura 15h – | Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 6 MWh para cada curva normalizada | 64 |

LISTA DE ABREVIACOES

| | |
|------|---|
| BESS | Armazenamento de Energia por Baterias (<i>sigla em inglês</i>) |
| PHES | Sistema de Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (<i>sigla em inglês</i>) |
| IEA | Agência Internacional de Energia (<i>sigla em inglês</i>) |
| ONU | Organizao das Naoes Unidas |
| MEC | Ministério da Educao |
| CCEE | Câmara de Comercializao de Energia Elétrica |
| AE | Armazenamento de Energia |
| SAE | Sistema de Armazenamento de Energia |
| FRND | Fontes Renováveis Não Despacháveis |
| EES | Sistema Elétrico de Armazenamento (<i>sigla em inglês</i>) |
| CES | Sistema Químico de Armazenamento de Energia (<i>sigla em inglês</i>) |
| TES | Sistema Térmico de Armazenamento de Energia (<i>sigla em inglês</i>) |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| MES | Sistema Mecânico de Armazenamento de (<i>sigla em inglês</i>) |
| CAES | Sistema de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (<i>sigla em inglês</i>) |
| GES | Sistema de Armazenamento de Energia por Gravidade (<i>sigla em inglês</i>) |
| FES | Sistema de Armazenamento de Energia por Volante de Inércia (<i>sigla em inglês</i>) |
| SC | Supercapacitor |
| UC | Ultracapacitor |
| SMES | Sistema de Armazenamento de Energia por Supercapacitor Magnético (<i>sigla em inglês</i>) |
| GLP | Gás Liquefeito de Petróleo |
| HES | Sistema de Armazenamento de Energia por Hidrognio (<i>sigla em inglês</i>) |
| ERPI | Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (<i>sigla em inglês</i>) |

| | |
|--------|---|
| SEB | Setor Elétrico Brasileiro |
| CNPE | Conselho Nacional de Políticas Energéticas |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| PLD | Preço de Liquidação das Diferenças |
| CEPEL | Centro de Pesquisa de Energia Elétrica |
| CMO | Custo Marginal de Operação |
| NEWAVE | Modelo Computacional para Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Médio Prazo |
| REE | Reservatórios Equivalentes de Energia |
| UNSI | Usinas Não Simuladas Individualmente |
| DESSEM | Modelo Computacional para Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Curtíssimo Prazo |
| DECOMP | Modelo Computacional para Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Curto Prazo |
| OPEX | Despesas operacionais ou custo marginal de operação (<i>sigla em inglês</i>) - <i>Operational Expenditure</i> |
| NREL | Laboratório Nacional de Energias Renováveis (<i>sigla em inglês</i>) |
| PHSP | Plantas de Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (<i>sigla em inglês</i>) |
| SNG | Gás Natural Sintético |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|------------------------|---|
| Payoff_t | Retorno total da bateria |
| S_t | Remuneração pelo serviço prestado pela bateria |
| B_t | Termo de balanceamento |
| O_t | Custo marginal de operação da bateria |
| Payoff_d | Retorno diário do sistema de baterias |
| W_{dis} | Custo do uso da bateria por unidade de energia entregue |
| $P_{\text{ser,dis,d}}$ | Preço horário diário de energia no momento de venda de energia |
| $P_{\text{bal,cha,d}}$ | Preço horário diário de energia no momento de compra de energia |
| $E_{\text{ser,dis,d}}$ | Energia despachada pelo sistema de baterias durante o horário de alta de preços |
| $E_{\text{bal,cha,d}}$ | Energia comprada pelo sistema de baterias durante o horário de baixa de preços |
| η_{iv} | Eficiência de ida e volta ou total da bateria – Battery roundtrip efficiency |
| O_d | Custo marginal diário do sistema de baterias |
| SoC | Estado da carga da bateria - <i>State of Charge</i> |
| DoD | Profundidade de descarga da bateria - <i>Depth of Discharge</i> |
| € | Moeda oficial da União Europeia - Euro |
| MWh | Megawatt hora |
| MW | Megawatt |
| kW | Quilowatt |
| Wh/kg | Watt hora por quilograma |
| \$/kWh | Dolar estadunidense por quilowatt hora |
| €/MWh | Euro por megawatt hora |
| x | Variável de energia armazenada para estimar o sistema de 6 MWh |
| $W_{\text{DoD Alto}}$ | Estimativa do custo de uso da bateria para sistema de 6 MWh para profundidade de descarga alta |
| $W_{\text{DoD Baixo}}$ | Estimativa do custo de uso da bateria para sistema de 6 MWh para profundidade de descarga baixa |
| G_1 | Estimativa do custo total da bateria para sistema de 6 MWh com base no artigo base |

| | |
|----------------------|---|
| G_1 | Estimativa do custo total da bateria para sistema de 6 MWh com base no artigo alternativo |
| P_{compra} | Preço horário diário de energia no momento de compra de energia |
| P_{venda} | Preço horário diário de energia no momento de venda de energia |
| CM_T | Custo marginal de operação no período de geração de energia (turbina) |
| CM_B | Custo marginal de operação no período de consumo de energia (bomba) |
| η_B | Eficiência da bomba |
| η_T | Eficiência da turbina |
| K | Constante com os custos operacionais para a bomba e a turbina |
| $O\&M_{\text{var}}$ | Operação e manutenção variável da PHSP |
| t_T | Tempo de descarga da turbina |
| t_B | Tempo de descarga da bomba |
| $O\&M_{\text{fixo}}$ | Operação e manutenção fixo da PHSP |
| C_B | Capacidade/Potência da bomba |
| C_T | Capacidade/Potência da turbina |
| C_{SB} | Capacidade do armazenamento/Energia armazenada do reservatório superior (bomba) |
| C_{ST} | Capacidade do armazenamento/Energia armazenada do reservatório inferior (turbina) em |
| V_S | Volume do reservatório superior em m^3 |
| V_I | Volume do reservatório inferior em m^3 |
| Q_B | Vazão da bomba em m^3/s |
| Q_T | Vazão da turbina em m^3/s |
| n | Tempo de vida do projeto em anos |
| H | Altura da queda d'água em metros |
| i_s | Taxa Selic ou taxa básica de juros |
| I_{tot} | Investimento total da planta PHES |
| I_B | Investimento para a bomba |
| I_T | Investimento para a turbina |
| I_{SB} | Investimento no armazenamento superior (bomba) |
| I_{ST} | Investimento no armazenamento inferior (turbina) |

| | |
|-------------------------------|---|
| $\text{Payoff}_{\text{PHES}}$ | Retorno diário do sistema de bombeamento hidráulico |
| Δh | Altura do reservatório em metros |
| g | Aceleração da gravidade em m/s^2 |
| ρ | Massa específica da água em kg/m^3 |
| η_g | Rendimento do motor-gerador no modo gerador |
| η_m | Rendimento do motor-gerador no modo motor |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 17 |
| 1.1 | OBJETIVOS | 19 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 20 |
| 2.1 | ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA | 20 |
| 2.2 | MODELOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 20 |
| 2.2.1 | Sistema de Armazenamento de Energia Elétrico (EES) | 21 |
| 2.2.2 | Sistemas de Armazenamento Mecânico (MES)..... | 24 |
| 2.2.3 | Sistema de Armazenamento Eletroquímico | 27 |
| 2.2.4 | Supercondutores (SMES) | 30 |
| 2.2.5 | Sistema de Armazenamento Químico (CES)..... | 31 |
| 2.3 | CUSTOS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA | 32 |
| 3 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE O MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO..... | 34 |
| 3.1 | VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO..... | 34 |
| 3.2 | MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA BRASILEIRO | 36 |
| 3.3 | CONTEXTO DA GERAÇÃO BRASILEIRA..... | 37 |
| 4 | METODOLOGIA..... | 39 |
| 4.1 | Armazenamento de Energia por Bateria de íon-lítio..... | 40 |
| 4.2 | Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico | 45 |
| 5 | RESULTADOS | 52 |
| 5.1 | Baterias de Íon-Lítio..... | 52 |
| 5.1.1 | Primeira análise das baterias de íon-lítio | 53 |
| 5.1.2 | Segunda análise das baterias de íon-lítio | 58 |
| 5.1.3 | Terceira análise das baterias de íon-lítio..... | 59 |
| 5.1.4 | Quarta análise das baterias de íon-lítio | 60 |
| 5.2 | Bombeamento Hidráulico | 68 |
| 5.2.1 | Primeira análise do bombeamento hidráulico | 70 |
| 5.2.2 | Segunda análise do bombeamento hidráulico..... | 71 |
| 5.2.3 | Terceira análise do bombeamento hidráulico..... | 71 |
| 5.2.4 | Quarta análise do bombeamento hidráulico | 72 |
| 5.3 | Comparação entre as tecnologias analisadas | 73 |
| 6 | CONCLUSÃO | 74 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 75 |

1 INTRODUÇÃO

O uso de energia elétrica nos tempos atuais é constante e necessário para a vida das pessoas. Segundo o relatório divulgado pela Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*), houve um rápido crescimento da demanda global de energia em 2024, aumentando quase 1.100 terawatts-hora no consumo, ou 4,3%, o que representa o dobro da média anual na última década (IEA, 2025). Isso demonstra que a matriz energética global ganha uma expressiva importância para a sociedade. Por outro lado, observa-se a urgência por mudanças significativas para o alcance de níveis aceitáveis de emissões de CO₂ e gases de efeito estufa, afinal, estamos caminhando para um aquecimento global de mais que o dobro do limite acordado em Paris no ano de 2015 (ONU, 2022).

Para isso, as fontes de energia renováveis têm um papel crucial na mudança da matriz energética e redução de impactos ambientais (DUPONT et al., 2015). Em contrapartida, o exercício das fontes eólicas e solares fotovoltaicas (renováveis) estão sujeitas às variações ambientais, como as alterações climáticas e meteorológicas, causando instabilidades na geração (ZAKERIN e SYRI, 2015). Diante disso, com uma maior penetração desse tipo de fonte na matriz energética nacional, o armazenamento de energia torna-se uma alternativa para trazer segurança energética, mitigando intermitências geradas por esses fatores externos (ZAKERIN e SYRI, 2015).

Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), em junho de 2025, 14,4% da geração total de energia no Brasil foi proveniente de micro e minigeração distribuída (majoritariamente solar fotovoltaica de pequeno porte), 14,1% de fazendas eólicas e 7,2% de usinas solares fotovoltaicas de grande porte. Além disso, o relatório projeta para o ano de 2029 um aumento dessas fontes. A expectativa é de que 24% serão de micro e minigeração distribuída e 9% de solares fotovoltaicas de grande porte, além de 13,4% para eólicas (ONS, 2025). Nesse sentido, é fundamental que exista uma demanda maior para usos de armazenamento no país, especialmente pelo cenário de pouca regulamentação sobre essa tecnologia.

Pensando nas tecnologias de armazenamento, as baterias de íon-lítio, em particular, destacam-se por suas vantagens técnicas, como alta densidade de energia, eficiência de carga e descarga, versatilidade em aplicação, desde celulares até geração de energia (ANEKE e WANG, 2016). Esse tipo de bateria possui uma capacidade superior de armazenar grandes quantidades de energia em um espaço

relativamente pequeno. No entanto, essas células eletroquímicas também apresentam desafios significativos, incluindo altos custos de produção, degradação ao longo do tempo, riscos de segurança (como incêndios e explosões), e impactos ambientais associados à mineração e ao descarte dos materiais utilizados em sua fabricação (KRISHNAN e GOPAN, 2024).

Em paralelo, as Plantas de Armazenamento por Bombeamento Hidráulico (PHSP) também são uma alternativa para planejar a expansão do sistema nacional de energia, depois de décadas sem ser o foco (VILANOVA; FLORES; BALESTIERI, 2020). O Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (PHES) auxilia na mudança do tempo de energia (*time-shifting*), possui uma longa vida útil (entre 50 e 100 anos), alta eficiência de ida e volta (*round-trip efficiency*) entre 70-87% e tem baixo custo de manutenção (ALI et al., 2021). Logo, essa tecnologia pode ser uma opção viável economicamente e sustentável para a expansão do sistema de fornecimento de energia, alinhado com outras fontes alternativas (VILANOVA; FLORES; BALESTIERI, 2020).

Nesse sentido, o presente trabalho parte da premissa de que analisar a competitividade das tecnologias de armazenamento disponíveis é uma etapa fundamental para pensar políticas públicas, planejamento energético e investimentos. Assim, adota-se como estudo de caso a análise do retorno diário e total, expresso em euro (€), uma vez que os estudos utilizados como referência apresentam os resultados nessa moeda, considerando dois sistemas de armazenamento: baterias de íon-lítio e bombeamento hidráulico. A proposta visa comparar seus custos totais ao longo do ciclo de vida e sua viabilidade econômica, no contexto da transição energética brasileira.

Com base nesse problema, a metodologia adotada parte de uma revisão bibliográfica ampla e culmina em um estudo baseado em modelos matemáticos propostos na literatura, no qual são calculados os retornos diários e totais para cada tecnologia com base no preço horário da energia divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou seja, o preço de energia brasileiro aplicado ao mercado livre de energia nacional, em parâmetros reais de investimento, operação e vida útil.

1.1 OBJETIVOS

Realizar uma análise comparativa da viabilidade econômica do uso de baterias de íon-lítio (BESS) e bombeamento hidráulico (PHES) para armazenamento de energia elétrica com base no preço horário do sistema brasileiro de energia (PLD) e suas implicações no mercado.

Para tanto foram estabelecidos como objetivos específicos:

- Levantar informações de preços de energia elétrica e de cotações do euro nos últimos 7 anos;
- Pesquisar informações de custos de instalação, de equipamentos e de operação e manutenção de sistemas de armazenamento de energia em baterias íon-lítio (BESS) e de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico (PHES);
- Elaborar/Adaptar, da literatura pesquisada, metodologias de avaliação da remuneração econômica dos sistemas de armazenamento escolhidos para este estudo;
- Analisar e avaliar diferentes cenários de armazenamento considerando custos, retornos de investimento e tempo de vida.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O conceito de armazenamento de energia (AE) tem como principal objetivo a conversão da energia elétrica em outra forma de energia que possa ser armazenada, como química, mecânica ou térmica, em um processo denominado carregamento. Posteriormente, durante o descarregamento, essa energia armazenada é reconvertida em energia elétrica para ser utilizada conforme a demanda (BUENO e BRANDÃO, 2015). Um bom exemplo são as baterias (células eletroquímicas) de celulares e veículos, que fazem a conversão da energia elétrica em química por meio de reações de oxirredução, e que quando demandadas, reconvertem a energia em elétrica.

Para Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND), como eólicas e solares fotovoltaicas, o armazenamento de energia serve como “garantidor” de um suprimento contínuo de potência mesmo quando há baixa disponibilidade ou insegurança da fonte (BUENO e BRANDÃO, 2015).

Os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE) são promissores e rentáveis, uma vez que permitem benefícios como a diminuição da dependência de usinas de fontes convencionais. Ademais, os SAE permitem uma entrega de energia com espaçamento de tempo, ou seja, quando a demanda não está sincronizada com a oferta. Conseqüentemente, possibilitam o suprimento de consumos em períodos distintos da geração. Essa característica faz com que excedentes de Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND) inexplorados possam ser mais bem aproveitados e aumentem a penetração mundial dessas fontes renováveis (BUENO e BRANDÃO, 2015).

Portanto, o Armazenamento de Energia (AE) melhora a eficiência global da cadeia de produção enquanto reduz plantas de geração de alto custo e alta emissão de gases de efeito estufa (principalmente CO₂), aliviando o congestionamento da rede, além de suavizar as flutuações de tensão e frequência, bem como garantindo confiabilidade e segurança na rede (GALLO et al, 2016).

2.2 MODELOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de armazenamento de energia são classificados como do tipo elétrico, térmico, mecânico, químico e eletroquímico (GALLO et al., 2016). Assim,

os processos que acumulam a eletricidade, convertendo-a por meio de outras formas de energia e retornando-a de volta ao seu estado primário quando demandado, podem ser chamados de Armazenamento de Energia Elétrica (EES – *Electrical Energy Storage*).

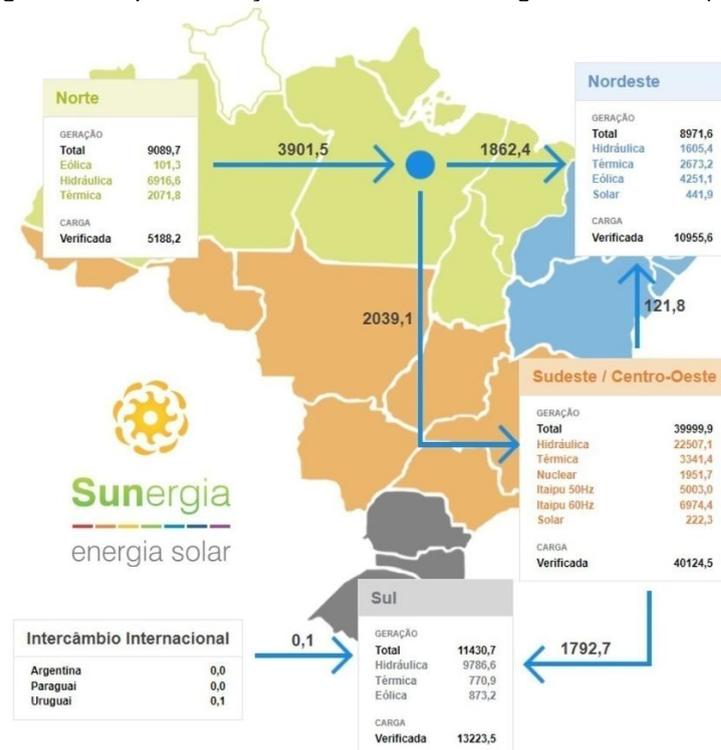
Nesses processos existem três subcategorias, sendo a primeira o armazenamento de energia mecânica. Este tipo utiliza por meio das energias cinéticas e/ou potenciais processos como compressão, bombeamento, rotação, expansão, entre outros com a finalidade de guardar a energia. Outra subcategoria é a eletroquímica (*Electrochemical Energy Storage*), que realiza o armazenamento de energia por meio de reações do tipo redox. Por fim, a subcategoria de armazenamento de energia por eletricidade, que abrange os processos de acumular a energia por meio de campo elétrico (potencial eletrostático) ou campo magnético (potencial magnético ou eletrodinâmico).

Os processos que utilizam eletricidade para produzir combustíveis gasosos ou líquidos é classificado como sistema de armazenamento químico (CES – *Chemical Energy Storage*), sendo o mesmo utilizado em casos que se faz o uso da energia solar para gerar esses compostos (GALLO et al., 2016). Um exemplo promissor é o hidrogênio verde, que vem sendo considerado como o combustível do futuro. Dentre suas principais vantagens destaca-se a possibilidade de armazená-lo em um local e transportá-lo para outro, o que permite a dissociação entre os pontos de geração e de consumo de energia (MEC, 2023).

2.2.1 Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (EES)

No contexto brasileiro, a energia elétrica é uma forma muito rápida e de fácil obtenção devido ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma vez que 99,8% da população tem acesso (IBGE, 2019). O SIN possui quatro subsistemas (Figura 1): Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e boa parte da região Norte. O intercâmbio de energia entre essas regiões é proporcionado pela interligação dos sistemas elétricos, via malha de transmissão (ONS, 2022).

Figura 1. Esquemática do Sistema Interligado Nacional (SIN).

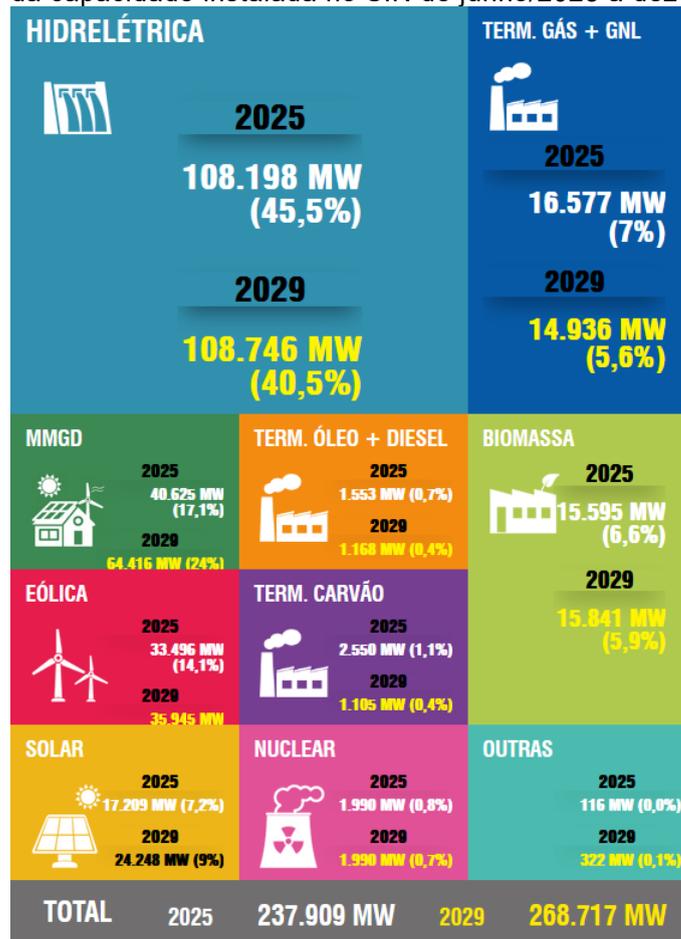


Fonte: Adaptado de Sunergia (2018).

Atualmente, as plantas de potência que concentram a maior parte da produção da energia elétrica ficam longe do consumidor final (ANEKE e WANG, 2016). Para que a população tenha acesso e fornecimento garantido, o nivelamento da carga é usualmente baseado entre o balanço energético de oferta e demanda, no qual é realizado o despacho de energia de usinas hidrelétricas ou térmicas quando há uma diferença do que é gerado e consumido. Por ser um sistema interligado, há a possibilidade de intercâmbio de energia entre regiões, desse modo, evitando apagões ou baixa disponibilidade.

Utilizam-se também curvas históricas de tendência para prever o comportamento de um certo período. Desse modo, é possível avaliar como a geração é afetada pela sazonalidade do clima, já que em junho de 2025, 45,5% da capacidade instalada no país era por fonte hidrelétrica, conforme mostra a Figura 2 (ONS, 2025).

Figura 2. Evolução da capacidade instalada no SIN de junho/2025 a dezembro/2029.



Fonte: ONS 2025

Com o aumento da descentralização e diversificação da matriz energética nacional, há um incentivo cada vez maior para Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND), tais como solar fotovoltaica e eólica. Por isso, ambas estão cada vez mais presentes na rede. Entretanto, estas dependem das condições meteorológicas e climáticas, uma vez que nem sempre há a disponibilidade de fluxo de vento ou mesmo irradiação solar com potencial de geração, causando assim instabilidades no sistema.

Pensando nisso, o armazenamento de energia elétrica (EES) torna-se crucial, pois permite converter a eletricidade em uma forma mais estável de energia e, quando necessário, transformá-la novamente em eletricidade. Essa estabilidade é especialmente importante no momento do descarregamento de energia armazenada, garantindo uma maior confiabilidade no fornecimento (ANEKE e WANG, 2016).

2.2.2 Sistemas de Armazenamento Mecânico (MES)

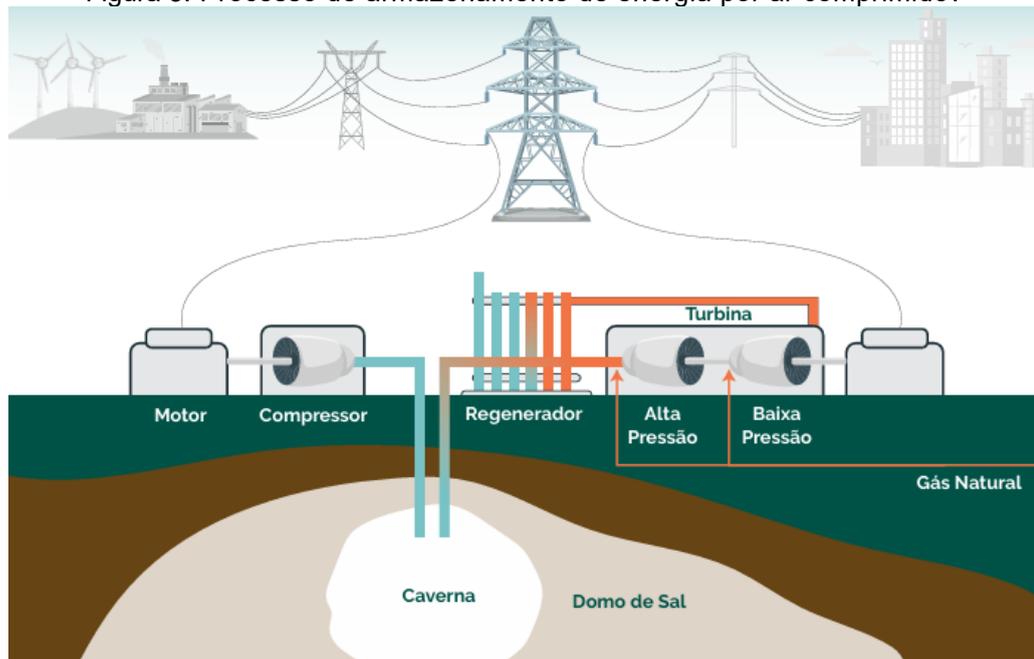
São sistemas eletromecânicos que convertem energia elétrica em energia mecânica, as quais são fáceis de armazenar, por exemplo: Volante de Inércia (*Flywheels*), Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (PHES – *Pumped Hydro Energy Storage*), Armazenamento de Energia por Ar comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), Armazenamento de Energia por Gravidade (GES – *Gravity Power Module*). Vale ressaltar que essas tecnologias possuem diferentes estágios de maturidade: CAES estão em fase de desenvolvimento/comercial, PHES são maduras, Volantes de Inércia possuem aplicabilidade comercial e, por fim, o mais recente armazenamento de energia por gravidade (GES) que ainda está na fase de conceito (OLABI et al., 2021).

2.2.2.1 Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES)

Para sistemas de armazenamento por ar comprimido, como o próprio nome sugere, o ar é comprimido em cavernas, minas abandonadas ou mesmo aquíferos, quando há excesso de energia disponível. A sua utilização posterior depende de um aquecimento prévio deste ar pressurizado que retorna à superfície, movimentando eixos de turbinas e geradores, ocorrendo quando há a demanda energética (Figura 3). Entretanto, nem sempre há essas formações geológicas, então é possível utilizar também tanques de aço subterrâneos mantendo altas pressões (KOOHI-FAYEGH e ROSEN, 2020).

Armazenamento de energia por ar comprimido pode ser economicamente atrativo devido à sua capacidade de *Shift Time* do uso da energia e balancear os efeitos da energia intermitente das fontes renováveis na rede (ANEKE e WANG, 2016). A primeira planta de larga escala foi construída em 1978, na cidade de Huntorf na Alemanha, com capacidade de 290 MW e, posteriormente, em 2016, sua capacidade instalada foi aumentada para 321 MW. A segunda, construída em 1991 em McIntosh nos Estados Unidos, apresenta a capacidade de 110 MW. Além dessas plantas citadas, vários outros tipos de CAES foram propostos e investigados nos últimos anos. Esses sistemas de CAES, recentemente desenvolvidos, eliminam o uso de combustíveis fósseis, atuando como uma tecnologia limpa para apoiar o desenvolvimento de fontes de energia renovável (CHEN et al., 2023).

Figura 3. Processo de armazenamento de energia por ar comprimido.



Fonte: MEC (2023).

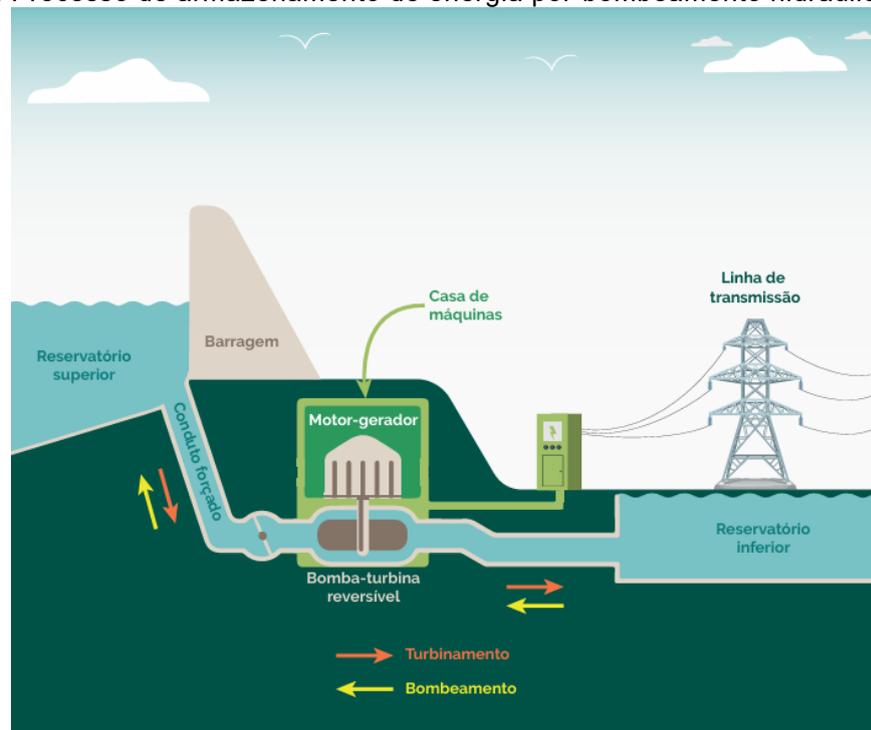
2.2.2.2 Sistema de Armazenamento por Bombeamento Hidráulico (PHES)

O Sistema de armazenamento por bombeamento hidráulico é o mais maduro e amplamente utilizado, representando cerca de 99% das instalações de armazenamento de energia global de larga escala. Essa tecnologia faz o uso da diferença de altura entre reservatórios e gravidade para guardar a energia, bombeando a água para o reservatório superior no período de fora ponta ou baixa demanda. Dessa forma, quando há a necessidade da energia, a água é liberada passando pelas turbinas hidrelétricas e gerando energia elétrica (Figura 4). Em 2016, o PHES representava cerca de 95,2% da potência instalada do mundo (193,1 GW), existindo cerca de 352 usinas reversíveis em operação. Esse tipo de armazenamento possui uma eficiência entre 75% a 85% e, além disso, apresentam vida útil e custo capital parecidos com projetos de geração hidroelétrica (SERRA et al., 2016).

Embora o Brasil possua 4 usinas reversíveis, criadas no século passado, com capacidade inferior a 200 MW, hoje não há um estímulo para a instalação de mais usinas como essas, pois o conceito foi abandonado na década de 1970 devido as usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão serem projetados para atender o pico de consumo. Entretanto, o setor elétrico passa por mudanças, tais como o período de ponta que se tem expandido por consequência das alterações climáticas, bem como alterações no modo de consumir a energia (SERRA et al., 2016).

Além disso, devido a problemas ambientais decorrentes da divergência no uso das dimensões físico-naturais e territoriais, que influenciam diretamente a distribuição, as técnicas de utilização e o acesso à água, é considerável que os impactos se estendem tanto à área inundada pelo reservatório quanto aos riscos associados às obras, impondo uma reestruturação territorial ao comprometer o uso da terra e provocar o deslocamento ou expulsão de populações locais (OLIVEIRA JUNIOR et al., 2024).

Figura 4. Processo de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico.



Fonte: MEC (2023).

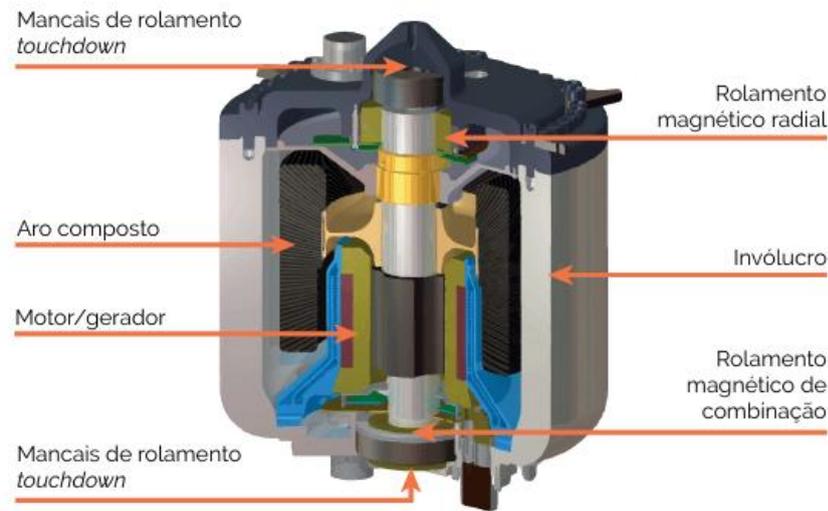
2.2.2.3 Volante de Inércia (FES)

Sistemas de armazenamento de energia por volante de inércia são sistemas que utilizam o momento de inércia para gerar energia cinética. Para isso, é necessário uma velocidade angular elevada e massas gigantes. Em um container especial, o motor/gerador acelera a massa em altas velocidades angulares no processo de carga (Figura 5). Já para a descarga, ocorre a desaceleração da massa devolvendo assim a energia ao sistema de potência (BUENO e BRANDÃO, 2015).

Porém, esse tipo de tecnologia não é capaz de reter por longos períodos a energia, tendo a aplicabilidade mais adequada a demandas que precisem de altos picos de potência por curtos intervalos de tempo, com elevado número de ciclos de

carga e descarga (BUENO e BRANDÃO, 2015).

Figura 5. Componentes de um sistema de armazenamento através de volante de inércia.



Fonte: MEC (2023).

2.2.3 Sistema de Armazenamento Eletroquímico

As baterias e capacitores são capazes de armazenar electroquimicamente a energia elétrica, sendo uma tecnologia bem conhecida e madura, principalmente as baterias de íon-lítio. Capacitores são capazes de armazenar energia com alta tensão e elevada densidade energética, ao passo que as baterias, embora apresentem alta densidade energética, operam geralmente com baixa tensão. Há uma gama de variedades quanto a composição das baterias, sendo elas feitas por íon-lítio, como mencionado anteriormente, sódio-sulfato, ácido de chumbo, níquel-cádmio, entre outras. Já os capacitores possuem três classificações primordiais: eletrostático, eletrolítico e eletroquímico. Para os capacitores eletroquímicos, os supercapacitores (SCs) e/ou os ultracapacitores (UCs) possuem a melhor capacitância por unidade de volume por conta da estrutura porosa do eletrodo (KOOHI-FAYEGH e ROSEN, 2020).

As baterias de íon-lítio tem um papel fundamental no âmbito do armazenamento de energia. Sua popularidade e uso tem sido crucial para uma mudança em várias matrizes, como a automobilística, com carros elétricos e híbridos, celulares e plantas de geração de energia. A sua aplicabilidade diversa se dá, principalmente, pela densidade energética (energia por unidade de volume) e alta energia específica (energia por unidade de massa) (KOOHI-FAYEGH e ROSEN, 2020).

2.2.3.1 Baterias Convencionais

As baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) são conhecidas e usadas há muitos anos, sendo amplamente aplicadas na indústria, principalmente na automotiva e em diferentes funcionalidades no campo do armazenamento de energia. Essa tecnologia possui uma eficiência entre 70% e 80%, chegando em alguns casos a 90% dependendo do design avançado. Entretanto, possui baixo ciclo de vida, entre 400 e 1000 ciclos, e baixa energia específica (30 – 50 Wh/kg) (GALLO et al, 2016).

Já as baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd) possuem uma aplicação para o armazenamento de energia em concessionárias de eletricidade, sendo o níquel empregado no eletrodo positivo e o cádmio no eletrodo negativo. Essas tecnologias também apresentam maturidade, mas possuem custo mais elevado em relação às de chumbo-ácido, embora o seu uso foi limitado por questões ambientais relacionadas com o cádmio. No setor elétrico são utilizadas em sistemas de iluminação de emergência, *back-up*, fornecimento ininterrupto de energia, com uma eficiência na faixa de 60%-70% (SERRA et al, 2016).

2.2.3.2 Baterias de Íon-Lítio

As baterias de íon-lítio têm revolucionado a forma como armazenamos e utilizamos energia, transformando diversos segmentos da indústria e impulsionando a transição para um futuro mais sustentável. Presentes em celulares, equipamentos médicos e outros dispositivos, esses sistemas oferecem alta densidade energética, podendo alcançar até 300 Wh/kg, longa vida útil (acima de 2000 ciclos) e rápida capacidade de carga e descarga, o que as torna ideais para uma ampla variedade de aplicações (HASAN et al., 2025)

Essas baterias impactaram significativamente os eletrônicos portáteis, os veículos elétricos e os sistemas de armazenamento de energia em larga escala. Sua capacidade de armazenar energia de forma eficiente e fornecê-la sob demanda tem sido fundamental para o avanço da integração das fontes renováveis, a redução das emissões de gases de efeito estufa e o aumento da resiliência energética (HASAN et al., 2025).

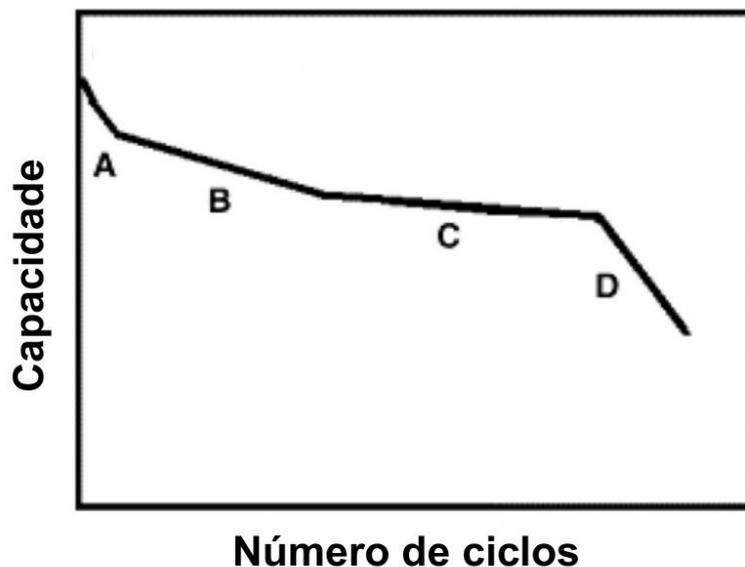
Existem três conceitos importantes referentes as baterias: profundidade de descarga (DoD – *Depth of Discharge*), estado da carga (SoC – *State of Charge*) e o envelhecimento e degradação dos materiais (desgaste do uso). A profundidade de

descarga é a porcentagem da capacidade total descarregada em cada ciclo. Quando a bateria é descarregada até níveis muito baixos, próximos ao seu limite, sua vida útil tende a ser reduzida. Em contrapartida, limitar a profundidade de descarga, por exemplo, mantendo a operação entre 20% e 80% da capacidade total, contribui para preservar o desempenho ao longo do tempo. Por isso, adotar uma profundidade de descarga moderada é uma prática recomendada para aumentar a durabilidade das baterias de íon-lítio (VARGAS, 2024).

O estado da carga (SoC) de uma bateria representa a quantidade de carga restante em relação a sua capacidade máxima, expressa como porcentagem. Ou seja, o estado da carga mostra quanto há de energia disponível na bateria (VARGAS, 2024).

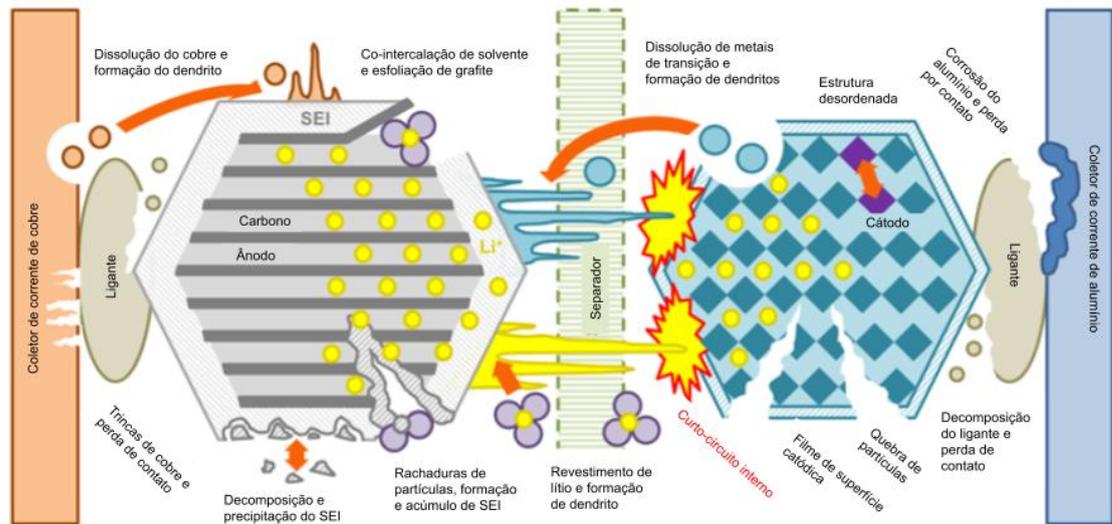
Por fim, o desgaste das baterias de íon-lítio é influenciado por diversos mecanismos físicos e químicos que afetam diferentes componentes da célula, incluindo o eletrólito, os eletrodos, o separador e os coletores de corrente. Esse processo de desgaste exibe um comportamento que se assemelha a uma função exponencial conforme evidenciado na Figura 6 (XU et al., 2016). Uma análise mais aprofundada das causas mais comuns de desgaste em baterias de íon-lítio pode ser encontrada na Figura 7 (BIRKL et al., 2017).

Figura 6. Comportamento geral da degradação da capacidade de uma bateria de Íon-Li



Fonte: Adaptado de B. Xu et al. (2016).

Figura 7. Mecanismos de degradação de uma bateria de Íon-Li



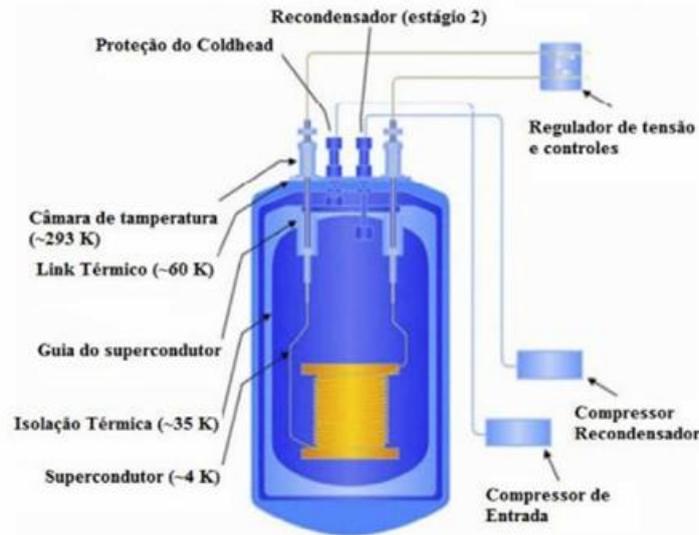
Fonte: Adaptado de C.R. Birkl et al. (2017).

No entanto, embora pesquisas contínuas venham sendo realizadas sobre o uso das baterias de íon-lítio em aplicações futuras, há restrições significativas para sua adoção em grande escala, principalmente devido à escassez de recursos de lítio e às preocupações com a segurança. A escassez global desse recurso e a possibilidade de seu esgotamento, levantam dúvidas sobre a viabilidade dessa tecnologia a longo prazo. Nesse contexto, a viabilidade econômica da reciclagem e a exploração de outras fontes de energia tornam-se essenciais, especialmente diante da possibilidade de flutuações nos preços (HASAN et al., 2025). Outro fator que limita o uso das baterias de íon-lítio em equipamentos de maior porte é sua fragilidade com a temperatura, em caso de superaquecimento, reduz-se bastante seu ciclo de vida (ANEKE e WANG, 2016).

2.2.4 Supercondutores (SMES)

A energia é armazenada com base no princípio eletrodinâmico, em que o campo magnético criado pelo fluxo de uma corrente no filamento do supercondutor é mantido abaixo da temperatura crítica (GUNEY e TEPE, 2017). Apesar do sistema requerer uma quantidade considerável de energia para manter as condições criogênicas, a eficiência em aplicações comerciais é alta, de ordens de MW (ANEKE e WANG, 2016). A Figura 8 mostra um exemplo de um supercondutor usado para armazenamento de energia.

Figura 8. Diagrama do sistema de supercondutores magnéticos (SMES)



Fonte: Adaptado de Instituto Acende Brasil (2024).

2.2.5 Sistema de Armazenamento Químico (CES)

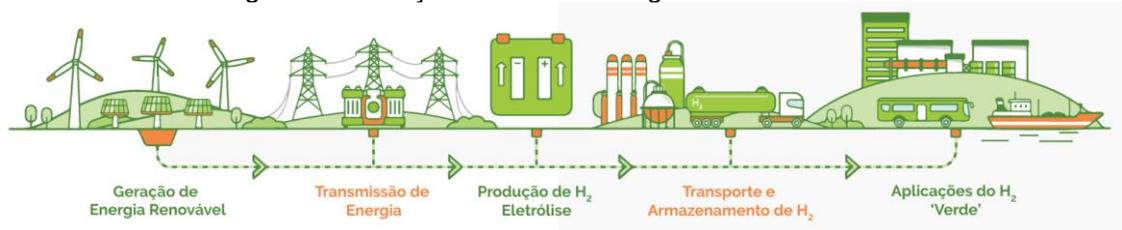
A energia química pode ser guardada por meio de ligações de átomos e moléculas geradas por reações químicas. Por exemplo, os combustíveis são a forma dominante de armazenamento de energia tanto em geração elétrica e energia de transporte. Os combustíveis mais comuns são: carvão, gasolina, diesel, gás natural, biodiesel, álcool, propano, butano, hidrogênio, etanol, GLP. Todas essas substâncias mencionadas são convertidas de energia térmica e mecânica em energia elétrica, utilizando motores como o principal equipamento (GUNEY e TEPE, 2017).

O armazenamento de energia química foca no hidrogênio e no gás natural sintético (SNG) como vetores energéticos secundários. Além desses, os combustíveis derivados da biomassa também podem ser considerados como formas de armazenamento de energia química. O CES é uma forma viável para guardar grandes quantidades de energia por um longo período. Por outro lado, essa energia armazenada pode ser solta por meio de reações de transferência de elétron para a produção direta de eletricidade (GUNEY e TEPE, 2017).

O armazenamento de energia por hidrogênio (HES) consiste também em produzi-lo a partir de fontes primárias, como eólica, solar, biomassa ou até mesmo fontes hidráulicas secundárias, utilizando o excedente energético para fazer a eletrólise e com isso, gerar o hidrogênio que é armazenado e posteriormente

convertido em energia elétrica em células a combustível (Figura 9) (SERRA et al, 2016). Existem várias problemáticas e desafios envolvendo essa tecnologia, por ser um gás em que o átomo é leve e de baixa viscosidade, por exemplo, ele acaba atravessando barreiras que seriam capazes de reter outros gases. Além disso, em contato com o ar, o hidrogênio é explosivo em concentrações entre 10% a 90% (BUENO e BRANDÃO, 2015).

Figura 9. Produção e uso do hidrogênio verde.



Fonte: MEC (2023).

2.3 CUSTOS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Há várias vantagens e desafios existentes na aplicação das tecnologias de armazenamento de energia, algumas delas supracitadas. Os custos desses sistemas são muitas vezes dependentes da aplicação dos mesmos (KOOHI-FAYEGH e ROSEN, 2020). No Brasil, não há uma literatura vasta quanto a esse tópico e por isso os custos estão em dólar estadunidenses.

Além disso, os valores de investimento dessas tecnologias variam com a localização, tipo de construção e tamanho, bem como o custo de matéria-prima, como é o caso do gás natural. Nos casos dos CAES, por exemplo, podem variar o custo de aplicação de \$1/kWh em uma caverna de sal para até \$30/kWh para uma mina abandonada, dependendo da complexidade geológica (KOOHI-FAYEGH e ROSEN, 2020).

A Tabela 1 a seguir faz um compilado dos valores para investimento de cada sistema de armazenamento de energia, além de outras informações gerais.

Tabela 1. Custos das tecnologias de Armazenamento de Energia.

| Tipo de Armazenamento | Densidade de potência (por volume) (kW/m ³) | Densidade de energia (por volume) (kWh/m ³) | Densidade de energia (por massa) (Wh/kg) | Eficiência do ciclo (%) | Tempo de vida (ciclos) | Investimento (por potência) (USD\$/kW) | Investimento (por energia) (USD\$/kWh) |
|--|---|---|--|-------------------------|---------------------------------------|--|--|
| Bombeamento Hidráulico | 0,1 - 0,2 | 0,2 - 2 | 0,2 - 2 | 65 - 85 | > 0,5 x 10 ⁴ | 500 - 4.600 | 5 - 100 |
| Ar comprimido | 0,2 - 0,6 | 2 - 6 | 30 - 60 | 41 - 75 | > 10 ⁴ | 400 - 800 | 1 - 30 |
| Capacitores | > 100.000 | 2 - 10 | 0,05 - 5 | 60 - 70 | > 5 x 10 ⁴ | 200 - 400 | 500 - 1.000 |
| Supercapacitores | 40.000 - 120.000 | 10 | 1 - 5 | 90 - 100 | < 10 ⁶ | 100 - 300 | 300 - 2.000 |
| Baterias | | | | | | | |
| Íon-lítio | 1.300 - 10.000 | 300 - 750 | 100 - 300 | 85 - 98 | 500 - 10 ⁴ | 1.200 - 4.000 | 100 - 2.500 |
| Cumbo-ácido | 90 - 700 | 50 - 80 | 30 - 45 | 65 - 80 | 250 - 1.500 | 300 - 600 | 200 - 400 |
| NiCd | 40 - 140 | 15 - 150 | 10 - 80 | 60 - 90 | 300 - 10 ⁴ | 1.500 - 5.000 | 800 - 1.500 |
| NaS | 120 - 160 | 150 - 300 | 100 - 250 | 70 - 85 | 2.500 - 4.500 | 1.000 - 3.000 | 300 - 500 |
| VRB | 0,5 - 2 | 20 - 70 | 15 - 50 | 60 - 75 | > 10 ⁴ | 600 - 1.500 | 150 - 1.000 |
| Magnético | 2.600 | 6 | 0,5 - 5 | 75 - 80 | > 10 ⁵ | 130 - 515 | 1.000 - 10.000 |
| Volante de Inércia | 5.000 | 20 - 80 | 5 - 100 | 80 - 90 | 2 x 10 ⁴ - 10 ⁷ | 300 - 1.000 | 3000 - 6.000 |
| Célula de combustível de hidrogênio | > 500 | 500 - 3.000 | 800 - 10.000 | 20 - 50 | > 1.000 | 500 - 10.000 | N/A |
| Térmico | > 500 | 80 - 500 | 80 - 250 | 30 - 60 | > 1.000 | 200 - 300 | 3 - 60 |

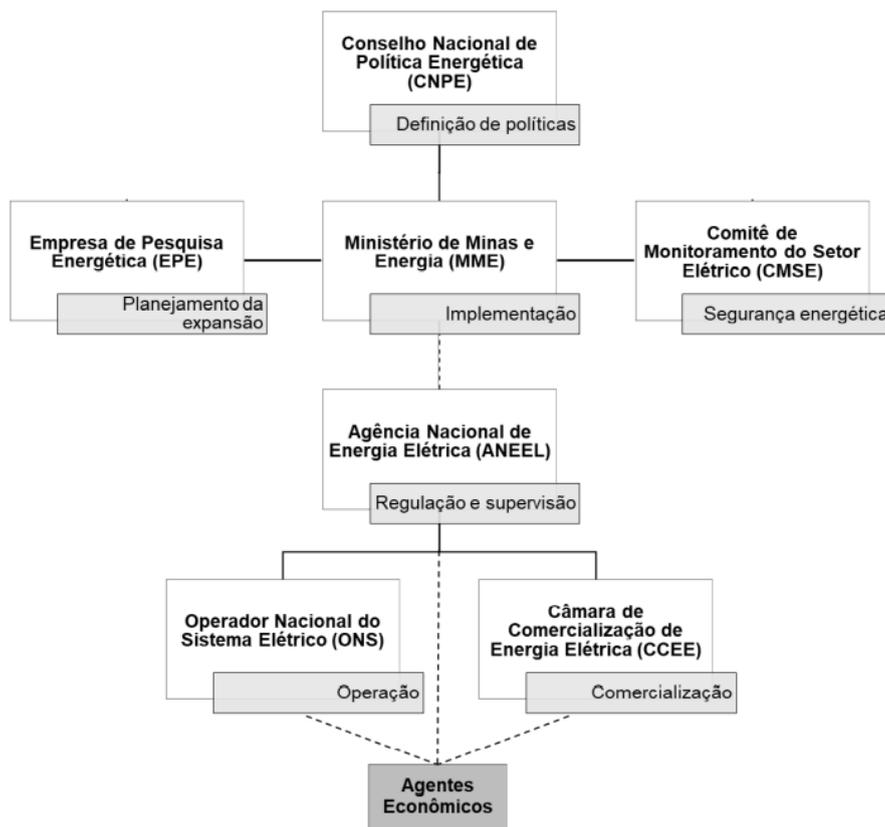
Fonte: Adaptado de Koohi-Fayegh e Rosen (2020).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE O MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

3.1 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo regulatório atual foi implementado no Brasil a partir de 2004, com o objetivo das seguintes características aos serviços de energia elétrica: confiabilidade de suprimento, devido aos apagões na década de 1990 que necessitavam de um sistema confiável na entrega de energia, acesso universal atendendo a toda a população brasileira até os lugares mais remotos e, por fim, modicidade tarifária (TOLMASQUIM, 2015). Para isso, foram criados diversos órgãos para definir uma estrutura organizada (Figura 10) de modo que cada um tivesse uma função definida.

Figura 10. Fluxograma dos autores do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).



Fonte: Adaptado de Prado (2021).

O Ministério de Minas e Energia (MME) é um órgão vinculado ao governo brasileiro que tem a incumbência de implantar as políticas energéticas formuladas pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), assim, o ministério tem a função central no planejamento do setor. Já a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma

empresa público-privado encarregada de fazer pesquisas e estudos relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com foco em sua expansão. Por fim, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também ligado ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem o papel de monitorar permanentemente o suprimento energético com foco na manutenção da confiabilidade do sistema, visto que hoje o Brasil opera num sistema de consumo e geração contínuo, em que a energia gerada tem de ser consumida, não havendo armazenamento (CCEE, 2021c, TOLMASQUIM, 2015, PRADO, 2021).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia que reporta em especial ao MME, tem autonomia política e a função de fiscalizar e regular as atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e dos agentes econômicos. A CCEE e o ONS são fundações privadas sem fins lucrativos que empenham atividades de interesse público. A primeira tem como papel regular e operacionalizar a comercialização de energia, já o segundo tem como função coordenar a operação do sistema em termos de planejamento, além de operacionalizar em tempo real a demanda energética e estar em contato com os agentes (CCEE, 2021c, TOLMASQUIM, 2015, PRADO, 2021).

Por fim, os agentes econômicos são tanto empresas estatais e privadas que prestam serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, quanto os consumidores finais da cadeia de fornecimento elétrico. A transmissão e distribuição fica a cargo de concessões e regulamentações, tendo monopólio natural, atuando apenas uma única empresa. Já a comercialização e geração são ambientes competitivos (FERREIRA, OLIVEIRA, et al., 2015).

Um ponto a se ressaltar quanto a geração é a diversidade de fontes, visando a conversão de energia elétrica da forma primária em secundária. Essa energia pode ser proveniente de termelétricas e grandes hidráulicas, sendo consideradas convencionais, ou por fontes alternativas como eólica, solar fotovoltaica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), entre outras, chamadas de incentivadas. A energia elétrica gerada é transmitida pela malha de alta tensão até centros de consumo e, posteriormente, por redes de média e baixa tensão até os consumidores finais (PRADO, 2021).

3.2 MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA BRASILEIRO

Existem no Brasil dois tipos de ambiente de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que participam os agentes de geração e distribuição, sendo as atividades de compra e venda realizadas por meio de leilões, com o intuito de suprir as necessidades dos consumidores cativos. Nesse modelo, os contratos firmados podem ser das seguintes modalidades: por quantidade ou por disponibilidade (CCEE, 2021).

O segundo é o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que agrega geradores, comercializadores, importadores e consumidores livres e especiais. Neste ambiente, ocorre a livre comercialização entre as partes de forma bilateral. Desde janeiro de 2024, todos os consumidores conectados na alta e média tensão, conhecidos como Grupo A, podem optar por migrar ao mercado livre, sendo necessária uma carga mínima de 500 kW (CCEE, 2025).

A dinâmica particular do mercado livre de energia no Brasil também segue a lógica do mercado de dia seguinte, no qual o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PLD representa o valor atribuído à energia elétrica produzida, mas não contratada previamente pelos agentes do mercado. Seu cálculo é baseado em um conjunto complexo de variáveis técnicas e econômicas que refletem as condições operacionais do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dada a predominância das usinas hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, o modelo de formação do PLD precisa ponderar, de forma estratégica, entre o benefício imediato da geração hidráulica e o benefício futuro do armazenamento de água nos reservatórios, especialmente pela economia que esse recurso pode proporcionar em relação ao uso de usinas termelétricas. Nesse contexto, o PLD busca equilibrar os custos operacionais de curto prazo com a segurança energética de longo prazo, levando em consideração elementos como as condições hidrológicas, os preços de combustíveis, a demanda prevista, a disponibilidade de geração e transmissão, os custos associados ao déficit de energia e a inserção de novos empreendimentos no sistema (CCEE, 2025).

Além disso, o cálculo do PLD define, para cada submercado: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro-Oeste (SE) e Sul (S), e para cada período, a combinação ideal entre geração hidráulica e térmica, com base nos chamados Custos Marginais de Operação (CMO). Vale ressaltar que, para efeito de precificação, o

modelo desconsidera restrições elétricas internas que não impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados, o que permite a uniformização do preço dentro de cada região. Por se basear em projeções, o modelo considera dados declarados anteriormente à operação real do sistema, como a disponibilidade de geração e o consumo estimado, o que confere ao PLD um caráter eminentemente preditivo. Assim, ele reflete uma precificação prospectiva, formulada com base em um cenário ideal de operação do sistema elétrico nacional (CCEE, 2025).

3.3 CONTEXTO DA GERAÇÃO BRASILEIRA

O Brasil possui uma gama diversa de geração de energia com várias fontes, entre elas a solar fotovoltaica, biomassa, hidráulica, eólica, cogeração qualificada e termelétricas. Existem duas classificações de energia: incentivada (especial e não especial), que é aquela que dá o desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e/ou distribuição (TUST e TUSD), e convencional, que não dá esse direito. Vale ressaltar que, atualmente, não há limites para comercialização de energia incentivada (CCEE, 2021).

Para enquadrar um empreendimento (usina) é necessário saber a origem da fonte, a potência injetada e a data de outorga ou participação do leilão. A partir desses critérios é possível saber qual o tipo de energia a usina poderá comercializar. As informações podem ser conferidas na Figura 11 (CCEE, 2021).



Fonte: Adaptado de CCEE (2021).

Outro fator importante é a lei 14.300/22 que institui o marco legal de micro e minigeração de energia. A lei define que microgeradores são aqueles que geram por fontes renováveis, como: eólica, biomassa, solar, entre outras, com uma potência de até 75 kW de energia em suas unidades consumidoras (telhados, terrenos, sítios e condomínios). Já os minigeradores são os que geram entre 75 kW e 100 kW de energia pelas mesmas fontes supracitadas. A legislação também estabelece uma etapa de transição para a cobrança de tarifas do uso dos sistemas de distribuição por parte desses agentes. A tarifa será sobre a diferença, se caso for positiva, entre o consumido e o gerado (CAMARA DOS DEPUTADOS, 2022).

4 METODOLOGIA

O intuito desse estudo é realizar uma análise de viabilidade econômica, em diferentes cenários, dos sistemas de armazenamento de energia por baterias de íons-lítio e bombeamento hidráulico, visando à sua aplicabilidade no contexto nacional. Essa análise é fundamental para avaliar se as tecnologias com base no preço horário da energia, conhecido como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), constitui uma solução técnica e economicamente viável.

A opção por essas duas formas de armazenamento de energia justifica-se pelo grau de maturidade em comparação às demais tecnologias. As baterias de íons-lítio, por exemplo, possuem ampla aplicabilidade, desde celulares até sistemas de geração de energia em larga escala. Já o bombeamento hidráulico destaca-se como a tecnologia mais consolidada, com aplicação global desde o século passado (OLABI et al., 2021).

Assim, este capítulo tem como objetivo apresentar as características técnicas das baterias de íon-lítio e dos sistemas de bombeamento hidráulico, atualmente consideradas tecnologias com maturidade tecnológica e respaldo científico. Ao todo, serão apresentadas oito configurações de baterias, classificadas de acordo com sua profundidade de descarga e o tempo de despacho energético, além de um sistema de bombeamento hidráulico com capacidade de 30 MW.

Diversas fontes foram fundamentais na construção do modelo de análise. No que tange o sistema de baterias de íon-lítio, foi utilizado um estudo que demonstra o potencial de utilização dos BESS nos principais mercados europeus, propondo um modelo geral de retorno financeiro que representa a flexibilidade operacional desses sistemas (HU et al., 2022). Além disso, um outro estudo faz uma análise dos custos envolvidos no BESS e projeções de custos até 2050 (COLE e KARMAKAR, 2023). Para o caso do sistema de bombeamento hidráulico, a pesquisa consultada como referência apresenta um modelo de cálculo de investimento total e retorno dessa operação (CONNOLLY et al., 2011). Também, outro artigo científico fornece estimativas dos custos associados a empreendimentos de armazenamento por bombeamento (DEANE, et al. 2010). Já para as características técnicas do sistema, o estudo realizado pela ANEEL traz dados sobre a usina de Yanbaru construída no Japão, esta servirá como uma base para este estudo (ANEEL, 2024, p89).

Além disso, o capítulo apresenta uma descrição detalhada dos custos de investimento desses sistemas, os retornos esperados em distintos cenários, bem como os custos associados à operação e manutenção (O&M), o que facilitará a avaliação da viabilidade técnica e econômica ao longo do tempo. No caso específico das baterias, inclui-se ainda uma projeção com três diferentes curvas de custo até o ano de 2050.

4.1 Armazenamento de Energia por Bateria de íon-lítio

A importância de realizar mais pesquisas e estudos sobre o armazenamento de energia em baterias (BESS), especialmente as de íon-lítio, é crucial para otimizar seus custos e maximizar seus benefícios. Insights valiosos sobre a viabilidade econômica e técnica dessas tecnologias permitem uma visão mais ampla e eficaz das baterias de íon-lítio, contribuindo significativamente para a sustentabilidade energética global.

Nesse contexto, o estudo empregado como base para esta análise propôs uma fórmula geral para calcular a remuneração de um sistema BESS, levando em conta sua flexibilidade operacional (HU et al., 2022). A pesquisa mostra que em ambientes desregulados de eletricidade, as baterias são remuneradas pela venda de energia armazenada ou pela prestação de serviços ancilares e de flexibilidade. No entanto, os custos associados a esse sistema incluem não apenas os de aquisição da bateria, mas também os operacionais.

A manutenção do estado de carga (*State of Charge*) da bateria deve ser equilibrada após a prestação de um determinado serviço ou aplicação. Dada sua flexibilidade operacional, os sistemas de armazenamento em baterias somente são acionados quando se mostram lucrativos. Nesta abordagem, o "serviço" fornecido pela bateria é definido como a energia disponibilizada durante os períodos de pico de demanda. Após a entrega da energia, o sistema de armazenamento deve ser recarregado até seu estado inicial durante a fase de balanceamento. Além disso, nenhuma compensação é concedida pela capacidade de armazenamento disponível, visto que esta não é utilizada de maneira arbitrária (HU et al., 2022)

Dessa forma, a remuneração (*Payoff*) por um determinado período (t) para uma aplicação específica pode ser definida conforme a equação proposta (HU et al., 2022):

$$Payoff_t = \max(S_t + B_t - O_t, 0) \quad (1)$$

A remuneração total de um sistema de armazenamento de energia em bateria, pode ser expressa pelo $Payoff_t$, no qual S_t representa a remuneração pelo serviço prestado, B_t denota o termo de balanceamento, e O_t engloba o custo marginal de operação, incluindo os custos operacionais (OPEX) e o desgaste da bateria.

Partindo da equação geral (1), o estudo propõe uma equação mais específica para a remuneração total em mercados de energia com liquidação no dia seguinte. Nesse sentido, a maneira como se calcula a remuneração (*Payoff*) para esse mercado é dada por (HU et al., 2022):

$$Payoff_d = \max(P_{ser,dis,d} \times E_{ser,dis,d} - P_{bal,cha,d} \times E_{bal,cha,d} - O_d, 0) \quad (2)$$

$$E_{ser,dis,d} = \eta_{iv} \times E_{bal,cha,d} \quad (3)$$

$$O_d = W_{dis} \times E_{ser,dis,d} + opex = W_{dis} \times \eta_{iv} \times E_{bal,cha,d} + opex \quad (4)$$

O termo $Payoff_d$ refere-se à remuneração diária do sistema para uma determinada quantidade de energia disponível, enquanto O_d representa o custo marginal diário. A energia despachada durante os períodos de maior preço, dentro do horário de ponta, é denotada por $E_{ser,dis,d}$. Adicionalmente, a energia utilizada para balancear o sistema, ou seja, a energia carregada durante os períodos de menor preço, dentro do horário fora de ponta, é representada por $E_{bal,cha,d}$. Os termos $P_{ser,dis,d}$ e $P_{bal,cha,d}$ correspondem aos preços horários para o dia d , nos quais a bateria é descarregada (alta de preços) e carregada (baixa de preços), respectivamente. Os termos W_{dis} e $opex$ são referentes ao custo de uso da bateria (*Battery wear cost*) e despesas operacionais (*Operational Expenditure*).

A eficiência de ida e volta (*round-trip efficiency*), denotada por η_{iv} varia entre 77,6% e 85% (HU et al., 2022). O presente estudo utilizou η_{iv} igual a 85% como valor de referência.

Dentro do contexto brasileiro, a partir de 17 de abril de 2018, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a adotar o preço horário diário em substituição ao preço semanal consolidado. Isso possibilitou o acesso a um histórico detalhado de preços, permitindo a análise dos dias em que o uso da bateria teria sido vantajoso para o sistema. Para isso, tomou-se como base o histórico de preços da CCEE, a partir de 17 de abril de 2018 até 06 de maio de 2025, o histórico da cotação do euro (Figura 12) para o mesmo período e as equações (2), (3) e (4).

Figura 12. Histórico da Cotação do Euro



Fonte: próprio autor.

Nesse sentido, o artigo base aborda seis sistemas de baterias de íon-lítio com diferentes energias armazenadas e profundidades de descarga (DoD), sendo eles: 1,2 MWh – DoD alto, 1,2 MWh – DoD baixo, 2 MWh – DoD alto, 2 MWh – DoD baixo, 4 MWh – DoD alto e 4 MWh – DoD baixo (Tabela 2). A profundidade de descarga (DoD) como explicado anteriormente na fundamentação teórica, descreve a proporção da capacidade total da bateria que é descarregada durante seu ciclo de operação.

Para o estudo, um DoD baixo representa uma descarga de aproximadamente 42,5%, enquanto um DoD alto corresponde a uma descarga próxima de 71,0% (HU et al., 2022). É importante observar que quanto maior a profundidade de descarga, maior será a degradação da bateria e, conseqüentemente, menor será o número de ciclos de carga e descarga suportados. Além desse fator, outros parâmetros como temperatura de operação, número de ciclos, corrente e voltagem também influenciam na degradação da bateria.

Tabela 2. Custo de instalação e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas com capacidade instalada de 1 MW

| Configuração BESS | Capacidade em MW | Custo dos componentes em k€/MW | Energia Armazenada em MWh | Custo dos componentes de energia em k€/MWh | Custo total do sistema de baterias em k€ | Custo por kWh de capacidade instalada em k€/MWh | Tempo de vida equivalente ciclos completos (EFC) | Custo do uso da bateria em €/kWh | Profundidade de desgarga operacional (DoD) | Tempo de vida em anos |
|-------------------|------------------|--------------------------------|---------------------------|--|--|---|--|----------------------------------|--|-----------------------|
| 1,2-Hora | 1 | 212,5 | 1,2 | 238 | 498,1 | 415,1 | 3000 | 0,138 | Alta | 10 |
| 1,2-Hora | 1 | 212,5 | 1,2 | 238 | 498,1 | 415,1 | 4000 | 0,104 | Baixa | 15 |
| 2-Hora | 1 | 212,5 | 2 | 238 | 688,5 | 344,3 | 3000 | 0,115 | Alta | 10 |
| 2-Hora | 1 | 212,5 | 2 | 238 | 688,5 | 344,3 | 4000 | 0,086 | Baixa | 15 |
| 4-Hora | 1 | 212,5 | 4 | 238 | 1164,5 | 291,1 | 3000 | 0,097 | Alta | 10 |
| 4-Hora | 1 | 212,5 | 4 | 238 | 1164,5 | 291,1 | 4000 | 0,073 | Baixa | 15 |

Fonte: Adaptado de H. Yu et al. (2022).

Geralmente, as baterias possuem uma vida útil até uma certa porcentagem de sua capacidade nominal. No caso das baterias de íon-lítio, essa vida útil estende-se até cerca de 70-80% de sua capacidade nominal. Quando atingem esse ponto, as baterias são geralmente descartadas ou recicladas (ETXANDI-SANTOLAYA et al., 2022). Com base nessa premissa, o presente estudo estabeleceu um limite de 80% da capacidade nominal como ponto de referência, representando assim 3000 ciclos para uma profundidade de descarga alta e 4000 ciclos para uma profundidade baixa.

Assim, ciente da complexidade do mecanismo de desgaste da bateria e sua característica exponencial, se optou por linearizá-lo. A proposta foi considerar o delta entre a capacidade nominal inicial (100%) e a capacidade nominal no final da sua vida útil (80%) sobre o número de ciclos totais (3000 ou 4000). Então, o desgaste linear encontrado foi de $6,67 \times 10^{-5}\%$ a cada ciclo de uso para uma profundidade de descarga alta e $5 \times 10^{-5}\%$ para profundidade de descarga baixa.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), vinculado ao Departamento de Energia dos Estados Unidos, regularmente publica um relatório que aborda os custos associados às baterias, fundamentado em uma análise de artigos científicos e uma projeção para os anos subsequentes, sendo o último divulgado em 2023 (COLE e KARMAKAR, 2023). Nessa perspectiva, também se tomou como base esse estudo como uma outra fonte de precificação de custo para tornar a análise mais fidedigna ao contexto dos preços. A Tabela 3 traz um resumo dos valores obtidos.

Tabela 3. Custo de instalação baseado no NREL 2023 e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas com capacidade instalada de 1 MW

| Configuração do BESS | Capacidade em MW | Energia armazenada em MWh | Custo total do sistema de baterias em k€ | Custo por kWh de capacidade instalada em k€/MWh |
|----------------------|------------------|---------------------------|--|---|
| 1,2-Hora | 1 | 1,2 | 761,3 | 634,4 |
| 1,2-Hora | 1 | 1,2 | 761,3 | 634,4 |
| 2-Hora | 1 | 2 | 1052,6 | 526,3 |
| 2-Hora | 1 | 2 | 1052,6 | 526,3 |
| 4-Hour | 1 | 4 | 1779,6 | 444,9 |
| 4-Hour | 1 | 4 | 1779,6 | 444,9 |

Fonte: Adaptado de W. Cole e A. Karmakar (2023).

A Tabela 4 apresenta uma perspectiva para sistemas de armazenamento de energia com duração de 4 horas. Existem três curvas de normalização de custos, uma mais agressiva em que a redução é maior (baixo), uma intermediária (média) e uma mais conservadora em que a redução é menor (alto) (COLE e KARMAKAR, 2023). Essas projeções servirão de base para estimar a redução nos custos ao longo dos anos dos sistemas propostos nas tabelas 2 e 3.

Tabela 4. Curva normalizada da projeção para sistemas de baterias de 4 horas.

| Curva Normalizada de Redução do Custo | | | | Curva Normalizada de Redução do Custo | | | |
|---------------------------------------|-------|-------|------|---------------------------------------|-------|-------|------|
| Ano | Baixo | Médio | Alto | Ano | Baixo | Médio | Alto |
| 2022 | 1 | 1 | 1 | 2037 | 0,45 | 0,6 | 0,8 |
| 2023 | 0,72 | 0,96 | 1,04 | 2038 | 0,44 | 0,59 | 0,79 |
| 2024 | 0,68 | 0,92 | 1,04 | 2039 | 0,43 | 0,58 | 0,79 |
| 2025 | 0,64 | 0,81 | 1,03 | 2040 | 0,42 | 0,57 | 0,78 |
| 2026 | 0,62 | 0,78 | 0,99 | 2041 | 0,41 | 0,56 | 0,77 |
| 2027 | 0,59 | 0,75 | 0,95 | 2042 | 0,4 | 0,55 | 0,77 |
| 2028 | 0,56 | 0,73 | 0,91 | 2043 | 0,39 | 0,54 | 0,76 |
| 2029 | 0,54 | 0,7 | 0,88 | 2044 | 0,38 | 0,53 | 0,76 |
| 2030 | 0,51 | 0,68 | 0,84 | 2045 | 0,37 | 0,52 | 0,75 |
| 2031 | 0,5 | 0,67 | 0,83 | 2046 | 0,37 | 0,51 | 0,75 |
| 2032 | 0,49 | 0,66 | 0,83 | 2047 | 0,36 | 0,5 | 0,74 |
| 2033 | 0,48 | 0,65 | 0,82 | 2048 | 0,35 | 0,49 | 0,73 |
| 2034 | 0,47 | 0,63 | 0,81 | 2049 | 0,34 | 0,48 | 0,73 |
| 2035 | 0,46 | 0,62 | 0,81 | 2050 | 0,33 | 0,47 | 0,72 |
| 2036 | 0,45 | 0,61 | 0,8 | | | | |

Fonte: Adaptado de W. Cole e A. Karmakar (2023).

Por fim, assumindo os valores contidos nas tabelas 2 e 3, o presente trabalho sugere as seguintes equações: (5), (6), (7) partindo da tabela 2 e (8) partindo da tabela 3, sendo estas obtidas a partir das linhas de tendência de cada curva gerada com base nos sistemas (1,2 MWh, 2 MWh e 4 MWh) para estimar o custo de uso da bateria

($W_{DoD\ Alto}$ e $W_{DoD\ Baixo}$, considerando as profundidades de descarga) e custo total (G_1 e G_2) de dois novos sistemas com energia armazenada de 6 MWh. Sabendo que nas equações, o termo x é a variável que representa as energias armazenadas, isto é, os valores disponíveis nas tabelas 2 e 3 (1,2 MWh, 2 MWh e 4 MWh), bem como o novo sistema proposto (6 MWh).

$$W_{DoD\ Alto} = 0,1533 \times e^{-0,118x} \quad (5)$$

$$W_{DoD\ Baixo} = 0,1151 \times e^{-0,118x} \quad (6)$$

$$G_1 = 460,49 \times e^{-0,119x} \quad (7)$$

$$G_2 = 762,47 \times e^{-0,118x} \quad (8)$$

4.2 Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico

O armazenamento de energia por bombeamento hidráulico, ou PHES, tipicamente é constituído por dois reservatórios, um superior e um inferior, formando assim um sistema fechado. Ele auxilia na mudança do tempo de energia (*time-shifting*), possui longa vida útil (entre 50 e 100 anos), alta eficiência de ida e volta (*round-trip efficiency*) (70-87%) e baixo custo de manutenção. Estes reservatórios podem ser um rio, lago, água do mar, artificial ou outro corpo de água (ALI et al., 2021).

O estudo utilizado como base traz uma forma prática para calcular uma operação estratégica utilizando preços do mercado de energia para viabilidade econômica desse tipo de empreendimento (CONNOLLY et al., 2011). Segundo os autores, a operação do PHES ocorre caso o preço de venda seja grande o suficiente para cobrir o preço de compra de energia junto com as perdas no processo de bombeamento de geração, assim como o custo de Operação e Manutenção variável (O&M variável) durante o bombeamento e a geração, conforme representada pela equação (9). Nesse sentido, a variável K , nas equações (9) e (10), reflete o somatório dos custos da Operação e Manutenção (CONNOLLY et al., 2011):

$$P_{compra} = \eta_T \times \eta_B \times P_{venda} - K \quad (9)$$

$$K = CM_B + \eta_B \times \eta_T \times CM_T \quad (10)$$

$$CM_T = C_T \times O\&M_{var} \times t_T \quad (11)$$

$$CM_B = C_B \times O\&M_{var} \times t_B \quad (12)$$

Ainda sobre as equações, o termo P_{compra} refere-se ao preço no momento da compra de energia, o P_{venda} preço de venda de energia, η_T denota a eficiência da turbina, η_B a eficiência da bomba, CM_B custo de operação e manutenção do uso da bomba e CM_T custo de operação e manutenção do uso da turbina. Já C_T e t_T são, respectivamente, a capacidade da turbina, em MW, e o tempo, em horas, de descarga da turbina (o tempo em que a turbina está sendo utilizada para gerar a energia, ou seja, toda água escoada do reservatório superior para o inferior). Assim como, C_B e t_B são a capacidade da bomba, em MW, e o tempo de carregamento, em horas (o tempo necessário para que a bomba consiga transferir todo o volume de água do reservatório inferior para o superior).

As equações (9), (10), (11) e (12) são compiladas em (13) e (14) e determinam o retorno operacional diário ($Payoff_{PHES}$) do PHES, em que com a quantidade de energia (capacidade da bomba/turbina vezes o tempo de carga/descarga) despejada no sistema e o preço que será vendido/comprado resultará na viabilidade a curto (diário) e longo prazo (total ao longo da vida útil do empreendimento). Segue abaixo a fórmula geral para o cálculo do retorno diário do PHES (CONNOLLY et al., 2011):

$$Payoff_{PHES} = (P_{venda} \times C_T \times t_T - P_{compra} \times C_B \times t_B) - K \quad (13)$$

$$K = C_B \times O\&M_{var} \times t_B + \eta_B \times \eta_T \times C_B \times O\&M_{var} \times t_T \quad (14)$$

O artigo vai além e aborda como encontrar o investimento do empreendimento (I_{tot}) a partir de duas curvas: baixo (*low*) investimento inicial, no qual as condições geográficas para a instalação são favoráveis, e alto (*high*) investimento inicial, para o cenário oposto, ou seja, em que as condições geográficas não são as ideais. Esse intervalo representa os limites mínimo e máximo de aporte inicial. A equação está

descrita abaixo, em (15) (CONNOLLY et al., 2011):

$$I_{tot} = (I_B \times C_B + I_T \times C_T + I_{SB} \times C_{SB} + I_{ST} \times C_{ST}) \times \left\{ \left[\frac{i_s}{1 - (1 + i_s)^{-n}} \right] + O\&M_{Fixo} \right\} \quad (15)$$

Vale ressaltar que os valores de investimento em específico para PHES dependem principalmente da geografia do local em que será instalado e/ou se será necessário construir um ou os dois reservatórios. Os termos I_B e I_T , são referentes ao custo de investimento em M€/MW para a bomba e turbina na devida ordem, bem como I_{SB} e I_{ST} relativos ao investimento em M€/GWh dos reservatórios superior e inferior, respectivamente. Os termos C_B e C_T denotam as capacidades em MW da bomba e da turbina, assim como, C_{SB} e C_{ST} são as capacidades dos reservatórios superior e inferior. Por fim, i_s é a taxa Selic (taxa básica de juros brasileira), n o tempo de vida do projeto em anos e $O\&M_{Fixo}$ os custos fixos operacionais e de manutenção em porcentagem referente ao investimento inicial.

A Tabela 5, a seguir, representa um compilado dos dados disponíveis no estudo base referente a alguns dos termos introduzidos anteriormente. Nela estão contidas as informações de custos de instalações para as duas curvas (baixo e alto), assim como os custos de O&M fixo e variável, tempo de vida do projeto e eficiência da bomba e da turbina. Um ponto a salientar é que o estudo traz uma taxa de juros referente ao contexto internacional. Assim, adaptando-a para o contexto brasileiro, o Banco Central divulga uma taxa base de juros (taxa Selic), que serve como base para o presente trabalho.

Tabela 5. Valores de referência do PHES disponibilizados pelo artigo base.

| Parâmetros do PHES | Valores | Unidades | Fontes |
|---|---------|------------------------------|--|
| Custo O&M Variável – $O\&M_{var}$ | 1,5 | €/MWh | D.Connolly e tal., 2011 |
| Custo O&M Fixo – $O\&M_{fixo}$ | 1,5% | % sobre o investimento total | D.Connolly e tal., 2011 |
| Tempo de vida – n | 40 | anos | D.Connolly e tal., 2011 |
| Investimento para bomba – I_B (curva baixo - <i>low</i>) | 0,235 | M€/MW | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 / Deane et al., 2010 |
| Investimento para turbina – I_T (curva baixo - <i>low</i>) | 0,235 | M€/MW | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 / Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento superior – I_{ST} (curva baixo - <i>low</i>) | 3,942 | M€/GWh | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 |
| Investimento no armazenamento inferior – I_{SB} (curva baixo - <i>low</i>) | 3.942 | M€/GWh | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 |
| Investimento para bomba – I_B (curva alto - <i>high</i>) | 1,085 | M€/MW | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 / Deane et al., 2010 |
| Investimento para turbina – I_T (curva alto - <i>high</i>) | 1,085 | M€/MW | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 / Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento superior – I_{ST} (curva alto - <i>high</i>) | 7,885 | M€/GWh | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 |
| Investimento no armazenamento inferior – I_{SB} (curva alto - <i>high</i>) | 7,885 | M€/GWh | D.Connolly e tal., 2011 / Gonzalez et al., 2004 |
| i (taxa de juros - Selic) | 14,75% | - | Banco Central, 2025 |

Fonte: Adaptado de D.Connolly et al. (2011).

Para se ter uma outra perspectiva de noção de custos de investimento e eficiências envolvidas na operação do armazenamento de energia por bombeamento hidráulico, consultou-se uma outra fonte de dados. Com isso, a Tabela 6, abaixo, traz o resumo quanto aos investimentos iniciais de bombas e turbinas, além de suas eficiências (DEANE et al., 2010).

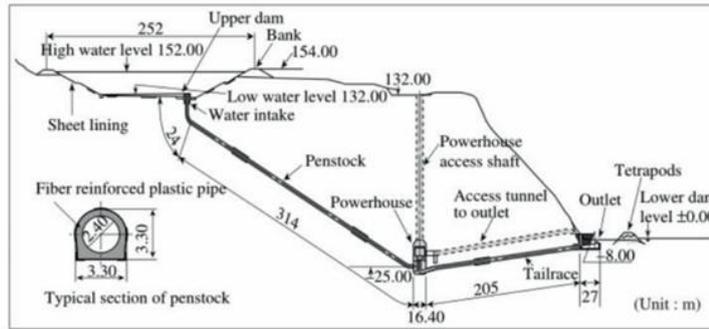
Tabela 6. Valores de referência do PHES disponibilizados pelo outro artigo base.

| Parâmetros do PHES | Valores | Unidades | Fontes |
|--|---------|----------|-------------------------|
| Eficiência global | 70-75% | - | J.P. Deane et al., 2010 |
| Tempo de vida – n | 50 | anos | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento para bomba – I_B (curva baixo - <i>low</i>) | 0,30 | M€/MW | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento para turbina – I_T (curva baixo - <i>low</i>) | 0,30 | M€/MW | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento superior – I_{ST} (curva baixo - <i>low</i>) | 5,0325 | M€/GWh | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento inferior – I_{SB} (curva baixo - <i>low</i>) | 5,0325 | M€/GWh | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento para bomba – I_B (curva alto - <i>high</i>) | 1,50 | M€/MW | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento para turbina – I_T (curva alto - <i>high</i>) | 1,50 | M€/MW | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento superior – I_{ST} (curva alto - <i>high</i>) | 21,80 | M€/GWh | J.P. Deane et al., 2010 |
| Investimento no armazenamento inferior – I_{SB} (curva alto - <i>high</i>) | 21,80 | M€/GWh | J.P. Deane et al., 2010 |

Fonte: Adaptado de J. P. Deane et al. (2010).

Ciente de que para um empreendimento hidráulico ser considerado apto a entregar energia incentivada é necessário ter no máximo 30 MW de potência instalada, como mencionado no referencial teórico (Figura 11), tomou como exemplo a usina hidroelétrica reversível de Yanbaru construída no Japão que opera em ciclo fechado e o seu reservatório inferior é o mar (ANEEL, 2024, p89). Adaptou essa usina para um caso de um sistema similar a ela ser construído no Brasil, e assumiu que o reservatório inferior não necessariamente seja o mar, mas qualquer outro tipo de corpo d'água e que o volume do reservatório inferior seja igual ao volume do reservatório superior. As informações sobre esse sistema estão descritas na Figura 13.

Figura 13. Corte transversal e dados técnicos da UHR Yanbaru



| | |
|---|--|
| Capacidade da usina | 30 MW |
| Número e tipo de turbinas | 1 turbina Francis reversível |
| Altura de queda | 136 m |
| Vazão de engolimento | 26 m ³ /s (geração) 20,2 m ³ /s (bombeamento) |
| Armazenamento efetivo | 0,564 hm ³ |
| Altura do reservatório | 25 m |
| Rebaixamento | 20 m |
| Área alagada | 0,05 km ² |
| Revestimento do reservatório | Resina de borracha 2,4 m x 314 m |
| Tubulação forçada (diâmetro x comprimento) | Concreto forrado internamente com plástico reforçado com fibra de vidro. Foi feito tratamento contra o crescimento de organismos marinhos. Nas dobras foi utilizado aço inoxidável com proteção anti-corrosiva |
| Tubulação de restituição (diâmetro x comprimento) | 2,7 m x 205 m Mesmas características da tubulação forçada |
| Casa de força | Subterrânea, 150 m abaixo da superfície. A caverna tem largura, 32m de altura e 41m de comprimento e um volume de 19.000m ³ |
| Ponto de captação e descarga da água do mar | Quebra mar composto de blocos de concreto (<i>tetrapod</i>). A velocidade do fluxo da água é menor que 1 m/s para minimizar impactos nos corais marinhos. |
| Características da turbo-bomba | Utilizado aço inoxidável austenítico e partes em cerâmica. Rotor desmontável para fácil acesso para manutenção. |

Fonte: Adaptado de ANEEL (2024).

Pela Figura 13, a capacidade da geração (C_T) é igual a 30 MW, a altura de queda líquida (H) é de 136 metros, a vazão turbinada total (Q_T) é 26 m³/s, a vazão bombeada (Q_B) é 20,2 m³/s, o volume útil do reservatório (V_S) é de 564.000 m³ e a altura do reservatório (Δh) é igual a 25 metros.

Dessa forma, para calcular os outros parâmetros relacionados ao PHES proposto, as equações (16) e (17) a seguir servem como ferramenta para o dimensionamento correto (EPE, 2019):

$$C_T = \rho \times g \times Q_T \times H \times \eta_T \times \eta_g \quad (16)$$

Na equação (16), C_T é a potência elétrica produzida pela turbina em W, ρ é a massa específica da água em kg/m³ (assumindo uma temperatura média da água como sendo 30 °C, $\rho = 1.000 \text{ kg/m}^3$), g é a aceleração da gravidade em m/s² ($g = 9,81$

m/s²), Q_T a vazão turbinada total em m³/s, calculada pela relação entre volume útil do reservatório e o tempo de geração, H é a queda líquida em metros, η_T é o rendimento da turbina-bomba no modo turbina e η_g é o rendimento do motor-gerador no modo gerador (para o presente trabalho adotou-se $\eta_g = 100\%$). A partir da multiplicação da potência de geração e o tempo de geração é possível determinar a energia elétrica armazenada. Vale destacar que, a energia armazenada calculada por essa forma considera a potência gerada constante ao longo do tempo de geração (EPE, 2019).

$$Q_B = \frac{C_B \times \eta_B \times \eta_m}{\rho \times g \times (H + \Delta h)} \quad (17)$$

Já na expressão (17), Q_B é a vazão bombeada em m³/s, C_B é a potência elétrica consumida em W, variável com a altura efetiva de elevação ($H + \Delta h$), conforme característica da turbina-bomba, η_B é o rendimento da turbina-bomba no modo bomba e η_m é o rendimento do motor-gerador no modo motor (para o presente trabalho adotou-se $\eta_m = 100\%$). As demais variáveis foram definidas no parágrafo anterior (EPE, 2019).

O rendimento global do PHES é calculado pela relação entre energia elétrica armazenada e a energia consumida durante o bombeamento, vale salientar que o valor encontrado não inclui as perdas associadas ao rendimento dos transformadores, ao consumo dos equipamentos auxiliares, as perdas volumétricas por evaporação, infiltração e vazamentos, nem as perdas relacionadas à comutação entre modos operativos (EPE, 2019).

5 RESULTADOS

5.1 Baterias de Íon-Lítio

Conforme mencionado anteriormente na metodologia, no primeiro momento, foi proposto o dimensionamento de dois novos sistemas de baterias com mesma capacidade de armazenamento de energia (6 MWh) e profundidades de descargas diferentes (DoD alto e DoD baixo), a partir das linhas de tendência que geraram as equações (5), (6), (7) e (8). Assim, substituindo o valor de x nas equações por 6 (energia armazenada proposta), encontrou-se os resultados que estão nas Tabelas 7a e 7b, estas são adaptações das Tabelas 2 e 3 com o acréscimo dos novos sistemas.

Tabela 7a. Custo de instalação e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas e 6 horas

| Configuração BESS | Capacidade em MW | Custo dos componentes em k€/MWh | Energia Armazenada em MWh | Custo dos componentes de energia em k€/MWh | Custo total do sistema de baterias em k€ | Custo por kWh de capacidade instalada em k€/MWh | Tempo de vida equivalente ciclos completos (EFC) | Custo do uso da bateria em €/kWh | Profundidade de descarga operacional (DoD) | Tempo de vida em anos |
|-------------------|------------------|---------------------------------|---------------------------|--|--|---|--|----------------------------------|--|-----------------------|
| 1,2-Hora | 1 | 212,5 | 1,2 | 238 | 498,1 | 415,1 | 3000 | 0,138 | Alta | 10 |
| 1,2-Hora | 1 | 212,5 | 1,2 | 238 | 498,1 | 415,1 | 4000 | 0,104 | Baixa | 15 |
| 2-Hora | 1 | 212,5 | 2 | 238 | 688,5 | 344,3 | 3000 | 0,115 | Alta | 10 |
| 2-Hora | 1 | 212,5 | 2 | 238 | 688,5 | 344,3 | 4000 | 0,086 | Baixa | 15 |
| 4-Hora | 1 | 212,5 | 4 | 238 | 1164,5 | 291,1 | 3000 | 0,097 | Alta | 10 |
| 4-Hora | 1 | 212,5 | 4 | 238 | 1164,5 | 291,1 | 4000 | 0,073 | Baixa | 15 |
| 6-Hora | 1 | 212,5 | 6 | 238 | 1353,0 | 225,5 | 3000 | 0,076 | Alta | 10 |
| 6-Hora | 1 | 212,5 | 6 | 238 | 1353,0 | 225,5 | 4000 | 0,057 | Baixa | 15 |

Fonte: próprio autor/adaptado de H. Yu et al. (2022).

Tabela 7b. Custo de instalação baseado no NREL 2023 e custo estimado de desgaste da bateria para BESS típico com duração de 1,2 horas, 2 horas, 4 horas e 6 horas

| Configuração do BESS | Capacidade em MW | Energia armazenada em MWh | Custo total do sistema de baterias em k€ | Custo por kWh de capacidade instalada em k€/MWh |
|----------------------|------------------|---------------------------|--|---|
| 1,2-Hora | 1 | 1,2 | 761,3 | 634,4 |
| 1,2-Hora | 1 | 1,2 | 761,3 | 634,4 |
| 2-Hora | 1 | 2 | 1052,6 | 526,3 |
| 2-Hora | 1 | 2 | 1052,6 | 526,3 |
| 4-Hour | 1 | 4 | 1779,6 | 444,9 |
| 4-Hour | 1 | 4 | 1779,6 | 444,9 |
| 6-Hour | 1 | 6 | 2245,8 | 374,3 |
| 6-Hour | 1 | 6 | 2245,8 | 374,3 |

Fonte: próprio autor/adaptado de W. Cole e A. Karmakar (2023).

O intuito de propor novos sistemas é investigar como se comporta a tecnologia quando há mais energia disponibilizada para despacho. Comparando os custos totais dos sistemas propostos pelos artigos e mais a contribuição do presente trabalho, a Tabela 7a mostra valores menores que a Tabela 7b. Com isso, se optou por chamar de “cenário otimista” os dados de custos totais da Tabela 7a, e “cenário pessimista” a Tabela 7b. Para os sistemas “zerarem” suas operações, os retornos totais devem ser maiores ou iguais que os custos totais, já que estes valores são o quanto deve ser investido inicialmente para a instalação dos sistemas. Vale salientar que os custos de operação e manutenção quanto ao uso já estão sendo considerados nas fórmulas mencionadas anteriormente.

É importante ressaltar que todas as análises a seguir, referentes às baterias, consideram que os preços de compra e venda de energia não sofrem alteração durante as horas de operação de carga e descarga do sistema. A partir disso, foram analisados quatro cenários distintos:

1. **Primeiro cenário:** considera preços mínimos e máximos diários fixos ao longo de todo o período de carga e descarga, além do histórico de preços disponibilizados pela CCEE e o histórico do euro, desconsiderando perdas ao longo do processo.
2. **Segundo cenário:** também adota preços mínimos e máximos diários fixos e o histórico do euro, mas dessa vez considerando que os preços de energia sejam iguais ao do dia 12/09/2021 (R\$ 1128,72/MWh e R\$ 49,77/MWh), além do desgaste linear da bateria para cada profundidade de descarga, o tempo de vida da bateria igual a 80% da sua capacidade nominal e os custos totais.
3. **Terceiro cenário:** considera as mesmas características do segundo cenário, entretanto não mais o euro realizado, mas sim 75% do valor consolidado.
4. **Quarto cenário:** adota uma abordagem prospectiva, partindo do presente com o objetivo de projetar a viabilidade econômica desses sistemas em um cenário futuro, levando em conta as mesmas características do segundo cenário.

5.1.1 Primeira análise das baterias de íon-lítio

A primeira análise foi realizada para cada sistema mediante a aplicação das fórmulas (2), (3) e (4) apresentadas, utilizando o histórico de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o histórico do euro (Figura 12), sem considerar outros aspectos que possam afetar o desempenho do

sistema. Nesse primeiro caso, nenhum dos oito sistemas propostos (1,2 MWh, 2 MWh, 4 MWh e 6 MWh) apresentou uma remuneração (Payoff) suficiente para cobrir os custos (Tabela 8).

Tabela 8. Retorno total versus custo total dos sistemas de baterias propostos

| Sistema de Baterias (MWh - DoD) | Retorno total (somatório dos retornos diários positivos) | Número total de dias de operação positiva (retorno diário positivo) | Custo total em Euros "cenário otimista" | Delta entre o retorno total e o custo total "cenário otimista" | Custo total em Euros "cenário pessimista" | Delta entre o retorno total e o custo total "cenário otimista"2 | Razão entre o custo total "cenário otimista" e o retorno total | Razão entre o custo total "cenário pessimista" e o retorno total |
|---------------------------------|--|---|---|--|---|---|--|--|
| 1,2 - Alto | € 25,07 | 2 | € 498.100,00 | -€ 498.074,93 | € 761.280,00 | -€ 761.254,93 | 19.868 | 30.365 |
| 1,2 - Baixo | € 69,08 | 6 | € 498.100,00 | -€ 498.030,92 | € 761.280,00 | -€ 761.210,92 | 7.211 | 11.020 |
| 2 - Alto | € 123,86 | 6 | € 688.500,00 | -€ 688.376,14 | € 1.052.600,00 | -€ 1.052.476,14 | 5.559 | 8.498 |
| 2 - Baixo | € 260,76 | 15 | € 688.500,00 | -€ 688.239,24 | € 1.052.600,00 | -€ 1.052.339,24 | 2.640 | 4.037 |
| 4 - Alto | € 532,10 | 13 | € 1.164.500,00 | -€ 1.163.967,90 | € 1.779.600,00 | -€ 1.779.067,90 | 2.188 | 3.344 |
| 4 - Baixo | € 809,30 | 21 | € 1.164.500,00 | -€ 1.163.690,70 | € 1.779.600,00 | -€ 1.778.790,70 | 1.439 | 2.199 |
| 6 - Alto | € 1.863,96 | 16 | € 1.352.960,74 | -€ 1.351.096,77 | € 2.245.800,00 | -€ 2.243.936,04 | 726 | 1.205 |
| 6 - Baixo | € 2.375,66 | 48 | € 1.352.960,74 | -€ 1.350.585,07 | € 2.245.800,00 | -€ 2.243.424,34 | 570 | 945 |

Fonte: próprio autor

Analisando a Tabela 8, o sistema que obteve maior remuneração e relação melhor entre custo e retorno foi o de 6 MWh com baixa profundidade de descarga, com um retorno total de € 2.375,66 e a razão entre o custo total do cenário otimista pelo retorno total de 570 vezes, ou seja, é necessário 570 vezes esse payoff para que o sistema não tenha prejuízos. Além disso, foi o sistema com maior número de dias de operação positiva (dias em que o retorno diário foi acima de zero).

Outro ponto relevante é a tendência observada de que, quanto maior a energia armazenada, maior é o retorno total e diário obtido. Da mesma forma, uma menor profundidade de descarga está associada a um maior número de dias com operação economicamente positiva, como evidenciado nas Figuras 14a a 14h.

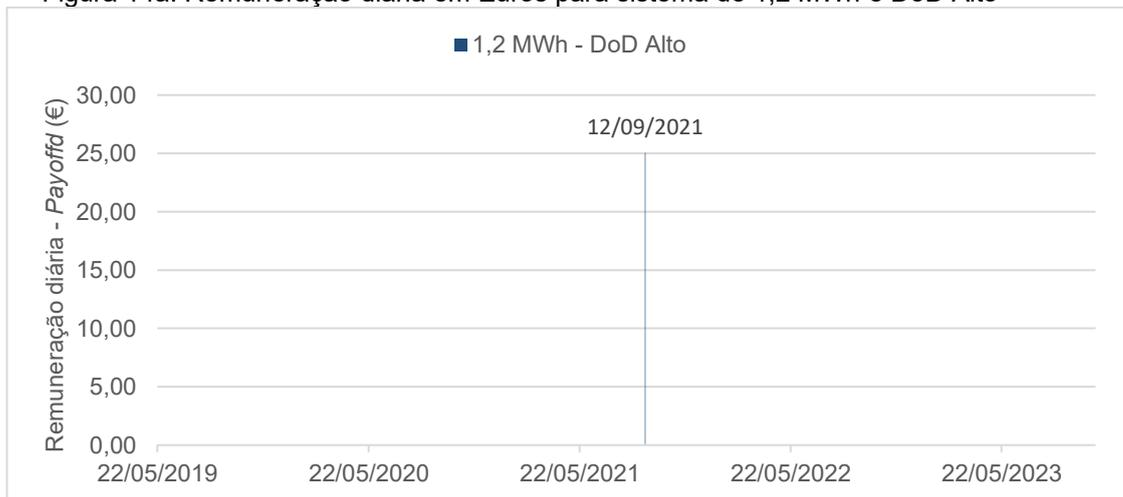
Tomando como exemplo a Figura 14a, observa-se que o sistema com 1,2 MWh de capacidade e alta profundidade de descarga apresentou apenas um dia com retorno positivo significativo. Em contraste, ao analisar a Figura 14b, que representa o mesmo sistema, mas com baixa profundidade de descarga, nota-se um maior número de picos no gráfico, indicando mais dias com retorno diário positivo. Essa tendência também se confirma com o aumento da capacidade de armazenamento: ao comparar as Figuras 14a e 14g, é possível perceber que o sistema de 6 MWh com DoD alto apresenta um número consideravelmente maior de picos, o que reforça o padrão identificado.

Nesse sentido, para que a remuneração diária seja positiva para todos os sistemas, é necessário um delta entre o preço mais alto e mais baixo de € 143,22/MWh. Ciente desse delta mínimo e que nenhum sistema teve um retorno total suficiente, buscou-se qual o dia de maior retorno diário. Assim, no dia 12/09/2021,

registrou-se o maior retorno diário no mercado de energia (Figuras 14a, 14b, 14c, 14d, 14e, 14f, 14g e 14h), com o preço da energia máximo (teto) atingindo R\$ 1128,72/MWh (equivalente a € 182,14/MWh com base na cotação do dia) e o preço mínimo (piso) estabelecido em R\$ 49,77/MWh (ou € 8,03/MWh).

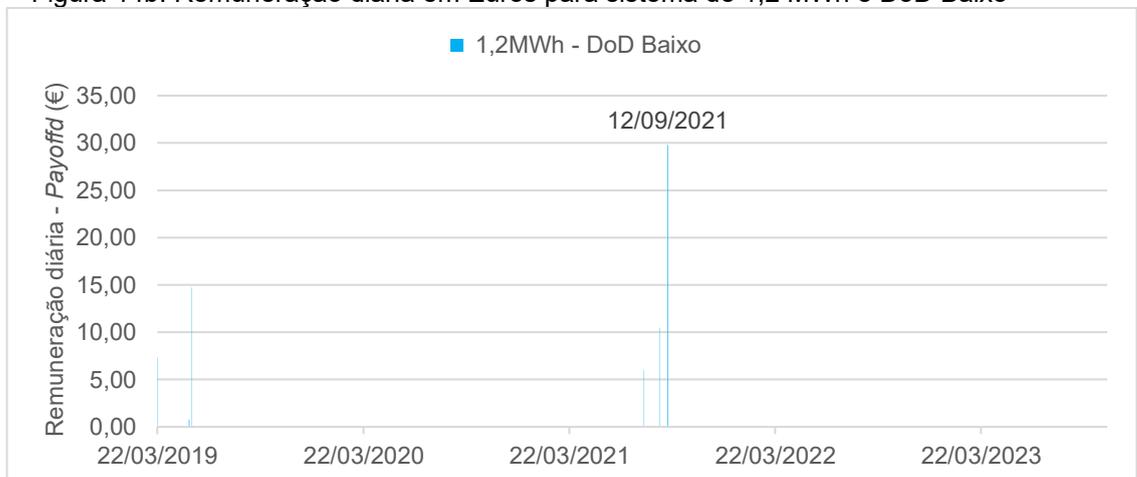
É importante salientar que os momentos de grande volatilidade de preços são transitórios; a tendência é que os preços permaneçam em alta ou em baixa. Esse padrão é influenciado pelas características do perfil de geração energética brasileiro, especialmente durante períodos de seca hidrológica, quando é necessário acionar termelétricas, cujo custo de geração é significativamente mais elevado, resultando em uma escalada nos preços do mercado de energia. Essa transição na fonte de geração é justamente o contexto no qual ocorre a alta volatilidade dos preços.

Figura 14a. Remuneração diária em Euros para sistema de 1,2 MWh e DoD Alto



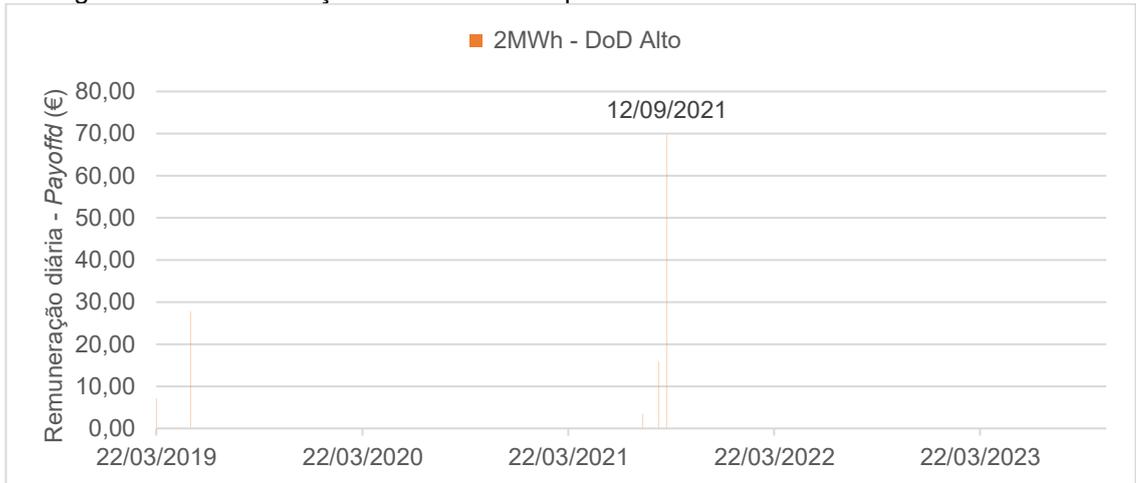
Fonte: próprio autor.

Figura 14b. Remuneração diária em Euros para sistema de 1,2 MWh e DoD Baixo



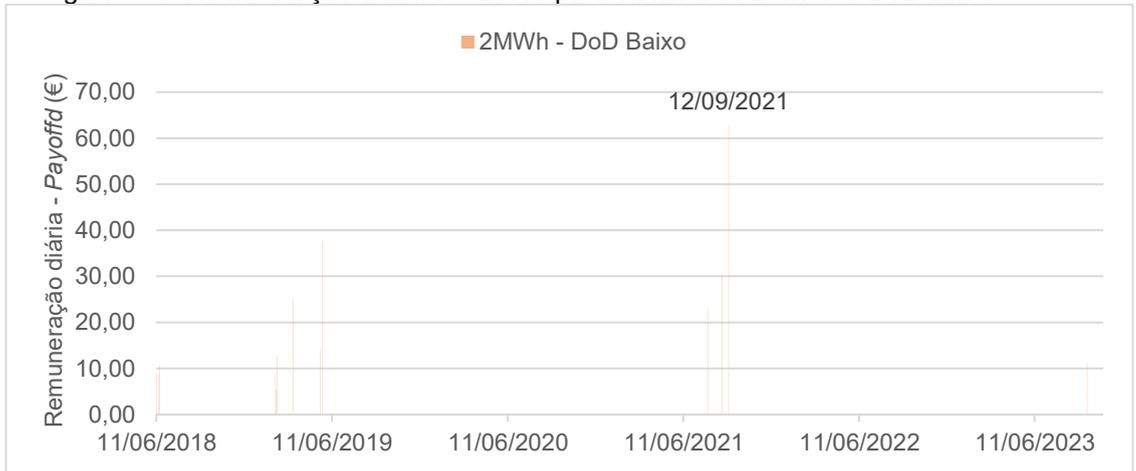
Fonte: próprio autor.

Figura 14c. Remuneração diária em Euros para sistema de 2 MWh e DoD Alto



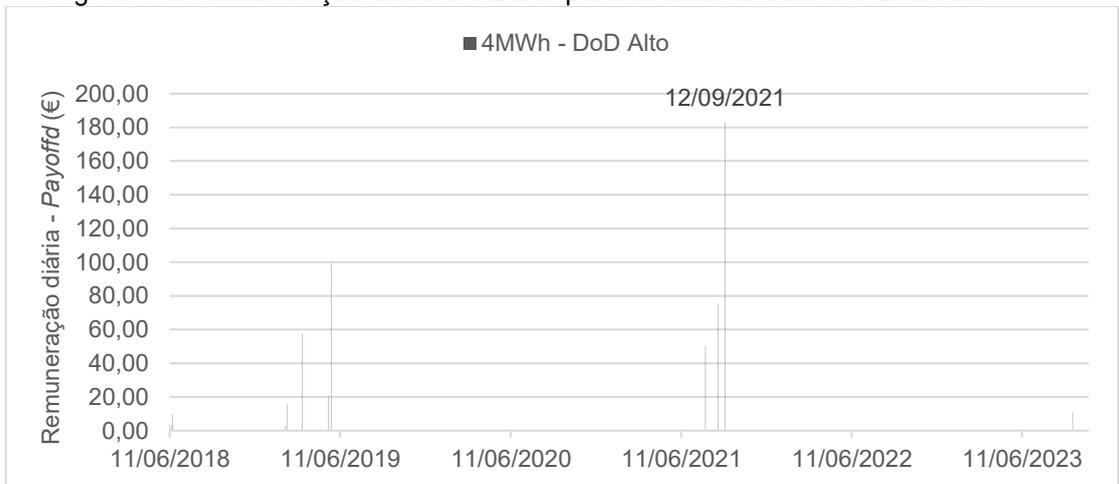
Fonte: próprio autor.

Figura 14d. Remuneração diária em Euros para sistema de 2 MWh e DoD Baixo



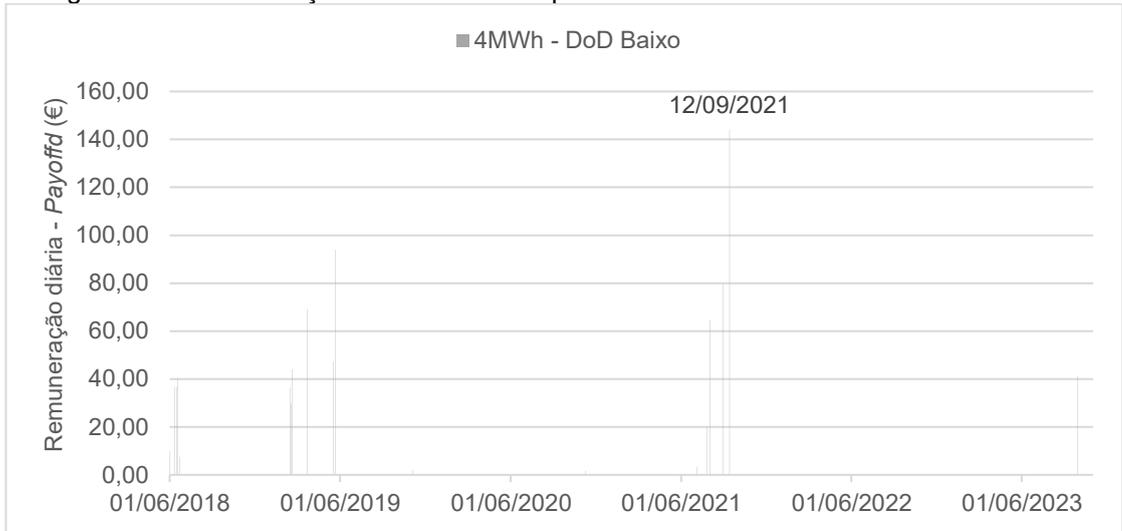
Fonte: próprio autor.

Figura 14e. Remuneração diária em Euros para sistema de 4 MWh e DoD Alto



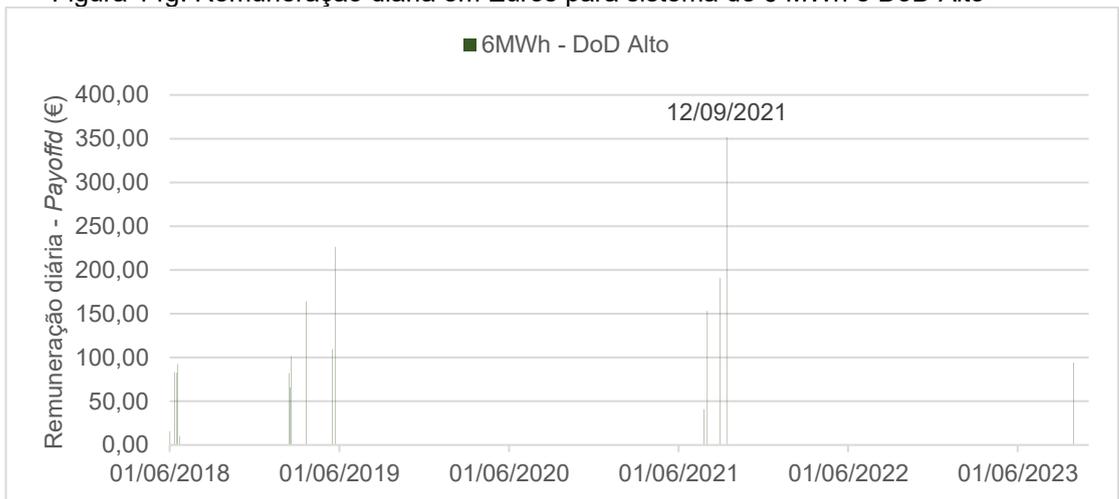
Fonte: próprio autor.

Figura 14f. Remuneração diária em Euros para sistema de 4 MWh e DoD Baixo



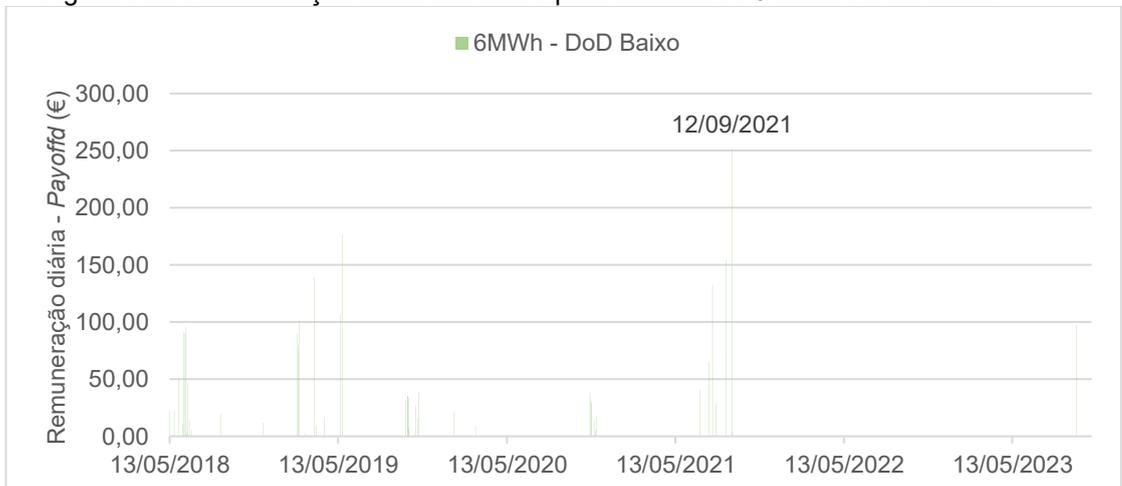
Fonte: próprio autor.

Figura 14g. Remuneração diária em Euros para sistema de 6 MWh e DoD Alto



Fonte: próprio autor.

Figura 14h. Remuneração diária em Euros para sistema de 6 MWh e DoD Baixo



Fonte: próprio autor.

Considerando a possibilidade de que todos os dias apresentem uma alta volatilidade nos preços de energia, surge a necessidade de avaliar a estratégia de armazenamento de energia sob essa perspectiva. Além disso, é fundamental levar em conta a oportunidade de armazenar energia nos momentos de menor preço e posteriormente vendê-la nos períodos de alta, maximizando os ganhos. Entretanto, outro fator crucial a ser considerado no contexto das baterias é o seu desgaste a cada ciclo de carga e descarga.

5.1.2 Segunda análise das baterias de íon-lítio

Na segunda análise, adotou-se algumas premissas: que durante todo o horizonte, os preços de energia sejam iguais ao do dia 12/09/2021 (R\$ 1128,72/MWh e R\$ 49,77/MWh), o histórico do euro durante o mesmo período, o desgaste linear da bateria para cada profundidade de descarga, o tempo de vida da bateria igual a 80% da sua capacidade nominal e os custos totais em ambos cenários (pessimista e otimista). O objetivo desta segunda análise é verificar, diante de um cenário mais favorável, no qual os preços máximos de retorno diário se mantêm ao longo de todo o horizonte de estudo, quais dos sistemas de baterias propostos se mostram economicamente viáveis. Dessa forma, a Tabela 9 apresenta os valores obtidos para esta segunda análise.

Observando os dados apresentados (Tabela 9), constata-se que a tendência se manteve, ou seja, quanto maior a energia armazenada disponível, maior o retorno total e melhor a relação entre retorno e custo (custos totais sobre o retorno total). Isso fica claro pois os sistemas de 6 MWh foram os mais próximos de conseguirem zerar a operação no cenário otimista, visto que, se obteve uma diferença entre retorno e custo de - € 110.505,65, para uma profundidade de descarga alta, e - € 221.842,70, para uma profundidade de descarga baixa. Dessa forma, as tabelas 8 e 9 mostram que quanto maior energia disponível para ser entregue pelo sistema, maior será a atratividade e seu retorno financeiro, mesmo levando em conta o aumento no custo total.

Tabela 9. Remuneração total obtida da segunda análise para os sistemas de Baterias.

| Sistema de Baterias (MWh – DoD) | Retorno total (€) | Custo Total do Sistema (€) "cenário otimista" | Delta (€) entre retorno total e custo total do "cenário otimista" | Relação entre custo total "cenário otimista" e retorno total | Custo Total do Sistema (€) "cenário pessimista" | Delta (€) entre retorno total e custo total do "cenário pessimista" | Relação entre custo total "cenário pessimista" e retorno total |
|---------------------------------|-------------------|---|---|--|---|---|--|
| 1,2 – Alto | 126.020,22 | 498.100,00 | -372.079,78 | 4,0 | 761.280,00 | -635.259,78 | 6,0 |
| 1,2 – Baixo | 152.407,58 | 498.100,00 | -345.692,42 | 3,3 | 761.280,00 | -608.872,42 | 5,0 |
| 2 – Alto | 285.485,38 | 688.500,00 | -403.014,62 | 2,4 | 1.052.600,00 | -767.114,62 | 3,7 |
| 2 – Baixo | 300.831,93 | 688.500,00 | -387.668,07 | 2,3 | 1.052.600,00 | -751.768,07 | 3,5 |
| 4 – Alto | 688.295,50 | 1.164.500,00 | -476.204,50 | 1,7 | 1.779.600,00 | -1.091.304,50 | 2,6 |
| 4 – Baixo | 669.291,73 | 1.164.500,00 | -495.208,27 | 1,7 | 1.779.600,00 | -1.110.308,27 | 2,7 |
| 6 – Alto | 1.242.455,09 | 1.352.961,00 | -110.505,65 | 1,1 | 2.245.800,00 | -1.003.344,91 | 1,8 |
| 6 – Baixo | 1.131.118,04 | 1.352.961,00 | -221.842,70 | 1,2 | 2.245.800,00 | -1.114.681,96 | 2,0 |

Fonte: próprio autor.

Um ponto a se destacar é que a remuneração diária está sujeita a dois fatores preponderantes. Primeiramente, destaca-se o delta entre o preço mais baixo e o mais alto, conforme previamente mencionado, onde se requer um delta mínimo de € 143,22/MWh. Quanto maior for essa diferença de preços, mais atrativo será o retorno financeiro. Em segundo lugar, é crucial considerar a volatilidade cambial, visto que a atual desvalorização do real em relação ao euro diminui significativamente os preços de energia e por consequência a diferença entre os preços máximos e mínimos, assim, afetando o retorno diário e total esperado.

5.1.3 Terceira análise das baterias de íon-lítio

A terceira análise teve as mesmas premissas do segundo cenário, com exceção do histórico realizado do euro durante o período analisado (2018 a 2025), conforme mencionado na metodologia. Então, as proposições para esta terceira análise foram: os preços de energia sejam iguais ao do dia 12/09/2021 (R\$ 1128,72/MWh e R\$ 49,77/MWh), o desgaste linear da bateria para cada profundidade de descarga, o tempo de vida da bateria igual a 80% da sua capacidade nominal e os custos totais em ambos os cenários (otimista e pessimista) e a taxa de câmbio ajustada para 75% do valor consolidado. Para ilustrar de forma simplificada em um exemplo fictício, se em determinado dia, a taxa de câmbio real consolidada entre o real e o euro tenha sido de 4 para 1 (ou seja, 1 euro equivalia a 4 reais), para esta análise foi considerada uma taxa mais favorável, de 3 para 1 (1 euro igual a 3 reais).

Nesse sentido, conforme explicitado na Tabela 10, quatro dos oito sistemas analisados se mostram economicamente viáveis no cenário otimista. Dentre estes quatro sistemas, a bateria com armazenamento de energia de 6 MWh e DoD alto possui o maior retorno (€ 2.286.344,41), a tornando viável também no cenário

pessimista. Além disso, apenas um (2MWh – DoD Alto) se aproximaria consideravelmente da viabilidade econômica no cenário otimista, com uma diferença entre retorno e custo total de - € 55.051,52. Os restantes não são economicamente viáveis, conforme detalhado na Tabela 10.

Tabela 10. Remuneração das Baterias **quando** o cenário da cotação do euro for 75% do realizado.

| Sistema de Baterias (MWh – DoD) | Retorno total (€) | Custo Total do Sistema (€) “cenário otimista | Diferença entre retorno e custo total (€) “cenário otimista” | Custo Total do Sistema (€) “cenário pessimista” | Diferença entre retorno e custo total (€) “cenário pessimista” |
|---------------------------------|-------------------|--|--|---|--|
| 1,2 – Alto | 334.308,00 | 498.100,00 | -163.792,00 | 761.280,00 | -426.972,00 |
| 1,2 – Baixo | 314.665,42 | 498.100,00 | -183.434,58 | 761.280,00 | -446.614,58 |
| 2 – Alto | 633.448,48 | 688.500,00 | -55.051,52 | 1.052.600,00 | -419.151,52 |
| 2 – Baixo | 571.261,67 | 688.500,00 | -117.238,33 | 1.052.600,00 | -481.338,33 |
| 4 – Alto | 1.384.221,71 | 1.164.500,00 | 219.721,71 | 1.779.600,00 | -395.378,29 |
| 4 – Baixo | 1.210.151,21 | 1.164.500,00 | 45.651,21 | 1.779.600,00 | -569.448,79 |
| 6 – Alto | 2.286.344,41 | 1.352.961,00 | 933.383,67 | 2.245.800,00 | 40.544,41 |
| 6 – Baixo | 1.942.407,25 | 1.352.961,00 | 589.446,52 | 2.245.800,00 | -303.392,75 |

Fonte: próprio autor.

O motivo de levar em consideração essa mudança no câmbio é que no Brasil importamos boa parte dos materiais e maquinários envolvidos no sistema de armazenamento de energia, então, esta tecnologia está sujeita a flutuações cambiais. O presente trabalho não tem o intuito de sugerir mudanças nas políticas cambiais entre nações, mas sim, de maior incentivo por meio de políticas públicas para o desenvolvimento destes componentes e tecnologias nacionalmente. Dessa forma, como mostra a Tabela 10, os sistemas de armazenamento de energia seriam mais atrativos e até mesmo lucrativos.

5.1.4 Quarta análise das baterias de íon-lítio

Até o momento, as análises realizadas adotaram uma retrospectiva, considerando dados históricos de preços de energia e da cotação do euro, com o intuito de avaliar como os sistemas propostos teriam se comportado no cenário atual. A próxima etapa, por sua vez, adota uma abordagem prospectiva, partindo do

presente com o objetivo de projetar a viabilidade econômica desses sistemas em um cenário futuro. Isso se justifica pelo fato de que, conforme demonstrado nos resultados anteriores, os sistemas atualmente não se mostram viáveis economicamente, no entanto, é possível que, diante de condições futuras mais favoráveis, essa viabilidade venha a se concretizar.

Partindo desse ponto, as Figuras 15a a 15h a seguir apresentam os custos totais projetados ao longo do tempo para os diferentes sistemas de armazenamento propostos (1,2 MWh, 2 MWh, 4 MWh e 6 MWh) e para cada cenário (pessimista e otimista). Esses resultados foram obtidos a partir da multiplicação entre os custos totais iniciais contidos nas Tabelas 8a e 8b para cada sistema e os valores de uma curva normalizada de redução de custo (Tabela 4). Além dos custos totais, os custos relacionados a operação e manutenção (W_{dis}) também foram influenciados pela curva normalizada de redução de custo.

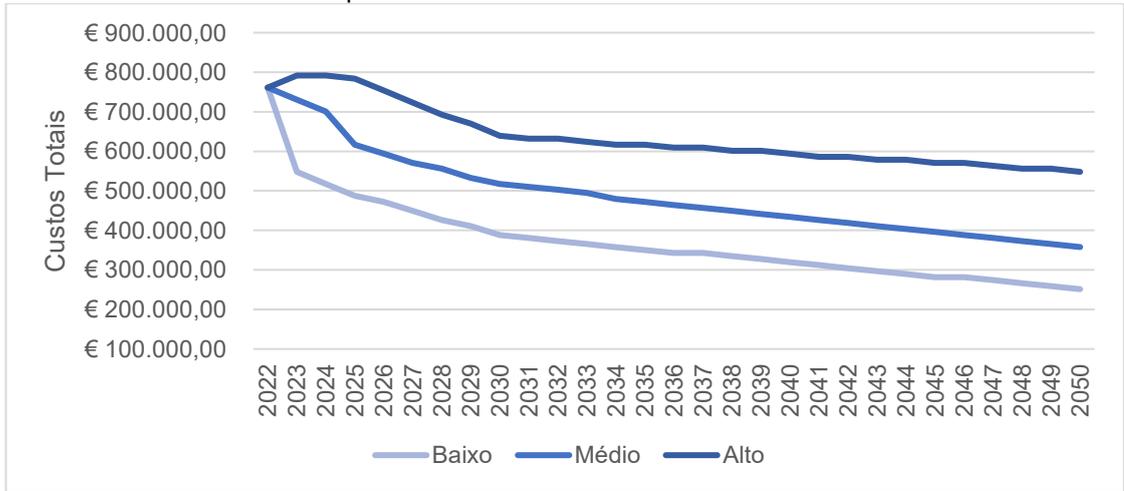
Tabela 4. Curva normalizada da projeção para sistemas de baterias de 4 horas.

| Curva Normalizada de Redução do Custo | | | | Curva Normalizada de Redução do Custo | | | |
|---------------------------------------|-------|-------|------|---------------------------------------|-------|-------|------|
| Ano | Baixo | Médio | Alto | Ano | Baixo | Médio | Alto |
| 2022 | 1 | 1 | 1 | 2037 | 0,45 | 0,6 | 0,8 |
| 2023 | 0,72 | 0,96 | 1,04 | 2038 | 0,44 | 0,59 | 0,79 |
| 2024 | 0,68 | 0,92 | 1,04 | 2039 | 0,43 | 0,58 | 0,79 |
| 2025 | 0,64 | 0,81 | 1,03 | 2040 | 0,42 | 0,57 | 0,78 |
| 2026 | 0,62 | 0,78 | 0,99 | 2041 | 0,41 | 0,56 | 0,77 |
| 2027 | 0,59 | 0,75 | 0,95 | 2042 | 0,4 | 0,55 | 0,77 |
| 2028 | 0,56 | 0,73 | 0,91 | 2043 | 0,39 | 0,54 | 0,76 |
| 2029 | 0,54 | 0,7 | 0,88 | 2044 | 0,38 | 0,53 | 0,76 |
| 2030 | 0,51 | 0,68 | 0,84 | 2045 | 0,37 | 0,52 | 0,75 |
| 2031 | 0,5 | 0,67 | 0,83 | 2046 | 0,37 | 0,51 | 0,75 |
| 2032 | 0,49 | 0,66 | 0,83 | 2047 | 0,36 | 0,5 | 0,74 |
| 2033 | 0,48 | 0,65 | 0,82 | 2048 | 0,35 | 0,49 | 0,73 |
| 2034 | 0,47 | 0,63 | 0,81 | 2049 | 0,34 | 0,48 | 0,73 |
| 2035 | 0,46 | 0,62 | 0,81 | 2050 | 0,33 | 0,47 | 0,72 |
| 2036 | 0,45 | 0,61 | 0,8 | | | | |

Fonte: Adaptado de W. Cole e A. Karmakar (2023).

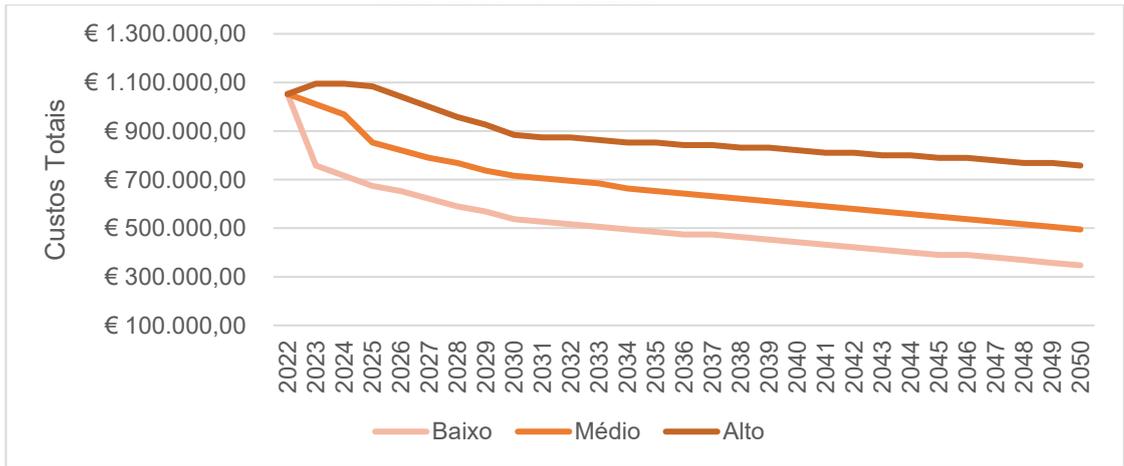
A projeção foi realizada com base em três cenários distintos: “Baixo” (agressiva), “Médio” (intermediária) e “Alto” (conservadora), os quais representam diferentes ritmos de redução nos custos futuros de tecnologias de armazenamento. Como exemplo, a Figura 15a ilustra a projeção dos custos do sistema de 1,2 MWh no cenário pessimista, ajustados conforme as três curvas normalizadas mencionadas. A utilização dessas curvas permite avaliar, de forma comparativa, o impacto da redução de custos ao longo do tempo em diferentes escalas de armazenamento.

Figura 15a. Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 1,2 MWh para cada curva normalizada



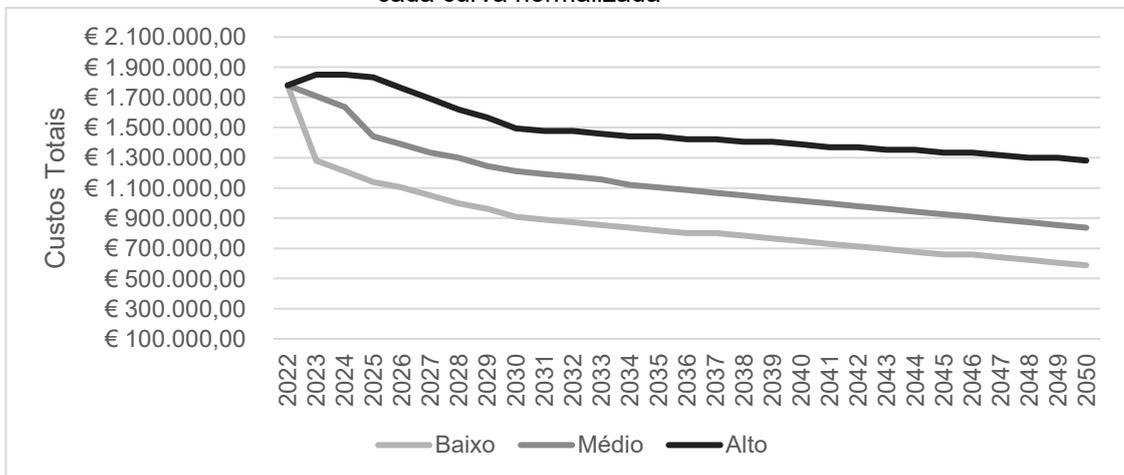
Fonte: próprio autor.

Figura 15b. Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 2 MWh para cada curva normalizada



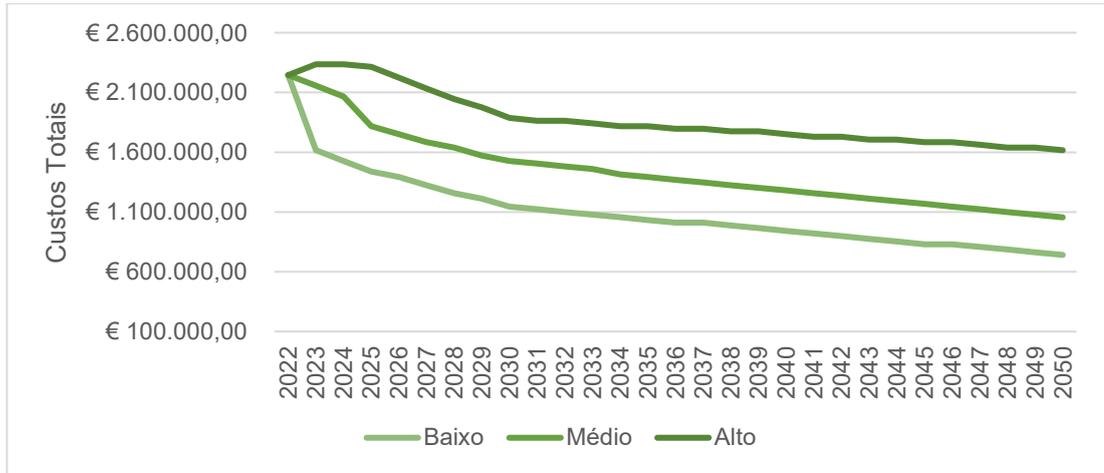
Fonte: próprio autor.

Figura 15c. Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 4 MWh para cada curva normalizada



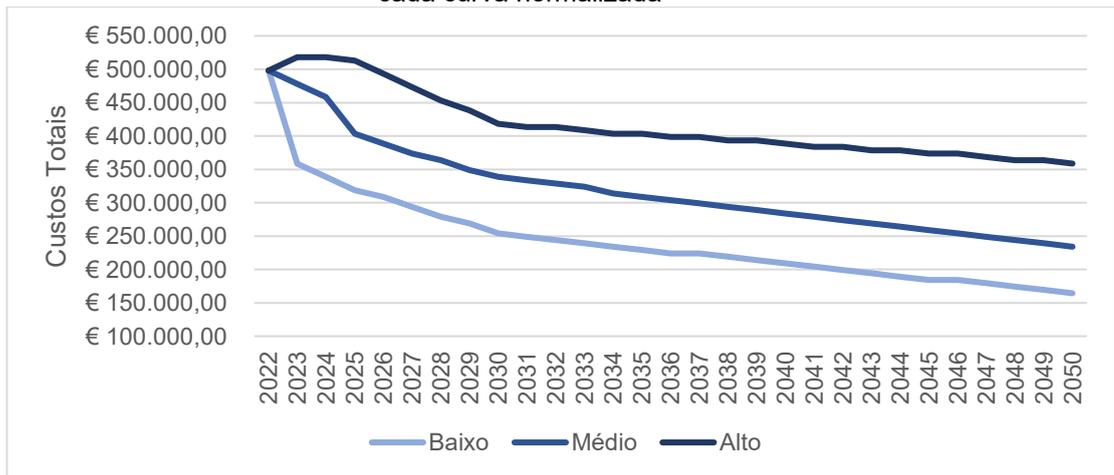
Fonte: próprio autor.

Figura 15d. Projeção da redução dos custos totais "cenário pessimista" em sistemas de 6 MWh para cada curva normalizada



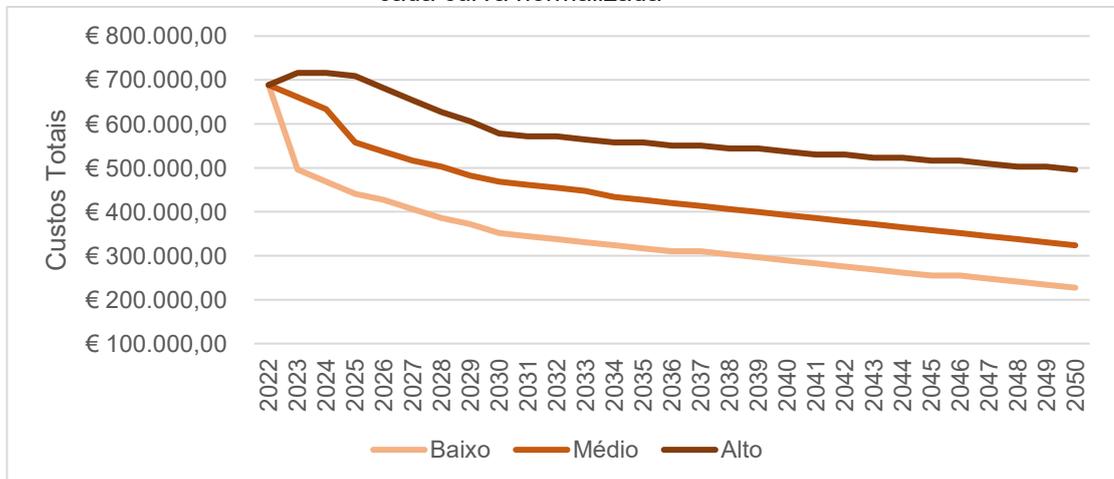
Fonte: próprio autor.

Figura 15e. Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 1,2 MWh para cada curva normalizada



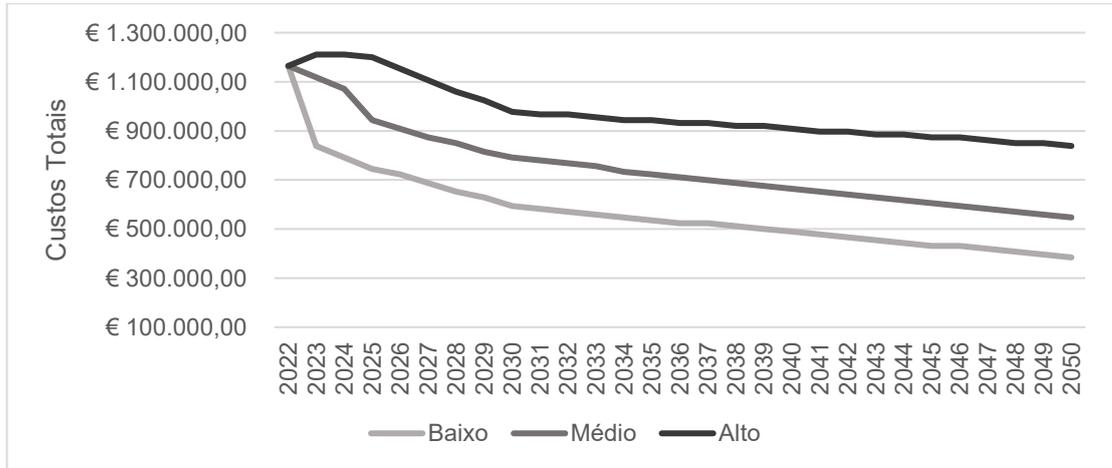
Fonte: próprio autor.

Figura 15f. Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 2 MWh para cada curva normalizada



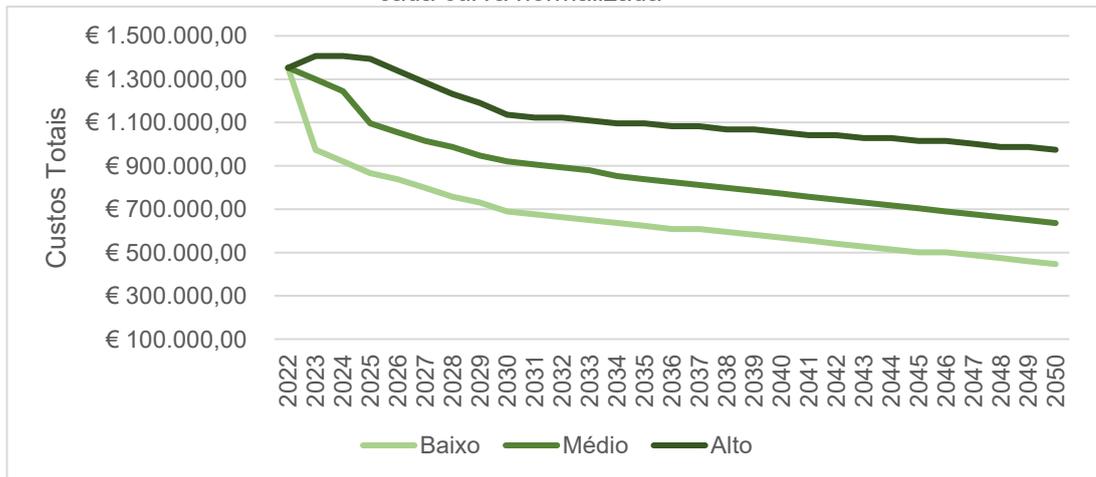
Fonte: próprio autor.

Figura 15g. Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 4 MWh para cada curva normalizada



Fonte: próprio autor.

Figura 15h. Projeção da redução dos custos totais "cenário otimista" em sistemas de 6 MWh para cada curva normalizada



Fonte: próprio autor.

Portanto, a quarta e última análise feita referente aos sistemas de armazenamento de baterias propostos (1,2 MWh – DoD Alto, 1,2 MWh – DoD Baixo, 2 MWh – DoD Alto, 2 MWh – DoD Baixo, 4 MWh – DoD Alto, 4 MWh – DoD Baixo, 6 MWh – DoD Alto e 6 MWh – DoD Baixo) considerou as seguintes premissas: a projeção de redução de custos para os anos futuros (até 2050) (Figuras 15a a 15h), que durante todo o horizonte, os preços de energia sejam iguais ao do dia 12/09/2021 (R\$ 1128,72/MWh e R\$ 49,77/MWh), o histórico do euro durante o mesmo período, o desgaste linear da bateria para cada profundidade de descarga, o tempo de vida da bateria igual a 80% da sua capacidade nominal. Dessa forma, as Tabela 11a e 11b ilustram as simulações de como cada um desses sistemas performariam

economicamente e em quais anos o retorno total será maior que os seus custos totais projetados para cada cenário.

Tabela 11a. Retorno projetado x Custo projetado com base na curva normalizada para o cenário otimista.

| Sistemas de baterias (MWh - DoD) | Curvas Normalizadas | Retorno Total Projetado (€) | Ano do custo total projetado "cenário otimista" | Custo total projetado do sistema (€) para o "cenário otimista" para cada curva normalizada | Diferença entre retorno total projetado e custo total (€) "cenário otimista" |
|----------------------------------|---------------------|-----------------------------|---|--|--|
| 1,2 MWh - Alto | Baixo | 204.911,23 | 2041 | 204.229,20 | 682,03 |
| | Médio | 161.339,69 | 2050 | 234.116,40 | -72.776,71 |
| | Alto | 122.105,83 | 2050 | 358.646,40 | -236.540,57 |
| 1,2 MWh - Baixo | Baixo | 206.234,89 | 2041 | 204.229,20 | 2.005,69 |
| | Médio | 179.632,69 | 2050 | 234.116,40 | -54.483,71 |
| | Alto | 155.209,17 | 2050 | 358.646,40 | -203.437,23 |
| 2 MWh - Alto | Baixo | 392.703,67 | 2028 | 385.616,00 | 7.087,67 |
| | Médio | 332.045,26 | 2049 | 330.528,00 | 1.517,26 |
| | Alto | 277.425,57 | 2050 | 495.792,00 | -218.366,43 |
| 2 MWh - Baixo | Baixo | 373.268,33 | 2029 | 371.844,00 | 1.424,33 |
| | Médio | 336.605,04 | 2049 | 330.528,00 | 6.077,04 |
| | Alto | 302.944,42 | 2050 | 495.792,00 | -192.847,58 |
| 4 MWh - Alto | Baixo | 864.265,17 | 2023 | 838.368,00 | 25.897,17 |
| | Médio | 761.937,08 | 2033 | 756.860,00 | 5.077,08 |
| | Alto | 669.796,03 | 2050 | 838.368,00 | -168.571,97 |
| 4 MWh - Baixo | Baixo | 789.210,63 | 2025 | 745.216,00 | 43.994,63 |
| | Médio | 726.968,29 | 2035 | 721.928,00 | 5.040,29 |
| | Alto | 669.823,52 | 2050 | 838.368,00 | -168.544,48 |
| 6 MWh - Alto | Baixo | 1.437.553,64 | 2022 | 1.353.000,00 | 84.553,64 |
| | Médio | 1.318.051,38 | 2023 | 1.298.880,00 | 19.171,38 |
| | Alto | 1.210.445,92 | 2029 | 1.190.640,00 | 19.805,92 |
| 6 MWh - Baixo | Baixo | 1.264.068,25 | 2023 | 974.160,00 | 289.908,25 |
| | Médio | 1.191.549,70 | 2025 | 1.095.930,00 | 95.619,70 |
| | Alto | 1.124.970,33 | 2031 | 1.122.990,00 | 1.980,33 |

Fonte: próprio autor.

Tabela 11b. Retorno projetado x Custo projetado com base na curva normalizada para o cenário pessimista.

| Sistemas de baterias (MWh - DoD) | Curvas Normalizadas | Retorno Total Projetado (€) | Ano do custo total projetado "cenário pessimista" | Custo total projetado do sistema (€) para "cenário pessimista" para cada curva normalizada | Diferença entre retorno total projetado e custo total (€) "cenário pessimista" |
|----------------------------------|---------------------|-----------------------------|---|--|--|
| 1,2 MWh - Alto | Baixo | 204.911,23 | 2050 | 251.222,40 | 46.311,17 |
| | Médio | 161.339,69 | 2050 | 357.801,60 | 196.461,91 |
| | Alto | 122.105,83 | 2050 | 548.121,60 | 426.015,77 |
| 1,2 MWh - Baixo | Baixo | 206.234,89 | 2050 | 251.222,40 | 44.987,51 |
| | Médio | 179.632,69 | 2050 | 357.801,60 | 178.168,91 |
| | Alto | 155.209,17 | 2050 | 548.121,60 | 392.912,43 |
| 2 MWh - Alto | Baixo | 392.703,67 | 2045 | 389.462,00 | 3.241,67 |
| | Médio | 332.045,26 | 2050 | 494.722,00 | 162.676,74 |
| | Alto | 277.425,57 | 2050 | 757.872,00 | 480.446,43 |
| 2 MWh - Baixo | Baixo | 373.268,33 | 2048 | 368.410,00 | 4.858,33 |
| | Médio | 336.605,04 | 2050 | 494.722,00 | 158.116,96 |
| | Alto | 302.944,42 | 2050 | 757.872,00 | 454.927,58 |
| 4 MWh - Alto | Baixo | 864.265,17 | 2033 | 854.208,00 | 10.057,17 |
| | Médio | 761.937,08 | 2050 | 836.412,00 | 74.474,92 |
| | Alto | 669.796,03 | 2050 | 1.281.312,00 | 611.515,97 |
| 4 MWh - Baixo | Baixo | 789.210,63 | 2038 | 783.024,00 | 6.186,63 |
| | Médio | 726.968,29 | 2050 | 836.412,00 | 109.443,71 |
| | Alto | 669.823,52 | 2050 | 1.281.312,00 | 611.488,48 |
| 6 MWh - Alto | Baixo | 1.437.553,64 | 2025 | 1.437.312,00 | 241,64 |
| | Médio | 1.318.051,38 | 2039 | 1.302.564,00 | 15.487,38 |
| | Alto | 1.210.445,92 | 2050 | 1.616.976,00 | 406.530,08 |
| 6 MWh - Baixo | Baixo | 1.264.068,25 | 2028 | 1.257.648,00 | 6.420,25 |
| | Médio | 1.191.549,70 | 2044 | 1.190.274,00 | 1.275,70 |
| | Alto | 1.124.970,33 | 2050 | 1.616.976,00 | 492.005,67 |

Fonte: próprio autor.

As Tabelas 11a e 11b apresentam uma análise comparativa entre os custos e os retornos projetados dos sistemas de armazenamento por baterias, considerando diferentes profundidades de descarga (DoD) e curvas de redução de custo. Cada tabela contém seis colunas: a primeira indica o sistema de bateria analisado, definido pela sua capacidade de armazenamento e profundidade de descarga; a segunda identifica a curva normalizada de redução de custo adotada na projeção, conforme os

cenários Baixo, Médio ou Alto. A terceira coluna apresenta os retornos totais estimados para cada caso, enquanto a quarta mostra o ano correspondente ao custo total projetado utilizado na comparação. A quinta coluna traz os valores dos custos totais projetados, obtidos com base nas curvas de redução previamente definidas. Por fim, a sexta coluna apresenta o delta (diferença) entre o retorno projetado e o custo total estimado, destacando a viabilidade econômica de cada sistema em determinado cenário e ano. Valores positivos indicam retorno superior ao custo (destacados em verde), sugerindo viabilidade, enquanto valores negativos indicam prejuízo potencial (destacados em vermelho).

Interpretando os dados apresentados nas Tabelas 11a e 11b, verifica-se que determinados sistemas de armazenamento, inicialmente não viáveis do ponto de vista econômico, mesmo considerando uma redução de 25% na cotação do euro, passam a apresentar viabilidade nesse contexto de projeção na redução dos custos. Um exemplo claro são os sistemas de 2 MWh com profundidade de descarga (DoD) Alta e Baixa, que demonstram retorno positivo sob a curva normalizada de redução de custo no cenário Baixo, tanto no contexto otimista quanto no pessimista. No cenário otimista, a bateria de 2 MWh com DoD Alta apresenta um retorno projetado de € 392.703,67, enquanto seu custo total estimado para o ano de 2028 é de € 385.616,00, resultando em um delta positivo de € 7.087,67. Já no cenário pessimista, o mesmo sistema atinge viabilidade econômica no ano de 2045, quando o custo total projetado é de € 389.462,00 e o retorno estimado permanece em € 392.703,67, configurando um delta positivo de € 3.241,67. Esse mesmo comportamento acontece para os demais sistemas e evidencia a importância de considerar o comportamento das curvas de redução de custo ao longo do tempo.

A interpretação inicial de que sistemas com maior energia armazenada apresentam maior chance de viabilidade econômica se mantem ao considerar as projeções de redução de custos. Pelas tabelas 11a e 11b, os sistemas de 6 MWh, tanto com profundidade de descarga (DoD) Alta quanto Baixa, demonstram viabilidade econômica em todas as curvas de redução de custo (Baixo, Médio e Alto) no cenário otimista. Mesmo no cenário pessimista, esses sistemas continuam atrativos nas curvas Baixo e Médio, evidenciando que o aumento da energia armazenada contribui significativamente para a superação dos custos projetados e melhora a rentabilidade do investimento.

Por fim, o armazenamento de energia em baterias no contexto brasileiro mostra-se promissor num futuro próximo, especialmente para sistemas com maior energia armazenada. Sua viabilidade, no entanto, dependerá de condições favoráveis, como a redução dos custos de instalação, operação e manutenção, de um período longo de alta volatilidade dos preços diários de energia (mínimos e máximos), além de um câmbio mais vantajoso. No cenário atual, entretanto, as condições impostas pelos preços da energia e pela taxa de câmbio, aliadas à ausência de políticas públicas voltadas ao incentivo dessa tecnologia, ainda tornam esses sistemas economicamente inviáveis.

5.2 Bombeamento Hidráulico

Já para o armazenamento por bombeamento hidráulico, conforme também explicitado na metodologia, o presente trabalho assumiu algumas premissas, tais como: volume do reservatório superior (V_s) igual ao volume do reservatório inferior (V_i); as características do PHES proposto sejam similares as da usina hidrelétrica reversível de Yanbaru; os rendimentos do motor-gerador, tanto no modo geração quanto no modo motor, sejam iguais a 100%; e que o reservatório inferior não seja o mar, necessariamente, mas sim qualquer outro copo d'água.

Substituindo na equação (16) os seguintes valores: potência da turbina $C_T = 30.000.000 \text{ W}$ (30 MW), densidade da água $\rho = 1.000 \text{ kg/m}^3$, aceleração da gravidade $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, vazão turbinada $Q_T = 26 \text{ m}^3/\text{s}$ e a altura de queda líquida $H=136 \text{ m}$, obteve-se uma eficiência da turbina (η_T) de 86,48%. Além disso, foram determinados os tempos necessários para os processos de geração (descarregamento) e bombeamento (carregamento) do sistema. O tempo de geração (t_T) foi calculado pela razão entre o volume do reservatório superior ($V_s = 564.000 \text{ m}^3$) e a vazão turbinada ($Q_T = 26 \text{ m}^3/\text{s}$), resultando em $t_T = 21.692,31$ segundos, o que corresponde a aproximadamente 6,03 horas. O tempo de bombeamento (t_B) foi obtido a partir da divisão entre o volume do reservatório inferior ($V_i = 564.000 \text{ m}^3$) e a vazão da bomba ($Q_B = 20,2 \text{ m}^3/\text{s}$), resultando em $t_B = 27.920,79$ segundos, equivalente a aproximadamente 7,76 horas.

A potência da bomba (C_B) foi calculada com base na equação (17). Substituindo os valores de vazão bombeada $Q_B = 20,2 \text{ m}^3/\text{s}$, densidade da água $\rho = 1.000 \text{ kg/m}^3$, aceleração da gravidade $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, altura de queda líquida $H = 136 \text{ m}$ e $\Delta h = 25 \text{ m}$,

e assumindo eficiência da bomba $\eta_B = 100\%$, obteve-se uma potência da bomba igual a aproximadamente 31,90 MW. A partir das potências da bomba e da turbina, foram calculadas as energias consumida e armazenada, respectivamente. A energia consumida (C_{SB}) corresponde à multiplicação da potência da bomba pelo tempo de bombeamento, enquanto a energia armazenada (C_{ST}) resulta da multiplicação da potência da turbina pelo tempo de geração. Dessa forma, a energia armazenada foi estimada em 180,77 MWh e a energia consumida em 247,44 MWh. Com base nesses valores, a eficiência global do sistema foi calculada pela razão entre a energia armazenada e a energia consumida, resultando em uma eficiência de 73,06%. Esse valor está em conformidade com a Tabela 6 e com a faixa de referência apresentada por Ali et al. (2021), que aponta eficiências globais entre 70% e 87%.

Todos os valores obtidos nas etapas anteriores, bem como os apresentados na Figura 13, estão consolidados na Tabela 12, apresentada a seguir.

Tabela 12. Informações gerais sobre o PHES proposto.

| Dados | Valores | Unidades |
|---|------------------------------|-------------------|
| Capacidade da geração/turbina - C_T | 30,00 | MW |
| Capacidade da bomba/Potência elétrica consumida - C_B | 31,90 | MW |
| Número e tipo de turbina | 1 turbina Francis reversível | - |
| Altura da queda líquida - H | 136,00 | metros |
| Altura do reservatório - Δh | 25,00 | metros |
| Vazão turbinada total - Q_T | 26,00 | m ³ /s |
| Vazão bombeada - Q_B | 20,30 | m ³ /s |
| Volume útil do reservatório superior - V_S | 564.000 | m ³ |
| Volume útil do reservatório inferior - V_I | 564.000 | m ³ |
| Massa específica da água - ρ | 1.000 | kg/m ³ |
| Aceleração da gravidade - g | 9,81 | m/s ² |
| Rendimento da turbina-bomba no modo turbina - η_T | 86,48% | - |
| Rendimento do motor-gerador no modo gerador - η_G | 100,00% | - |
| Rendimento da turbina-bomba no modo bomba - η_B | 100,00% | - |
| Rendimento do motor-gerador no modo motor - η_M | 100,00% | - |
| Tempo de geração - t_T | 6,03 | horas |
| Tempo de bombeamento - t_B | 7,76 | horas |
| Energia armazenada - C_{ST} | 180,77 | MWh |
| Energia consumida - C_{SB} | 247,44 | MWh |
| Eficiência global | 73,06% | - |

Fonte: próprio autor.

Após a definição das características do sistema PHES proposto, tornou-se possível aplicar as equações (13), (14) e (15) para estimar o retorno esperado e o investimento inicial total. A partir disso, foram analisados quatro cenários distintos:

1. **Primeiro cenário:** considera preços mínimos e máximos diários fixos ao longo de todo o período de carga e descarga, com operação contínua, mesmo em dias com retorno diário negativo.
2. **Segundo cenário:** também adota preços mínimos e máximos diários fixos, mas a operação ocorre apenas em dias com retorno diário positivo (acima de zero).
3. **Terceiro cenário:** considera variação dos preços mínimos e máximos diários ao longo do tempo de carga e descarga, mantendo operação contínua mesmo em dias de retorno negativo.
4. **Quarto cenário:** adota a variação dos preços mínimos e máximos diários, com operação restrita aos dias com retorno positivo.

5.2.1 Primeira análise do bombeamento hidráulico

Para esta análise, como dito anteriormente, foram consideradas as seguintes premissas: preços mínimos e máximos diários fixos ao longo de todo o período de carga e descarga, com operação contínua, mesmo em dias com retorno diário negativo. Com isso, aplicando os dados da Tabela 5, 6 e 12 nas equações (13), (14) e (15) resultaram os seguintes retornos e investimentos iniciais para as curvas baixo (*low*) e alto (*high*) (Tabela 13):

Tabela 13. Informações sobre a viabilidade do PHES (primeira análise)

| Investimento total (€) por curva | Retorno esperado (€) | Tempo necessário para pagamento (anos) | Tempo de vida do projeto (anos) | Fonte dos valores utilizados para análise |
|----------------------------------|----------------------|--|---------------------------------|---|
| 2.648.055,96 – Baixo | -2.075.189,63 | - | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 11.505.685,15 – Alto | -2.075.189,63 | - | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 3.371.154,86 – Baixo | -2.075.189,63 | - | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |
| 15.862.472,26 – Alto | -2.075.189,63 | - | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |

Fonte: próprio autor.

Como pode ser visto, a primeira coluna traz o investimento total calculado a partir da equação (15) para os valores da Tabela 5 (linhas brancas) e Tabela 6 (linhas azuis claras) para cada curva de investimento. Conforme mencionado na metodologia,

os valores para a curva baixo (*low*) representam um cenário geográfico favorável, em que não necessita um alto investimento inicial, já o caso da curva alto (*high*) o oposto, ou seja, um cenário geográfico desfavorável ou a necessidade da construção dos reservatórios.

O intuito de utilizar o sistema todos os dias, mesmo naqueles em que o retorno diário seja negativo, é simular um cenário segurança energética para as fontes intermitentes ou até mesmo para ajudar na composição do perfil de carga. Porém, como visto na Tabela 13, nenhuma das quatro linhas da tabela mostraram um cenário de viabilidade econômica, ou seja, obtiveram um prejuízo financeiro.

5.2.2 Segunda análise do bombeamento hidráulico

Assim como na primeira análise, a segunda considerou algumas premissas, sendo elas: adota preços mínimos e máximos diários fixos, mas a operação ocorre apenas em dias com retorno diário positivo (acima de zero). Com isso, aplicando os dados da Tabela 5, 6 e 12 nas equações (13), (14) e (15) resultou nos seguintes retornos e investimentos iniciais para as curvas baixo (*low*) e alto (*high*) (Tabela 14):

Tabela 14. Informações sobre a viabilidade do PHES (segunda análise)

| Investimento total (€) por curva | Retorno esperado (€) | Tempo necessário para pagamento (anos) | Tempo de vida do projeto (anos) | Fonte dos valores utilizados para análise |
|----------------------------------|----------------------|--|---------------------------------|---|
| 2.648.055,96 – Baixo | 2.174.836,42 | 8,6 | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 11.505.685,15 – Alto | 2.174.836,42 | 37,3 | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 3.371.154,86 – Baixo | 2.174.836,42 | 10,9 | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |
| 15.862.472,26 – Alto | 2.174.836,42 | 51,5 | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |

Fonte: próprio autor.

Como mostra a Tabela 14 acima, três das quatro linhas mostram uma viabilidade econômica. Se considerar os dados da Tabela 5, o sistema se mostra viável em ambas as curvas baixo e alto. E pelos dados da Tabela 6, apenas para a curva baixo mostrou um retorno suficiente para cobrir o investimento total antes do tempo de vida do projeto.

5.2.3 Terceira análise do bombeamento hidráulico

Para esta análise, como dito anteriormente, foram consideradas as seguintes premissas: variação dos preços mínimos e máximos diários ao longo do tempo de

carga e descarga, mas mantendo operação contínua mesmo em dias de retorno negativo. Adaptou-se a equação (13) para considerar essa variação nos preços durante os tempos de carga e descarga, reescrevendo-a da seguinte forma:

$$Payoff_d = \left(\sum_{i=1}^{t_T} P_{venda,i} C_T t_{T,i} - \sum_{j=1}^{t_B} P_{compra,j} C_B t_{B,j} \right) - K \quad (18)$$

$P_{venda,i}$ representa o preço de venda para cada hora até o alcance do tempo de geração (6,03 horas), $t_{T,i}$ corresponde ao tempo desses preços de venda, C_T é a capacidade de geração, $P_{compra,j}$ o preço de compra para cada hora até chegar no tempo total de bombeamento, $t_{B,j}$ corresponde ao tempo desses preços de compra, C_B é a capacidade de bombeamento e K é calculado pela equação (14), corresponde aos custos fixos diários relacionados à operação e manutenção do sistema.

Com isso, aplicando os dados da Tabela 5, 6 e 12 nas equações (18), (14) e (15) encontrou-se os seguintes retornos e investimentos iniciais para as curvas baixo (*low*) e alto (*high*) (Tabela 15):

Tabela 15. Informações sobre a viabilidade do PHES (terceira análise)

| Investimento total (€) por curva | Retorno esperado (€) | Tempo necessário para pagamento (anos) | Tempo de vida do projeto (anos) | Fonte dos valores utilizados para análise |
|----------------------------------|----------------------|--|---------------------------------|---|
| 2.648.055,96 – Baixo | -3.813.050,98 | - | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 11.505.685,15 – Alto | -3.813.050,98 | - | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 3.371.154,86 – Baixo | -3.813.050,98 | - | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |
| 15.862.472,26 – Alto | -3.813.050,98 | - | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |

Fonte: próprio autor.

Como pode ser observado na Tabela 15, comparando os resultados obtidos agora com os resultados da primeira análise, pode-se deduzir que, diante de uma visão mais realista da operação do PHES, o retorno esperado teve ainda mais prejuízo, uma vez que, ao longo das horas do dia, os preços de energia podem ou não sofrer variações.

5.2.4 Quarta análise do bombeamento hidráulico

Por fim, a quarta análise trouxe as seguintes premissas como base: adota a variação dos preços mínimos e máximos diários, com operação restrita aos dias com retorno positivo. Com isso, aplicando os dados da Tabela 5, 6 e 12 nas equações (18),

(14) e (15) encontrou-se os seguintes retornos e investimentos iniciais para as curvas baixo (*low*) e alto (*high*) (Tabela 16):

Tabela 16. Informações sobre a viabilidade do PHES (quarta análise)

| Investimento total (€) por curva | Retorno esperado (€) | Tempo necessário para pagamento (anos) | Tempo de vida do projeto (anos) | Fonte dos valores utilizados para análise |
|----------------------------------|----------------------|--|---------------------------------|---|
| 2.648.055,96 – Baixo | 1.033.289,70 | 18,1 | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 11.505.685,15 – Alto | 1.033.289,70 | 78,6 | 40 | D. Connolly et al., 2011 |
| 3.371.154,86 – Baixo | 1.033.289,70 | 23,0 | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |
| 15.862.472,26 – Alto | 1.033.289,70 | 108,3 | 50 | J.P. Deane et al., 2010 |

Fonte: próprio autor.

Os resultados da Tabela 16 mostram que apenas nas curvas baixo o sistema se mostrou viável economicamente, visto que o tempo necessário para que o empreendimento se pague é menor que o tempo de vida do mesmo. Assim, mesmo em um cenário mais realista, no qual há variações nos preços de energia ao longo do dia, os resultados indicam a possibilidade de viabilidade econômica para investimentos nesse tipo de projeto.

5.3 Comparação entre as tecnologias analisadas

A análise comparativa evidencia que os sistemas de bombeamento hidráulico (PHES) apresentam, no cenário atual, maior potencial de viabilidade econômica em relação às baterias. Esse desempenho é particularmente favorecido em locais com condições geográficas propícias à sua instalação, mesmo considerando a possibilidade de variação de preços durante as horas operativas. Ainda assim, tais empreendimentos esbarram em desafios de ordem socioambiental e regulatória, que podem limitar sua implementação em larga escala.

As baterias, por sua vez, não se mostram economicamente viáveis no contexto presente. Contudo, as projeções de redução de custos indicam que, no curto e médio prazo, alguns sistemas poderão alcançar retornos financeiros positivos. Quanto maior a energia armazenada, maior tende a ser esse retorno, o que aponta para um papel estratégico das baterias em cenários futuros mais favoráveis. Assim, embora o PHES se destaque pela maturidade e eficiência em determinadas condições, as baterias despontam como alternativa promissora no horizonte de médio prazo, acompanhando a tendência de queda nos custos e avanços tecnológicos.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo principal investigar a viabilidade econômica de tecnologias de armazenamento de energia no contexto brasileiro, com base na análise do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Para isso, foi realizada uma revisão da literatura, com foco nos sistemas de baterias de íon-lítio (BESS) e no bombeamento hidráulico reversível (PHES), incluindo também estudos que abordam a dinâmica do mercado de energia do dia seguinte, pois é o modelo aplicado no Brasil.

A metodologia aplicada envolveu a adaptação de fórmulas provenientes da literatura técnica, aplicadas posteriormente em uma ferramenta computacional desenvolvida no Microsoft Excel. Essa abordagem possibilitou simular cenários de operação e retorno econômico dos sistemas de armazenamento no contexto brasileiro, utilizando dados reais do histórico de preços de energia e conversões cambiais com base na cotação do euro.

Com base nessas referências, foram analisadas duas configurações: um sistema de baterias de íon-lítio com potência de 1 MW e um sistema de bombeamento hidráulico com potência de geração de 30 MW, respectivamente. Os resultados indicaram que, embora os sistemas de baterias não apresentem viabilidade econômica no contexto atual, as projeções de redução de custos revelam que alguns desses sistemas podem oferecer retornos financeiros positivos. Isso permite inferir que, em um cenário futuro com condições mais favoráveis, o uso de baterias poderá se tornar uma alternativa viável para o armazenamento de energia.

Por outro lado, o sistema PHES demonstrou um potencial de viabilidade superior ao das baterias, especialmente em cenários com alta variação nos preços de energia e em regiões com condições geográficas favoráveis à sua implementação. No entanto, é importante destacar que a viabilidade desse tipo de empreendimento ainda enfrenta barreiras significativas de natureza socioambiental e regulatória.

Conclui-se que o avanço das tecnologias de armazenamento de energia no Brasil depende diretamente do fortalecimento de políticas públicas de incentivo, além da ampliação dos investimentos em infraestrutura e inovação no setor energético. O armazenamento de energia representa uma solução estratégica para a transição energética e para a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, J.; ROSAS, P. Inclusão de Armazenamento de Energia para Arbitragem Tarifária. *Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada*, v. 5, n. 3, p. 85-93, 21 maio 2020.

ALI S.; STEWART R. A.; SAHIN O. Drivers and barriers to the deployment of pumped hydro energy storage applications: Systematic literature review, **Cleaner Engineering and Technology**, Universidade de Griffith, Southport, Australia, v. 5, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100281>.

ANEEL. ANEEL define limites do Preço de Liquidação de Diferenças. 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19308473. Acesso em: 27 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Manual de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Brasília, ago. 2024. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/09/livro_manual_uhr.pdf. Acesso em: 15 jun. 2025.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage Technologies and real life applications: A state of the art. **Applied Energy**, Hull HU6 7RX, Reino Unido p. 1-28, 2016.

BIRKL C. R.; ROBERTS M. R.; MCTURK E.; BRUCE P. G.; HOWEY D. A. Degradation diagnostics for lithium ion cells, **Journal of Power Sources**, Universidade de Oxford, Oxford, Reino Unido, v. 341, p. 373-386, fev. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011>.

BOECK DAZA, E. F.; SPERANDIO, M., The Insertion of Energy Storage Systems in Power Systems: A Regulatory and Economic Analysis, *IEEE Latin America Transactions*, v. 17, n. 05, p. 843–850, 2019.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L.; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ARMAZEMANTO E QUALIDADE DE ENERGIA. **Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil.**

Minas Gerais. Disponível em: <https://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf>. Acesso em: 3 de set. 2022.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Infomercado mensal**: relatório técnico. São Paulo, 2022.

CAMARA de Comercialização de Energia Elétrica. São Paulo, c2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>>. Acesso em: 7 de set. 2022.

CANALES F. A.; BELUCO A. Modeling pumped hydro storage with the micropower optimization model (HOMER), **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, Instituto de Pesquisas Hidraulicas (IPH), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, v. 6, ago. 2014. <https://doi.org/10.1063/1.4893077>.

CCEE. Metodologia. 2021. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos. Acesso em: 27 out. 2022.

CCEE. Onde atuamos: com quem se relaciona. 2021. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona. Acesso em: 27 out. 2022.

CCEE. Onde atuamos: com quem se relaciona. 2021. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona. Acesso em: 27 out. 2022.

CCEE. Conceitos de preço. 2025. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 13 jan. 2025.

CHEN H.; WANG H.; LI R.; SUN H.; ZHANG Y.; LING L. Thermo-dynamic and economic analysis of a novel pumped hydro-compressed air energy storage system combined with compressed air energy storage system as a spray system, *Energy*,

Xi'an Jiaotong University, Shaanxi, China, v. 280, jun. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128134>.

COMITÊ DE ENERGIA DA ACADEMIA NACIONAL DE ENGENHARIA. Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações. Supervisão geral: Jerzy Lepecki. Autores: Eduardo T. Serra, Alcir de Faro Orlando, Acher Mossé, Nelson Martins. Colaboradores: Agenor Mundim, Flavio Miguez, Pietro Erber. Rio de Janeiro: Academia Nacional de Engenharia, dez. 2016.

CONNOLLY D.; LUND H.; FINN P.; MATHIESEN B.V.; LEAHY M. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage, **Energy Policy**, Departamento de Física, Universidade de Limerick, Limerick, Irlanda, v. 39 p. 4189-4196, jul. 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.032>.

DANTAS, Klynger Renan Menezes. Um estudo do mercado de energia elétrica. 2018. 69f. (Trabalho de Conclusão de Curso - Monografia), Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande – Paraíba - Brasil, 2018. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/handle/riufcg/18909>.

DEANE J. P.; GALLACHÓIR B. P.; MCKEOGH E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Universidade College Cork, Cork, Irlanda, v. 14, p. 1293-1302, mai. 2010. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>.

DUPONT F. H.; GRASSI F.; ROMITTI L. Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável. **Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM**, Santa Maria, RS, p 70-81, 2015. Disponível em: DOI: 105902/2236117019195.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Rio de Janeiro, fev. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf. Acesso em: 15 jun. 2025.

ETXANDI-SANTOLAYA M.; CASALS L. C.; CORCHERO C. Estimation of electric

vehicle battery capacity requirements based on synthetic cycles, **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, Universitat Politècnica de Catalunya-UPC, Catalunya, Espanha, v. 114, jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103545>.

FERREIRA, P. G. C., OLIVEIRA, F. L. C., SOUZA, R. C. "The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector", *Energy Economics*, v. 49, p. 328–335, 2015. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.03.004. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.03.004>.

GALLO, A. N.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M.M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, São Paulo, SP p. 1-23, 2016.

GUNEY, M. S.; TEPE, Y. Classification and assessment of energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, University, Engineering Faculty Gure, 28200, Giresun, Turke p. 1-11, 2017.

HASAN M. M.; HAQUE R.; JAHIRUL M. I.; RASUL M. G.; FATTAH I. M. R.; HASSAN N. M. S.; MOFIJUR M. Advancing energy storage: The future trajectory of lithium-ion battery technologies, **Journal of Power Sources**, Universidade de Tecnologia de Sydney, Sydney, Australia, v. 120, jun. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116511>.

HU, Y.; ARMADA, M.; SÁNCHEZ, M. J. Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. **Applied Energy**, Escuela Técnica Superior Ingenieros Industriales, Universidad Politecnica de Madrid, Madrid, Espanha, 15 set. 2022, v. 332, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>.

IEA. Growth in global energy demand surged in 2024 to almost twice its recent average. 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/news/growth-in-global-energy-demand-surged-in-2024-to-almost-twice-its-recent-average>>. Acesso em 10 de jul. 2025.

Instituto Acende Brasil (2024). ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR

ELÉTRICO BRASILEIRO. White Paper 31, São Paulo, p. 40. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2025/03/WP31_2024_Final.pdf>.

Acesso em: 20 ago. 2025.

INSTITUTO Brasileiro de Geografia Elétrica. Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html#:~:text=Em%202019%2C%20quase%20que%20a,se%20dava%20em%20tempo%20integral.>>. Acesso em: 7 de set. 2022.

KOOHI-FAYEGH, S.; ROSEN, M. A. A review of energy storage types, applications and recent developments. **Energy Storage**, Street North, Oshawa, Ontario L1H 7K4, Canada p. 1-23, 2020.

KRISHNAN, R.; GOPAN, G. A comprehensive review of lithium extraction: From historical perspectives to emerging technologies, storage, and environmental considerations. **Cleaner Engineering and Technology**, Saveetha Engineering College, Chennai, 602105, Índia, v. 20, jun. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2024.100749>.

LABORATÓRIO NACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS – NREL (Estados Unidos). **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update**. Golden, Colorado, Estados Unidos, 2023. 14 p.

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO (MEC). Sistemas de armazenamento de energia: Guia de conteúdo para docentes. Brasília, jan. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mec/pt-br/assuntos/ept/profissionais-futuro/Armazenamento.pdf>. Acesso em: 06 ago. 2025.

NAÇÕES Unidas. Geneva, c2022. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/176755-relatorio-climatico-da-onu-estamos-caminho-do-desastre-alerta-guterres>>. Acesso em 3 de set. 2022.

OLABI A. G.; ONUMAEGBU C.; WILBERFORCE T.; RAMADAN M.; ABDELKAREEM M. A.; AL-ALAMI A. H. Critical review of energy storage systems, **Energy**, Universidade de Sharjah, Sharjah, Emirados Árabes Unidos, v. 214, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>.

OLIVEIRA JUNIOR I.; PEREIRA A. J.; PEDREIRA P. D. Produção de energia e implicações ambientais: uma ênfase para a região hidrográfica do São Francisco, **Revista OKARA: Geografia em debate**, João Pessoa, PB, v. 18, n. 1 p. 189-205, 2024.

ONS, O Sistema em Números Evolução da Capacidade instalada no SIN - Junho 2025/ Dezembro 2029, 2025. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 mai. 2025.

OPERADOR Nacional do Sistema Elétrico. São Paulo, c2022. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 7 de set. 2022.

OPERADOR Nacional do Sistema Elétrico. São Paulo, c2018. Disponível em: < <https://sunergia.com.br/blog/balanco-de-energia-ons-energia-solar-ganhando-espaco-no-sin-sistema-interligado-nacional/>>. Acesso em: 7 de set. 2022.

OS DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19255/Coluna%20Opinio%20Janeiro%20Nelson%20Leite.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2022.

Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores-precos>>. Acesso em: 27 out. 2022.

PRADO, K. C. D. ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HIDRO-EÓLICA E SEUS IMPACTOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO. Orientador: Amaro Olimpio Pereira Junior. 2021. Dissertação (Mestrado) - Curso de COPPE, Programa de Planejamento Energético, UFRJ, Rio de Janeiro, 2021.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª Edição ed. Rio de Janeiro, Synergia, 2015.

VARGAS, J. R. P. **Estimativa do Estado de Carga de Baterias de Íons de Lítio Utilizando Modelos de Rede Neural Convolutiva Unidimensional Especializados para Segmentos de Curvas de Carga**. 2024. Dissertação (Pós-

graduação em Física Aplicada) - Instituto Latino Americano de Ciências da Vida e da Natureza, Universidade Federal Da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Paraná.

VILANOVA, M. R. N.; FLORES, A. T.; BALESTIERI, J. A. P. Pumped hydro storage plants: a review. *J Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.* 42, 415 (2020). <https://doi.org/10.1007/s40430-020-02505-0>.

XU B.; OUDALOV A.; ULBIG A.; ANDERSSON G.; KIRSCHEN D. S. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment, **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, no. 2, p. 1131-1140, mar. 2018, DOI: 10.1109/TSG.2016.2578950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7488267/authors#authors>.

ZAKERI B.; SYRI S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Aalto, Finlandia, p 570-596, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>.