

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

ANA LUÍSA CORDEIRO DUARTE ROCHA

**PROPOSTA REGULATÓRIA, POLÍTICA E COMERCIAL DE
INCENTIVO AOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

FLORIANÓPOLIS, 2026.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

ANA LUÍSA CORDEIRO DUARTE ROCHA

**PROPOSTA REGULATÓRIA, POLÍTICA E COMERCIAL DE
INCENTIVO AOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação de Mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:
Rubipiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2026

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Rocha, Ana Luísa Cordeiro Duarte
**Proposta Regulatória, Política e Comercial de Incentivo
aos Sistemas de Armazenamento de Energia / Ana Luísa Cordeiro
Duarte Rocha; orientação de Rubiara Cavalcante
Fernandes. - Florianópolis, SC, 2026.**
187 p.

**Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa
Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional
em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento
Acadêmico de Eletrotécnica.**
Inclui Referências.

**1. Sistemas de Armazenamento de Energia. 2. Regulação
Energética Internacional . 3. Quadro Regulatório
Energético Brasileiro. I. Fernandes, Rubiara Cavalcante
. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III.
Proposta Regulatória, Política e Comercial de Incentivo
aos Sistemas de Armazenamento de Energia.**

PROPOSTA REGULATÓRIA, POLÍTICA E COMERCIAL DE INCENTIVO AOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

ANA LUÍSA CORDEIRO DUARTE ROCHA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 19 de março de 2026.

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES**
Data: 10/04/2026 14:29:39-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, Dr.Eng.
(Orientador)

Documento assinado digitalmente
 **DANIEL TENFEN**
Data: 10/04/2026 14:50:12-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Daniel Tenfen, Dr.Eng.
(IFSC)

Documento assinado digitalmente
 **RICARDO LUIZ ALVES**
Data: 08/04/2026 21:56:00-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Ricardo Luiz Alves, Dr Eng.
(IFSC)

Documento assinado digitalmente
 **GILBERTO VALENTIM SILVA**
Data: 10/04/2026 15:17:50-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Gilberto Valentim Silva, Dr Eng
(IFSC)

Documento assinado digitalmente
 **MARCOS AURELIO IZUMIDA MARTINS**
Data: 10/04/2026 15:55:37-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Marcos Aurelio Izumida Martins, Dr Eng
(AXIA Energia)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente, depois ao meu pai Alexandre Duarte de Oliveira Rocha e minha mãe Maria Aparecida Cordeiro de Oliveira, ao meu orientador Rubiara Cavalcante Fernandes e meus demais professores: Daniel Tenfen, Bruno S. Dupczak, Edison A. C. Aranha Neto, Jackson Lago, Adriano Bresolin, Fabrício Y. K. Takigawa, Sérgio Luciano Avila e Márcio S. Ortmann.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina (FAPESC) – Edital n.º 48/2021.

RESUMO

Na modernização do setor energético brasileiro, fatores como a ampliação e incentivos a Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), em especial, na geração distribuída requerem a estruturação de um quadro regulatório favorável. Tendo isso em vista, este trabalho apresenta uma proposta que desenha um mercado aberto a novas tecnologias de armazenamento de energia como recursos para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade da rede, evitando riscos de *déficit* de energia, melhorando o *business case* das tecnologias de SAEs nas redes nacionais — Brasil; estabelecendo os fatores de classificação para armazenamento no mercado de energia, de capacidade e no de serviços ancilares. Com a estruturação desta nova economia baseada nos SAEs, todos os outros investimentos, políticas públicas, e incentivos diversos poderão ser programados para que a infraestrutura de suporte seja composta. É então, após apresentar diversos tipos de armazenamento de energia, apresentada uma lista de serviços ancilares, e de serviços de suporte à geração, a transmissão, a distribuição e ao cliente que os sistemas de armazenamento de energia podem fornecer. O presente trabalho também analisa países protagonistas em políticas relacionadas aos sistemas de armazenamento de energia — Estados Unidos da América, Reino Unido, Austrália e Chile; que estão tendo resultados satisfatórios com a sua implementação extensiva. Por fim, é proposta uma regulamentação de fomento aos sistemas de armazenamento, com uma série de estratégias de incentivo – inclusão de SAEs nos Planos Nacionais de Energia e nos Programas Energéticos; nova classe de ativos para SAEs afim de evitar a dupla cobrança tarifária; mecanismos de leilão e tarifas diferenciadas; categorização e remuneração empilhada dos serviços prestados por SAEs; mecanismos comerciais e de incentivo econômico; dispensa de licença de produção de baixo montante; adição de SAEs sem alteração de outorga, autorizações, concessões e/ou permissões; neutralidade tecnológica; incentivos fiscais; instrumento de redução de risco financeiro; modernização do mercado de energia; encargo setorial; modelos de assinatura e *leasing* para SAEs; *Sandbox* regulatório; dentre outros. A ênfase principal do trabalho está nas dimensões regulatórias, nos mecanismos de incentivo e na prestação de serviços de armazenamento comercializáveis. Os resultados mostram que as nações que foram pioneiras na aplicação de SAEs em suas matrizes de eletricidade promoveram efetivamente serviços de armazenamento, empregando ativos de armazenamento para vários fins, como redução de pico, regulação de frequência, suporte de energia renovável

e aplicações de arbitragem de energia. Estas aplicações sublinham o potencial dos SAEs para aumentar a estabilidade da rede e minimizar a exposição ao risco e volatilidade nas receitas dos agentes de armazenamento.

Palavras-chave: Sistemas de Armazenamento de Energia. Baterias. Energia Solar. Geração Distribuída. Regulação Energética Internacional e Quadro Regulatório Energético Brasileiro.

ABSTRACT

In the modernization of the Brazilian energy sector, factors such as the expansion and incentives for Energy Storage Systems (ESSs), especially in distributed generation, require the structuring of a favorable regulatory framework. With this in mind, this work presents a proposal that designs a market open to new energy storage technologies as resources for the growing capacity and flexibility requirements of the grid, avoiding the risk of energy deficits, improving the business case of ESSs technologies in national grids – Brazil; establishing classification factors for storage in the energy market, capacity, and ancillary services. With the structuring of this new economy based on ESSs, all other investments, public policies, and various incentives can be programmed so that the supporting infrastructure is in place. Then, after presenting various types of energy storage, a list of ancillary services and support services for generation, transmission, distribution, and the customer that energy storage systems can provide is presented. This work also analyzes leading countries in policies related to energy storage systems – the United States of America, the United Kingdom, Australia, and Chile. which are having satisfactory results with their extensive implementation. Finally, a regulation to promote storage systems is proposed, with a series of incentive strategies – inclusion of ESSs in National Energy Plans and Energy Programs; a new asset class for ESSs to avoid double tariff collection; auction mechanisms and differentiated tariffs; categorization and stacked remuneration of services provided by ESSs; commercial and economic incentive mechanisms; exemption from low-volume production licenses; addition of ESSs without alteration of grants, authorizations, concessions and/or permits; technological neutrality; tax incentives; financial risk reduction instrument; modernization of the energy market; sectoral charge; subscription and leasing models for ESSs; regulatory sandbox; among others. The main emphasis of the work is on regulatory dimensions, incentive mechanisms and the provision of marketable storage services. The results show that nations that pioneered the application of ESSs in their electricity grids effectively promoted storage services, employing storage assets for various purposes such as peak abatement, frequency regulation, renewable energy support, and energy arbitrage applications. These applications underscore the potential of ESSs to increase grid stability and minimize exposure to risk and volatility in storage operators' revenues.

Keywords: Energy Storage Systems. Batteries. Solar Energy. Distributed Generation. International Energy Regulation and the Brazilian Energy Regulatory Framework.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potência, dados mensais e dados horários	26
Figura 2 - Energia Vertida Turbinável (EVT) de janeiro de 2021 a abril de 2024	27
Figura 3 - Variabilidade da geração solar fotovoltaica.....	28
Figura 4 - Ocorrência de corte de geração fotovoltaica na Região Nordeste em 4/4/2021 frente a dia de referência em 3/4/2021, para comparação.....	30
Figura 5 - Carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) com baterias e sem baterias	32
Figura 6 - Comparação do desempenho de frequência com / sem serviço FFR.....	33
Figura 7 - Vale do Jequitinhonha – Lítio.....	35
Figura 8 - Principais soluções de armazenamento de energia.....	38
Figura 9 – <i>SkelGrid</i>	41
Figura 10 - LIVA <i>Hybrid</i> -ESS em operação totalmente automática na AMG Graphite em Hauzenberg, Alemanha	44
Figura 11 - Visão interna do LIVA <i>Hybrid</i> -ESS.....	45
Figura 12 - <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS) híbrido em operação no Reino Unido.....	45
Figura 13 - Rangebank BESS <i>Community Grants Program</i> , na Austrália.....	48
Figura 14 - Sistema de armazenamento de energia na subestação de Registo/SP	52
Figura 15 - Baterias de enxofre-sódio da NGKilits na Europa Oriental em operação na Bulgária.....	55
Figura 16 - Baterias de enxofre-sódio da NGKilits na Europa Oriental em operação na Bulgária.....	56
Figura 17 - Eaton <i>xStorage Buildings</i> em operação no Johan Crujff ArenA, em Amsterdam.....	58
Figura 18 - Eaton <i>xStorage Buildings</i> em operação no Johan Crujff ArenA, em Amsterdam.....	59
Figura 19 - <i>Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant</i> , Beacon Power Corporation em Hazle Township, Pensilvânia	61
Figura 20 - <i>Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant</i> , Beacon Power Corporation em Hazle Township, Pensilvânia	62
Figura 21 - Composição de um <i>Flywheel Energy Storage</i>	63
Figura 22 - <i>AirBattery Process</i>	65
Figura 23 - <i>AirBattery</i> , 20 MWh para uma usina solar planejada pela empresa francesa de energia EDF Energies Nouvelles Israel LTD.....	65
Figura 24 - Funções de flexibilidade da rede em função do estágio do sistema de energia	70
Figura 25 - 13 aplicações de armazenamento de energia	73

Figura 26 - <i>Spinning reserve</i> e <i>Non-spinning reserve</i>	78
Figura 27 – Requisito de potência reativa mandatório e remunerado no sistema da Califórnia (<i>Reactive Power Support</i>)	79
Figura 28 – Tipos de serviços BESS em Mercados de Energia globalmente	87
Figura 29 - Evolução regulatória sobre armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro	109
Figura 30 – <i>Constrained-off</i> de parques solar no Brasil (médias do mês de julho 2024).....	115
Figura 31 - Resultados sobre os Projetos da Chamada Estratégica Nº 21/2016 da ANEEL (2024).....	121
Figura 32 – <i>Microgrid Ready</i>	121
Figura 33 - Sungrow, teste de incêndio	186
Figura 34 - Sungrow, teste de incêndio	187

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Detalhamento dos <i>Supercapacitors</i>	40
Quadro 2 - Exemplo de projeto de <i>Supercapacitors</i>	41
Quadro 3 - Detalhamento das <i>Latent Heat Storage</i>	42
Quadro 4 - Detalhamento das <i>Redox Flow Batteries</i>	42
Quadro 5 - Exemplo de projeto de <i>Redox Flow Batteries</i>	44
Quadro 6 - Exemplo de projeto de <i>Redox Flow Batteries</i>	45
Quadro 7 - Detalhamento dos <i>Niobium Batteries</i>	46
Quadro 8 - Detalhamento das <i>Metal-Air Batteries</i>	46
Quadro 9 - Detalhamento das <i>Liquid Metal Batteries</i>	47
Quadro 10 - Detalhamento das <i>Batteries with Solid Electrolytes</i>	47
Quadro 11 - Exemplo de projeto de <i>Batteries with Solid Electrolytes</i>	48
Quadro 12 - Detalhamento das <i>Nickel-metal Hydride Batteries</i>	48
Quadro 13 - Detalhamento das <i>Lead-acid Batteries</i>	49
Quadro 14 - Detalhamento das <i>Valve Regulated Lead Acid Batteries</i>	50
Quadro 15 - Detalhamento das <i>Lithium-Ion Batteries</i>	50
Quadro 16 - Exemplo de projeto de <i>Lithium-Ion Batteries</i>	52
Quadro 17 - Detalhamento das <i>Sodium-Ion Batteries</i>	52
Quadro 18 - Detalhamento das <i>Lithium-Sulfur Batteries</i>	53
Quadro 19 - Detalhamento das <i>Sodium-Sulphur Batteries</i>	53
Quadro 20 - Exemplo de projeto de <i>Sodium-Sulphur Batteries</i>	55
Quadro 21 - Detalhamento das <i>2ª Life Stationary Batteries of EVs</i>	56
Quadro 22 - Exemplo de projeto de <i>2ª Life Stationary Batteries of EVs</i>	58
Quadro 23 - Detalhamento dos <i>Flywheels</i>	60
Quadro 24 - Exemplo de projeto de <i>Flywheels</i>	61
Quadro 25 - Detalhamento dos <i>Gravity-based Energy Storage Systems</i>	63
Quadro 26 - Detalhamentos dos <i>Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air</i>	64
Quadro 27 - Exemplo de projeto de <i>Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air</i>	65
Quadro 28 - Detalhamento dos <i>Liquid Air Energy Storage</i>	66
Quadro 29 - Detalhamento das 23 aplicações de armazenamento de energia mais comuns	70
Quadro 30 - Principais serviços ancilares no mercado de energia dos EUA	76
Quadro 31 - Serviços ancilares via mercado competitivo - CAISO	77

Quadro 32 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado CAISO	78
Quadro 33 - Serviços ancilares via mercado competitivo - NYISO	80
Quadro 34 - Serviços aptos para usuários com sistemas de armazenamento de energia - NYISO.....	81
Quadro 35 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado NYISO	82
Quadro 36 - Serviços ancilares via mercado competitivo - PJM	83
Quadro 37 - Serviços ancilares via mercado competitivo - ISO-NE	85
Quadro 38 - Mecanismos de incentivo aos SAEs nos EUA	86
Quadro 39 - Programas financeiros relativos aos SAEs nos EUA	88
Quadro 40 - Serviços ancilares via mercado competitivo - National Grid.....	91
Quadro 41 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado National Grid	92
Quadro 42 - Mecanismos de incentivo aos SAEs no Reino Unido.....	94
Quadro 43 - Serviços ancilares via mercado competitivo - AEMO	97
Quadro 44 - Mecanismos de incentivo aos SAEs na Austrália.....	99
Quadro 45 - Programas financeiros relativos aos BESSs na Austrália	101
Quadro 46 - Serviços ancilares via mercado competitivo - Chile	103
Quadro 47 - Mecanismos de incentivo aos SAEs no Chile	103
Quadro 48 - Três ciclos da CP 039/2023 da ANEEL.....	112
Quadro 49 - Premissas relativas ao <i>constrained-off</i>	113
Quadro 50 - Premissas relativas ao <i>curtailment</i>	114
Quadro 51 - Soluções normativas da 1ª fase da CP 039/2023 da ANEEL.....	116
Quadro 52 - Soluções não normativas da 1ª fase da CP 039/2023 da ANEEL.....	119
Quadro 53 - Principais propostas regulatórias da ANEEL relativas aos sistemas de armazenamento de energia	124
Quadro 54 - Premissas relativas aos Leilões de Reserva de Capacidade com participação de SAEs.....	127
Quadro 55 - Tópicos da Proposta Regulatória, Política e Comercial relativa aos SAEs	135
Quadro 56 - Sugestões para pesquisas futuras	163
Quadro 57 - Desafios superados pela Sungrow nos testes de incêndio	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplos de SAEs adequados para serviços de resposta rápida	34
Tabela 2 - Especificação típica de diferentes tecnologias de armazenamento de energia	39
Tabela 3 - Aplicações por tipo de tecnologias de bateria	75
Tabela 4 - Programas de resposta da demanda desenvolvidos no Reino Unido	90
Tabela 5 - Rotas prioritárias dos investimentos em P&D de SAE	120
Tabela 6 - Regras para aplicação dos recursos em P&D e Eficiência Energética	151

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACE	<i>Area Control Error</i>
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEEG	<i>Italian Regulatory Authority for Electricity Gas and Water</i>
AEMC	<i>Australian Energy Market Commission</i>
AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
aFRR	<i>Automatic Frequency Restoration Reserves</i>
AIR	Análise de Impacto Regulatório
AKEF	<i>Amsterdam Climate & Energy Fund</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
ARR	Avaliações de Resultado Regulatório
ARRA	<i>American Recovery and Reinvestment Act</i>
BEIS	<i>Business, Energy and Industrial Strategy</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BIRD	Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento
BMS	<i>Battery Management System</i>
BMU	<i>Balancing Mechanism Units</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BS	<i>Black Start</i>
BTM	<i>Behind-the-meter</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CAG	Controle Automático de Geração
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CAMEX	Câmara de Comércio Exterior
CBRR	Comissão Brasileira para Recursos e Reservas
CCL	<i>Climate Change Levy</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CER	<i>Clean Energy Regulator</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CETEM	Centro de Tecnologia Mineral
<i>CfD</i>	<i>Contract for Difference</i>
CGCR	Central Geradora com Capacidade Instalada Reduzida
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CM	<i>Capacity Market</i>
CM	<i>Congestion Management</i>
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Codemge	Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais
CPSA	Contratos de Prestação de Serviços Ancilares
CPST	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão
CPUC	<i>California Public Utilities Commission</i>

CRCAP	Contrato de Reserva de Capacidade para Potência
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CUST/D	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DEBS	<i>Distributed Energy Buyback Scheme</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DESS	<i>Distributed Energy Storage Systems</i>
DFC	<i>Development Finance Corporation</i>
DNO	<i>Distribution Network Operator</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
DR	<i>Demand Reduction</i>
DRR	<i>Dynamic Reactive Response</i>
DSM	<i>Demand-side Management</i>
EaaS	<i>Energy-as-a-service</i>
EBA	<i>European Battery Alliance</i>
EBGL	<i>European Guideline on Electricity Balancing</i>
EC	<i>European Commission</i>
ECON	<i>Economic and Monetary Affairs Committee</i>
EER	Encargo de Energia de Reserva
EFR	<i>Enhanced Frequency Response</i>
EGES	<i>Emergent Generation and Energy Storage</i>
EIB	<i>European Investment Bank</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERPS	<i>Enhanced Reactive Power Service</i>
ES	<i>Electricity Storage</i>
ESA	<i>Energy Storage Association</i>
ESaaS	<i>Energy Storage as a Service</i>
ESS	<i>Energy Storage Systems</i>
ESSUTR	<i>Energy Storage Sales and Use Tax Reimbursement</i>
ESTC	<i>Energy Storage Tax Credit</i>
ESTIDA	<i>Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act</i>
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i>
EU	<i>European Union</i>
EUA	Estados Unidos da América
EUST	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão
EV	Veículo Elétrico
EVT	Energia Vertida Turbinável
FCAS	<i>Frequency Controlled Ancillary Services</i>
FCDM	<i>Frequency Control by Demand Management</i>
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FFR	<i>Firm Frequency Response</i>
FG	<i>Frequency regulation</i>

Finep	Financiadora de Estudos e Projetos
FIP	Fundo de Investimento em Participações
FES	<i>Flywheel Energy Storage</i>
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FPA	<i>Flexibility Purchase Agreement</i>
FPFAPR	<i>Fast Post Fault Active Power Recovery</i>
FRR	<i>Frequency Restoration Reserve</i>
FSM	<i>Forward Reserve Market</i>
FTM	<i>Front-of-the-meter</i>
FUDAE	<i>Fideicomiso Uruguayo De Ahorro y Eficiencia Energética</i>
FUNTEC	Fundo de Desenvolvimento Técnico-científico
GD	<i>Distributed Generation</i>
GESS	<i>Gravity-based Energy Storage Systems</i>
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRV	<i>Variable Reluctance Generator</i>
HBBS	<i>Home and Business Battery Scheme</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
HPS	<i>Husk Power Systems</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEMD	<i>Internal Electricity Market Directive</i>
IFC	<i>International Finance Corporation</i>
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INPI	Instituto Nacional da Propriedade Industrial
IoT	<i>Internet of Things</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
ISP	<i>Integrated System Plan</i>
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
ITRE	Industry, Research and Energy
LAES	<i>Liquid Air Energy Storage</i>
LCCC	<i>Low Carbon Contracts Company</i>
LCO	<i>Lithium Cobalt Oxide</i>
LDSE	<i>Long Duration Energy Storage</i>
LFP	<i>Lithium Iron Phosphate</i>
LGSE	<i>Ley General de Servicios Eléctricos</i>
LIHTC	<i>Low Income Housing Tax Credit</i>
Li-ion	Íons de Lítio
LMO	<i>Lithium Manganese Oxide</i>
LMP	<i>Local Marginal Price</i>
LRCAP	Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência
LTO	<i>Lithium Titanate Oxide</i>
MaaS	<i>Microgrid-as-a-service</i>
MAD	<i>Mid-Atlantic/Dominion</i>
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços
MEA	<i>Maryland Energy Administration</i>
mFRR	<i>manual Frequency Restoration Reserves</i>
MIGA	<i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MUST/D	Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição
MVE	Mecanismos de Venda de Excedentes
NaS	<i>Sodium-Sulphur</i>
NCA	<i>Nickel Cobalt Aluminium</i>
NECP	<i>National Energy and Climate Plan</i>
NEM	<i>National Electricity Market</i>
NEMDE	<i>National Electricity Market Dispatch Engine</i>
NERC	<i>North American Reliability Corporation</i>
NIMBY	<i>Not In My Backyard</i>
NLCAS	<i>Network Loading Control Ancillary Service</i>
NMC	<i>Nickel Manganese Cobalt</i>
NRR	<i>Normal Response Rate</i>
NSCAS	<i>Network Support and Control Ancillary Services</i>
NSW	<i>Nova Gales do Sul</i>
NT	<i>Northern Territory</i>
NT	Nota Técnica
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
NYSERDA	<i>New York State Energy Research and Development Authority</i>
ODP	<i>Optimal Development Path</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORPS	<i>Obligatory Reactive Power Service</i>
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional
Paten	Programa de Aceleração da Transição Energética
PbA	<i>Lead-acid</i>
PC	<i>Peak Capacity</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCR	<i>Primary Control Reserve</i>
PDE	Plano Decenal de Energia
PDI	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEE	Programa de Eficiência Energética
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PF	Pessoas Físicas
PHES	<i>Pumped Hydro Energy Storage</i>
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças

PNREI	Plano Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes
POD	<i>Power Oscillation Damping</i>
PPI	Projeto Piloto de Investimentos
PPI	Programa de Parcerias de Investimentos
PPP	<i>Public Private Partnership</i>
PR	<i>Power Reliability</i>
PRI	<i>Political Risk Insurance</i>
ProceL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PSC	<i>Public Service Commission</i>
PTC	<i>Production Tax Credit</i>
PTESE4S	<i>Property Tax Exclusion for Solar Energy Systems and Solar Plus Storage System</i>
PTSA	Parecer Técnico para a Prestação de Serviço Ancilar
PUC	<i>Public Utility Commissions</i>
RAP	Receita Anual Permitida
RE	<i>Renewables Integration</i>
REC	<i>Renewable Energy Certificate</i>
RECAH	<i>Rural Energy Community Advisory Hub</i>
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REESPT	<i>Renewable Energy and Energy Storage Property Tax Exemption</i>
REN	Resolução Normativa
RES	<i>Renewable Energy Systems</i>
RESIP	<i>Retail Energy Storage Incentive Program</i>
RET	<i>Renewable Energy Target</i>
RFB	<i>Redox Flow Battery</i>
RM	<i>Ramping Margin</i>
ROB	Receita Operacional Bruta
RPO	Reunião Pública Ordinária
POR	Reserva de Potência Operativa
RR	<i>Replacement Reserves</i>
RTM	<i>Real Time Market</i>
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SC	<i>Self-consumption</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SCPR/MDIC	Secretaria de Competitividade e Política Regulatória do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços
SDBP	<i>Smart Distributed Batteries Project</i>
SEA	<i>Strategic Environmental Assessment</i>
SEI	<i>Solid Electrolyte Interface</i>
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Especial de Proteção

SETS	<i>Solid Electric Thermal Storage</i>
SGIP	<i>Self-Generation Incentive Program</i>
SHS	<i>Solar Home Systems</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
SIPS	<i>System Integrity Protection Scheme</i>
SIR	<i>Synchronous Inertial Response</i>
SME	<i>Small and Midsize Enterprise</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SNTEP	<i>Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SPE	<i>Sociedade de Propósito Específico</i>
SRAS	<i>System Restart Ancillary Services</i>
S+SRP	<i>Solar + Storage Rebate Program</i>
ST	<i>Seasonal Storage</i>
STEES	<i>Sales Tax Exemption for Energy Storage Systems</i>
STOR	<i>Short Term Operating Reserve</i>
SUTEEPG	<i>Sales and Use Tax Exemption for Electric Power Generation and Storage Equipment</i>
TCRESS	<i>Tax Credit for Residential Energy Storage Systems</i>
TD	<i>T&D Deferral</i>
TMNSR	<i>Ten-minute Non-synchronized Reserves</i>
TMOR	<i>Thirty-minute Operating Reserves</i>
TMSR	<i>Ten-minute Synchronized Reserves</i>
TOSAS	<i>Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service</i>
TS	<i>Tomada de Subsídios</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TUOS	<i>Transmission Use of the System</i>
TUST/D	<i>Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição</i>
UFV	<i>Central Geradora Fotovoltaica</i>
UGH	<i>Central Geradora Híbrida</i>
UHE	<i>Usina Hidrelétrica</i>
UK	<i>Reino Unido</i>
UNDP	<i>United Nations Development Programme</i>
USA	<i>United States of America</i>
VCAS	<i>Voltage Control Ancillary Service</i>
VDER	<i>Value of Distributed Energy Resources</i>
VNI	<i>New South Wales Interconnector</i>
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
VRB	<i>Vanadium Redox Battery</i>
VRE	<i>Variable Renewable Energy</i>
VRFB	<i>Vanadium Redox Flow Battery</i>
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>
VS	<i>Voltage Support</i>
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Justificativa	25
1.2	Definição do Problema	36
1.3	Objetivo Geral.....	36
1.4	Objetivo Específicos	36
1.5	Estrutura da Dissertação.....	37
2	BASES TÉCNICAS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	38
2.1	Elétrica	39
2.1.1	<i>Supercapacitors</i>	<i>39</i>
2.2	Térmica	41
2.2.1	<i>Latent Heat Storage</i>	<i>41</i>
2.3	Eletroquímica	42
2.3.1	<i>Redox Flow Batteries (Vanadium, Zinc iron e Zinc bromine)</i>	<i>42</i>
2.3.2	<i>Niobium Batteries</i>	<i>46</i>
2.3.3	<i>Metal-Air Batteries.....</i>	<i>46</i>
2.3.4	<i>Liquid Metal Batteries.....</i>	<i>47</i>
2.3.5	<i>Batteries with Solid Electrolytes</i>	<i>47</i>
2.3.6	<i>Nickel-metal Hydride Batteries</i>	<i>48</i>
2.3.7	<i>Lead-acid Batteries</i>	<i>49</i>
2.3.8	<i>Valve Regulated Lead Acid Batteries</i>	<i>49</i>
2.3.9	<i>Lithium-Ion Batteries</i>	<i>50</i>
2.3.10	<i>Sodium-Ion Batteries.....</i>	<i>52</i>
2.3.11	<i>Lithium-Sulfur Batteries.....</i>	<i>53</i>
2.3.12	<i>Sodium-Sulphur Batteries</i>	<i>53</i>
2.3.13	<i>2ª Life Stationary Batteries of EVs</i>	<i>56</i>
2.4	Mecânica	59
2.4.1	<i>Flywheels (Rotational Motion), Flywheel (FES), Kinetic Energy or Modular Infrastructure Solution (MIS)</i>	<i>59</i>
2.4.2	<i>Gravity-based Energy Storage Systems (GESS)</i>	<i>63</i>
2.4.3	<i>Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air.....</i>	<i>64</i>
2.4.4	<i>Liquid Air Energy Storage (LAES).....</i>	<i>65</i>
2.5	Aplicações no Setor Elétrico.....	69
3	PANORAMA INTERNACIONAL E LIÇÕES PARA O BRASIL.....	76
3.1	Estados Unidos da América.....	76
3.1.1	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (CAISO)	77
3.1.2	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (NYISO)	80
3.1.3	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (PJM)	82
3.1.4	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (ISO-NE)	84
3.1.5	Mecanismos de incentivos nos Estados Unidos da América	86
3.2	Reino Unido	90
3.2.1	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (National Grid)	90
3.2.2	Mecanismos de incentivos no Reino Unido.....	93
3.3	Austrália.....	96
3.3.1	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (NEM)	97

3.3.2	Mecanismos de incentivos na Austrália	99
3.4	Chile	101
3.4.1	Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo.....	102
3.4.2	Mecanismos de incentivos no Chile	103
3.5	Lições para o Brasil	105
4	O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA REGULAÇÃO BRASILEIRA	109
4.1	Consulta Pública 039/2023 da ANEEL	111
4.1.1	<i>Constrained-off</i>	113
4.1.2	<i>Curtailment</i>	114
4.1.3	Resultado da análise das contribuições da 1ª (primeira) fase da Consulta Pública 039 da ANEEL.....	115
4.1.3.1	<i>Soluções normativas (SN)</i>	116
4.1.3.2	<i>Soluções não normativas (SNN)</i>	119
4.1.4	Resultado da análise das contribuições da 2ª (segunda) fase da Consulta Pública 039 da ANEEL.....	122
4.2	Leilões de Reserva de Capacidade e Participação dos SAEs.....	127
4.3	Classificação Regulatória e Enquadramento dos SAEs.....	133
4.4	Desafios Atuais e Perspectivas Regulatórias.....	133
5	PROPOSTA REGULATÓRIA, POLÍTICA E COMERCIAL DE FOMENTO AOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	135
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES.....	155
6.1	Impactos Esperados da Proposta	162
6.2	Limitações e Sugestões para Pesquisas Futuras	163
ANEXO A – Segurança em Baterias		185

1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com a sustentabilidade ambiental, e com a segurança energética tem impulsionado transformações estruturais no setor elétrico global. Neste cenário, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) surgem como elementos estratégicos para viabilizar a transição energética, ao oferecer maior flexibilidade, confiabilidade e eficiência à operação dos sistemas elétricos. (CASTAGNETO GISSEY, DODDS E RADCLIFFE, 2018).

A eletrificação de cargas, a expansão da geração distribuída a partir de fontes intermitentes — como a solar fotovoltaica — e o aumento da penetração de veículos elétricos impõem novos desafios ao planejamento e à operação do sistema elétrico brasileiro. Neste contexto, os SAEs ganham protagonismo, não apenas como solução técnica, mas como instrumento de política energética e vetor de inovação econômica.

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), a capacidade global de sistemas de armazenamento irá aumentar de menos de 200 GW em 2023 para mais de um terawatt – TW, equivalente a mil GW; até o fim da década e a quase 5 TW até 2050. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023)

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mecanismos que induzam maior compromisso com a entrega da potência por ele requeridas são essenciais, especialmente, diante dos cenários de coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas e fotovoltaicas, que demandam recursos adicionais para se evitar o uso da reserva operativa nos horários de ponta de carga. (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024).

A transição de sistemas de energia elétrica que tradicionalmente têm sido dominados por grandes unidades geradoras síncronas para sistemas com altos níveis de geração renovável variável resulta em desafios técnicos para operar sistemas de energia com segurança. Isso se deve à natureza não sincrônica dos geradores renováveis, bem como à natureza variável dos recursos subjacentes. Esses desafios, ou escassez técnica, se não forem abordados adequadamente, podem ter um impacto profundo na segurança e estabilidade do sistema de energia elétrica. Ter um portfólio completo de serviços ancilares em todo o espectro ajudará a garantir que o sistema elétrico seja mais robusto para eventos de alto impacto, apesar da crescente penetração

da produção renovável variável e dos maiores níveis de incerteza do lado da demanda, e mais resiliente a situações de emergência e contingências.

Os sistemas de armazenamento de energia têm o potencial disruptivo são competitivos na prestação de diferentes serviços e tem capacidade de resposta instantânea, modularidade e flexibilidade operativa e locacional, podendo ser utilizados tanto em soluções centralizadas como distribuídas.

A combinação de SAE com geração solar fotovoltaica é estratégica para aumentar a previsibilidade e a confiabilidade dessa fonte. A aplicação de baterias em sistemas fotovoltaicos domésticos e industriais permite maior autoconsumo, redução de picos de demanda e alívio do sistema de distribuição. Além disso, os SAEs são peças-chave na evolução das redes elétricas inteligentes (*smart grids*), possibilitando a digitalização da medição, automação e controle da rede elétrica em tempo real. A sinergia com tecnologias como *Internet of Things* (IoT), inteligência artificial e veículos elétricos potencializa ainda mais seu papel no futuro do setor elétrico.

O setor de energias renováveis encara desafios com a elevada expansão da capacidade instalada, principalmente com o fato de precisar realizar interrupções programadas, como o *curtailment* e o *constrained-off*. Essas interrupções são essenciais para garantir a estabilidade do sistema, porém afetam diretamente a receita dos geradores, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta as compensações para certas situações. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

As principais utilizações de SAEs incluem a reserva de capacidade, especialmente na forma de produto de potência, a oferta de serviços ancilares, a utilização de soluções de armazenamento para mitigar os impactos do *constrained-off* e nas áreas de transmissão e distribuição de eletricidade. A relevância dos sistemas de armazenamento para oferecer esses serviços é evidenciada pelo histórico de mercados globais. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

O Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 indica a necessidade de suprimento de potência no SIN (Sistema Interligado Nacional), em certas horas do dia, a partir de 2024 e considera o armazenamento em baterias como uma das tecnologias para esta finalidade. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

1.1 Justificativa

Apesar do avanço tecnológico e da redução de custos das tecnologias de armazenamento de energia, a adoção em larga escala dos SAEs no Brasil ainda enfrenta diversas barreiras, especialmente no âmbito regulatório, comercial e institucional. A ausência de um marco legal específico, a falta de modelos de negócio viáveis e a indefinição sobre a remuneração dos serviços prestados por sistemas de armazenamento dificultam a expansão desse segmento. A criação de um ambiente regulatório claro, estável e incentivador é condição fundamental para atrair investimentos, desenvolver a cadeia produtiva nacional e integrar os SAEs às políticas públicas de universalização do acesso à energia e de desenvolvimento regional sustentável.

Os 6 (seis) principais temas regulatórios apresentados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2024, como essenciais para atualização do setor elétrico brasileiro foram: Recursos Energéticos Distribuídos (RED), Acesso ao Sistema de Transmissão, Serviços Ancilares, Resposta a Demanda, Operação e Preço, e Armazenamento de Energia. (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024).

O Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, criado pela Portaria n. 187/2019 (MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, 2019) com a colaboração do Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a fim de desenvolver sugestões para a Modernização do Setor Elétrico, frisou:

- A capacidade dos sistemas de armazenamento (p. ex. baterias eletroquímicas e usinas hidrelétricas reversíveis) em oferecer serviços ancilares, fornecer potência sob demanda e colaborar na gestão da capacidade de transmissão;
- A possibilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), como armazenamento e resposta do lado da demanda, em se envolver em um mercado competitivo, juntamente com soluções de geração e transmissão, rivalizando com recursos centralizados. Essa participação pode ocorrer de forma individual ou por meio de "agregadores", que formam usinas virtuais; e

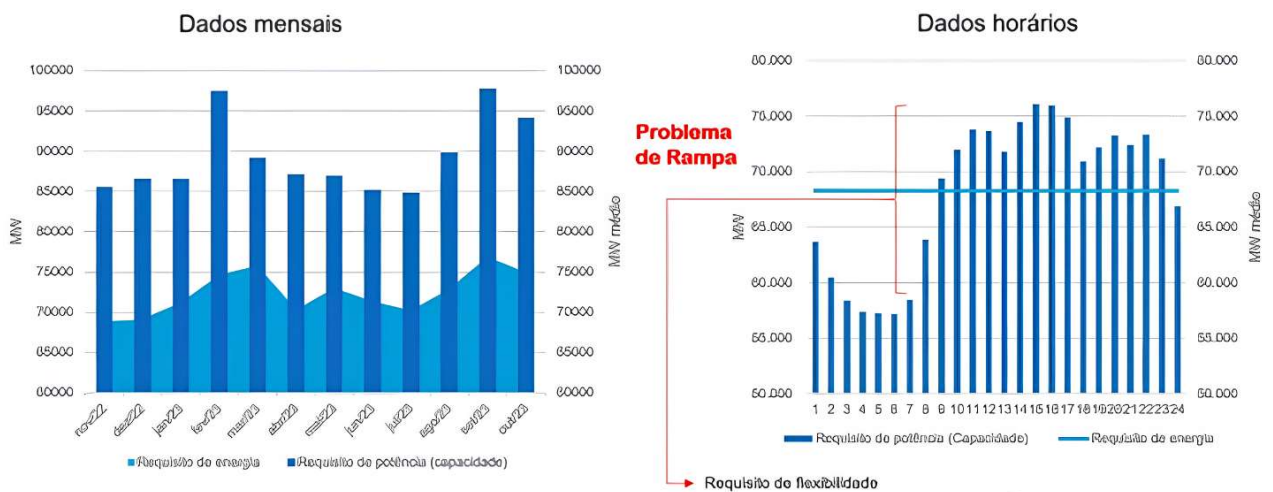
- Programas de Resposta da Demanda possíveis fontes de serviços ancilares.

O Grupo de Trabalho foi dividido em subgrupos, um dos quais focou na "Integração de novas tecnologias", que buscou destacar tecnologias de geração, transmissão e armazenamento de energia elétrica, incluindo aquelas voltadas para o lado da demanda.

Razões para necessidade de reserva de capacidade de potência

O Brasil tem uma potência instalada muito acima do seu requisito de energia. Quando se analisa a potência mês a mês vê-se que tem a potência necessária. Como visto o problema não é esse, mas sim que em determinados momentos não se consegue atender, tem-se uma rampa, conforme Figura 1, ou seja, não se tem potência para atender a demanda energética em determinados momentos do dia – em algumas horas do dia. O leilão de reserva de capacidade é para que possa despachar uma certa fonte – ou armazenamento de energia; no momento de interesse, não adianta ter energia instalada se no momento em que se precisa dela ela não está disponível para ser despachada. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

Figura 1 - Potência, dados mensais e dados horários



Fonte: CÂMARA DOS DEPUTADOS (2024)

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é complexo e a necessidade de reserva de capacidade de potência pode ser justificada por uma série de razões:

- 1) Séries hidrológicas com baixos volumes de Energia Natural Afluyente (ENA);
- 2) Requisito de potência por demanda da carga na ponta;

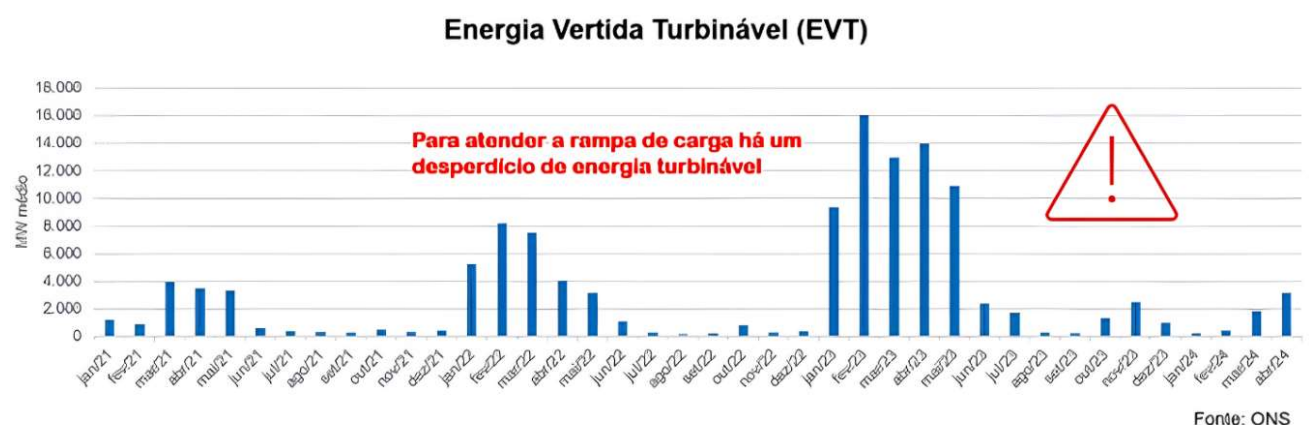
- 3) Compensação de rampa de geração solar-fotovoltaica;
- 4) Complementação de *Variable Reluctance Generator* (GRV), em caso de desvio entre geração programada e realizada;
- 5) Compensação de desligamentos programados de instalações de transmissão e geração;
- 6) Compensação de eventos fortuitos na rede de transmissão ou em recursos energéticos;
- 7) Prestação de serviços ancilares de controle de frequência e tensão e suporte de potência.

Para assegurar a adequação de recursos frente a uma diversidade de causas, com probabilidade, abrangência e duração distintas, é preciso dispor de um portfólio que minimize o custo total (implantação, manutenção, operação e custo de arrependimento).

Desperdício de energia turbinável para atendimento a rampa

Para atender a rampa, no gráfico da Figura 2 abaixo, está sendo “desperdiçada” energia turbinável. De janeiro de 2021 a abril de 2024 estima-se um “desperdício” de 7,5 bilhões de reais.

Figura 2 - Energia Vertida Turbinável (EVT) de janeiro de 2021 a abril de 2024



- O Custo de Oportunidade da EVT, valorado com base no PLD médio mensal, totalizou **R\$ 7,5 bilhões** de jan/21 a abr/24
- Em fev/23, a **EVT correspondeu a 21%** de toda a energia consumida no SIN

Fonte: CÂMARA DOS DEPUTADOS (2024)

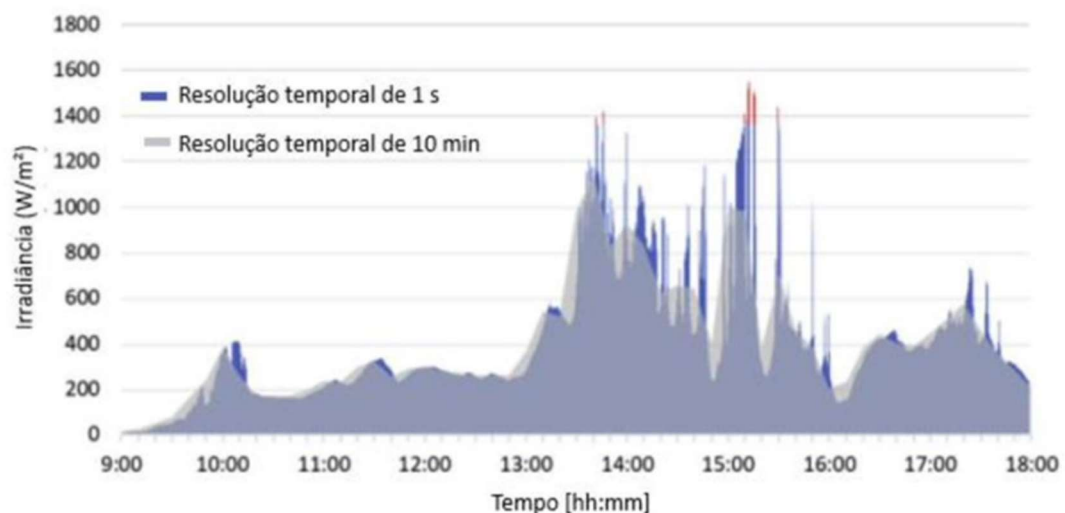
Apesar da carga tributária do armazenamento de energia, ele ainda é capaz de gerar economicidade. O ONS precisa de um portfólio diversificado de tecnologias disponíveis e complementares para operar o SIN.

Falta de inércia devido ao aumento do uso de energias renováveis intermitentes

A ampliação da inserção de fontes variáveis de energia no SIN está sendo seguida pelo acréscimo da demanda por reserva de potência operativa. Como as previsões atuais mostram que as fontes alternativas seguirão auferindo espaço na matriz energética brasileira, o número de reservas operativas requeridas à operação segura do sistema elétrico está se elevando. (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024).

A infraestrutura de rede atual foi projetada para lidar com níveis específicos de demanda com base em padrões históricos de consumo. No entanto, com o aumento de fontes de energia renováveis intermitentes, como eólica e solar, e o fluxo de energia bidirecional típico de fontes de energia distribuídas, manter o equilíbrio tornou-se um desafio significativo. Na Figura 3 pode se ver, por exemplo, o nível da variabilidade da geração fotovoltaica. Devido ao acúmulo de produção de energia renovável na infraestrutura de rede e à redução paralela de equipamentos rotativos, há uma crescente falta de inércia para manter a estabilidade de rede.

Figura 3 - Variabilidade da geração solar fotovoltaica



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2024)

A rede elétrica opera dentro de uma faixa de frequência estreita. Mudanças na geração ou carga podem causar desvios de frequência, afetando a operação de geradores e equipamentos elétricos e derramamento (aumento) de carga. Desvios sustentados podem levar à instabilidade do sistema.

A resposta rápida das baterias é um atributo que colabora para sua aplicação em serviços correlatos a controle de frequência. Embora não sejam equipamentos rotativos, elas podem aprovisionar a denominada inércia sintética ao sistema, propiciando tempo suficiente para a atuação satisfatória do controle primário de frequência, especialmente em sistemas com inércia reduzida. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019)

Desafios na Operação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico

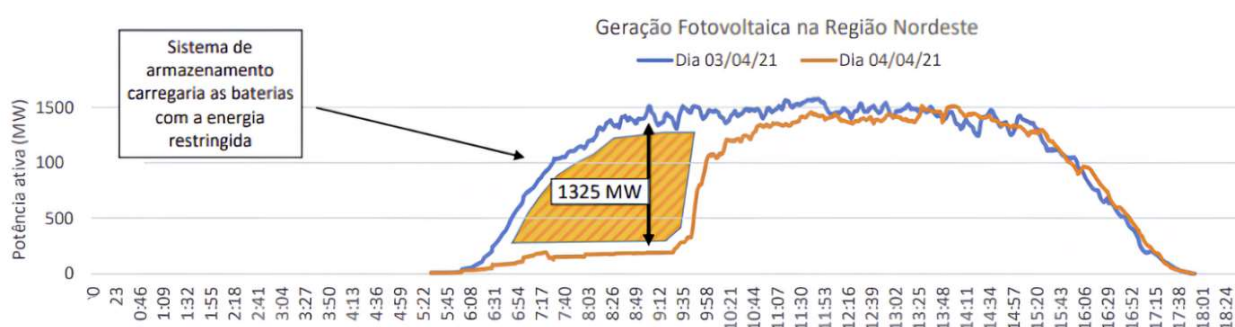
No Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (PAR/PEL) – Ciclo 2024 a 2028 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024), para horizonte de planejamento da operação de médio prazo, o ONS indica que as pontas de carga irão se intensificar no horário noturno quando serão necessários elevados despachos de geração térmica, trazendo novos desafios para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Há ainda a expectativa da necessidade de geração para atendimento de potência em resposta às variações de demanda no Sistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ao fim da tarde, nos momentos de diminuição de geração fotovoltaica, e quando não houver geração eólica suficiente ou intercâmbios entre as regiões. Ambos os desafios os SAEs podem ajudar a sanar.

Para que se tenha operação no menor custo, a operação verifica excedentes de geração por restrições na produção da geração solar, seja para controle de fluxo, frequência ou nas situações em que há intervenções onde o operador trabalha com redes alteradas, assim, ele, o operador do sistema, precisa qualificar o requisito, com isso, ele tem que retirar ou cortar a geração – é preciso estabelecer de forma padronizada os critérios para isso ainda; ou, eventualmente o próprio bloqueio quando no início da manhã se tem muito mais geração do que é possível se alocar na carga – com isso, ele, o ONS, já está produzindo toda a demanda com outras fontes como, por exemplo, hidrelétrica, eólica, por conta disso se faz o bloqueio da rampa solar – geração solar; porque não é possível fazer a alocação desse recurso na carga. Este bloqueio em termos

de potência pode até ser significativo em determinados momentos, mas do ponto de vista energético ele é relativamente limitado.

A alta penetração de renovável gera complexidade para operação do ONS. No cenário sem armazenamento de energia – atual; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) faz restrições de geração solar para controle de fluxo, de frequência e de inequações de intervenções. Conforme pode se ver na Figura 4, o ONS faz o bloqueio na geração solar fotovoltaica no início da manhã – alta rampa; pois é quando se tem muito mais geração do que é possível se alocar – o recurso; na carga, ou seja, é uma energia – geração fotovoltaica de aproximadamente 1325 MW; que é desconectada do Sistema Interligado Nacional (SIN) – “desperdiçada”. Assim, estão acontecendo cortes e a tendência é de que estes cortes fiquem mais frequentes, mas ainda do ponto de vista energético são relativamente baixos – os cortes; quando comparados a energia armazenada no sistema.

Figura 4 - Ocorrência de corte de geração fotovoltaica na Região Nordeste em 4/4/2021 frente a dia de referência em 3/4/2021, para comparação



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023)

Utilizar armazenamento de energia, pois no cenário com SAE, este carregaria as baterias – ou outro tipo de armazenamento de energia; com a energia restringida – desconectada; pelo ONS e ela poderia ser usada depois.

O *Battery Energy Storage System* (BESS) em larga escala coopera para descentralização e a digitalização do setor elétrico. Com a elevação da presença de fontes de geração renováveis como eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica, os sistemas de armazenamento de energia perfazem um papel a cada dia mais importante, já que estas fontes variáveis de energia tem despachabilidade reduzida, em relação as termelétricas e hidrelétricas, e podem causar grandes montantes de energia em

momentos de baixo consumo ou estar indisponíveis em momentos de pico de demanda por eletricidade.

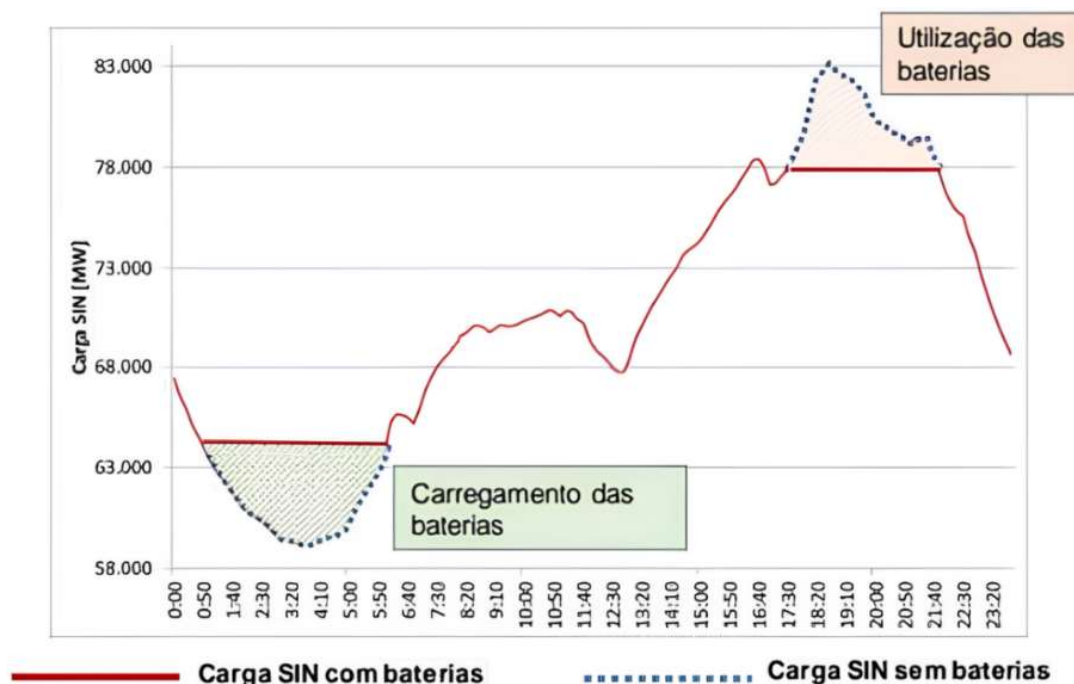
A regulação de frequência é fundamental para a estabilidade da rede elétrica. Para evitar interrupções, a rede deve equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade. SAEs, particularmente aqueles usados em processos industriais, podem ser programados para prover ou absorver potência em resposta a flutuações de frequência, ajudando assim a estabilizar a rede.

Um sistema de armazenamento acoplado a uma unidade geradora pode ser usado como reserva de capacidade, ou fornecer serviços ancilares. Nos Estados Unidos da América, sistemas de armazenamento estão substituindo o despacho de usinas termoelétricas durante o horário ponta. No Reino Unido, a autoridade reguladora definiu uma série de produtos como, por exemplo, o *'dynamic firm frequency response'* ou o *'dynamic containment'*, que possibilitam a contratação de sistemas de armazenamento, se beneficiando da sua agilidade e flexibilidade para o fornecimento de serviços ancilares no cenário de uma matriz elétrica com participação ascendente de recursos renováveis variáveis. Sistemas de armazenamento já estão sendo utilizados como reserva de capacidade em vários países, incluindo o Reino Unido.

Possibilidade de contratação de demanda menor com sistema de armazenamento de energia

O armazenamento de energia pode realizar o atendimento a cargas emergenciais e de ponta – quando o total de capacidade disponível não é suficiente para atender a picos de consumo, seja devido a limitações na geração ou na transmissão/distribuição local. Aplicações atrás do medidor – Redução da Demanda Máxima e Autossuficiência: implementação de sistemas de armazenamento para minimizar a demanda máxima do consumidor, visto que no Brasil, consumidores que são atendidos em média e alta tensão devem previamente contratar um nível de demanda máxima (kW), e, se essa demanda for excedida, incorrerão em tarifas elevadas por ultrapassagem da demanda. Assim, conforme Figura 5, as baterias podem possibilitar a contratação de uma demanda menor e assegurar que não haja ultrapassagem. Além disso os sistemas de armazenamento podem funcionar como *backup*, prevenindo a parada e a redução na qualidade do fornecimento. (SCHMIDT, STAFEELL, 2023)

Figura 5 - Carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) com baterias e sem baterias



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2023).

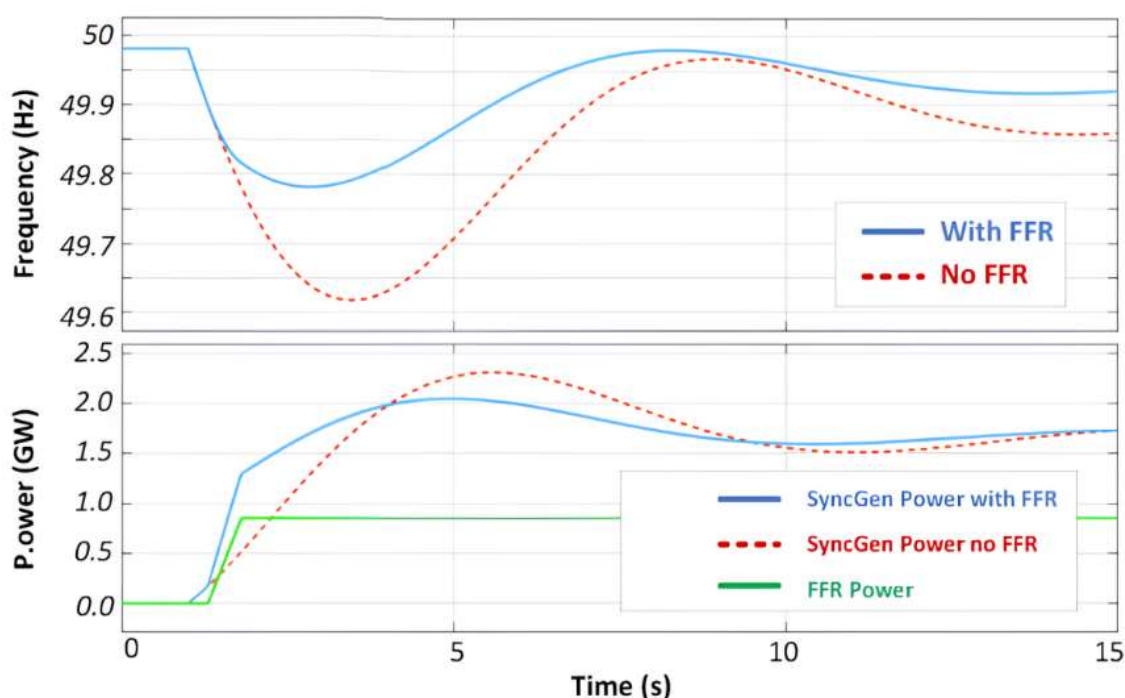
O aumento da participação de geração variável na1 matriz elétrica gera a elevação da necessidade de recursos flexíveis no sistema para proporcionar o suprimento confiável. O armazenamento de energia se aplica como reserva estratégica para prover a confiabilidade do sistema em caso de falhas ou picos de demanda, já que a flexibilidade operativa destas soluções tecnológicas possibilita a oferta de capacidade para compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, garantindo a segurança no suprimento de energia.

Armazenamento oferecendo resposta rápida, FFR, suprimindo zona morta de geradores rotacionais

O *Frequency Controlled Ancillary Services* (FCAS) é um importante segmento de *ancillary service*. O FCAS ajuda a estabilizar a rede, mantendo um equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade, e este serviço pode ser prestado por sistemas de armazenamento de energia. Tradicionalmente, o desvio de frequência causado pela variação de potência e eventos de contingência é compensado pelo *Primary Frequency Response* (PFR) principalmente de geradores rotacionais. Contudo, sua zona morta inerente e resposta lenta geralmente resultam em uma entrega de energia de resposta total em cerca de 10 a 20 segundos, o que é muito lento para um sistema de baixa inércia. Com a ajuda de uma fonte de energia de resposta rápida, como um conversor com

interface SAE, a energia pode ser fornecida para mitigar efetivamente a taxa de variação de frequência. A Figura 6 simula um evento de perda de frequência para um grande gerador em uma rede de baixa inércia e compara o comportamento da frequência com e sem um *Fast Frequency Response* (FFR). Pode-se ver que a taxa de variação da frequência é significativamente reduzida. (MENG; ZAFAR; KHADEM; COLLINSON, 2019).

Figura 6 - Comparação do desempenho de frequência com / sem serviço FFR



Fonte: MENG; ZAFAR; KHADEM; COLLINSON (2019)

Assim, soluções como SAEs com interface de conversor podem ser benéficas para a estabilidade, segurança e confiabilidade da rede, fornecendo serviços do tipo FFR.

Várias tecnologias de armazenamento de energia estão listadas na Tabela 1 abaixo que são candidatas potenciais para fornecer esses serviços, graças ao seu considerável tamanho de potência/energia e tempo de resposta rápido. (MENG; ZAFAR; KHADEM; COLLINSON, 2019).

Tabela 1 – Exemplos de SAEs adequados para serviços de resposta rápida

Tecnologia	Faixa de potência (MW)	Quantidade de energia (MWh)	Tempo de resposta	Tempo de descarga
<i>Flywheels</i>	0,1-400	Até 5	≤ 4 ms (milissegundos)	Até 15 min (minutos)
<i>Lithium Batteries</i>	Até 50 ou mais	Até 20	Poucos a 40 ms (milissegundos)	Minutos a horas
<i>Flow Batteries</i>	~3, 50 possível	Até 60	Poucos a 40 ms (milissegundos)	Segundos a horas
<i>Advanced Lead-Acid Batteries</i>	Até 40	Até 40	Poucos a 40 ms (milissegundos)	Segundos a horas
<i>Supercapacitors</i>	Até 50	Até 0,28	Poucos a 40 ms (milissegundos)	Milissegundos a 1 hora

Fonte: MENG; ZAFAR; KHADEM; COLLINSON (2019)

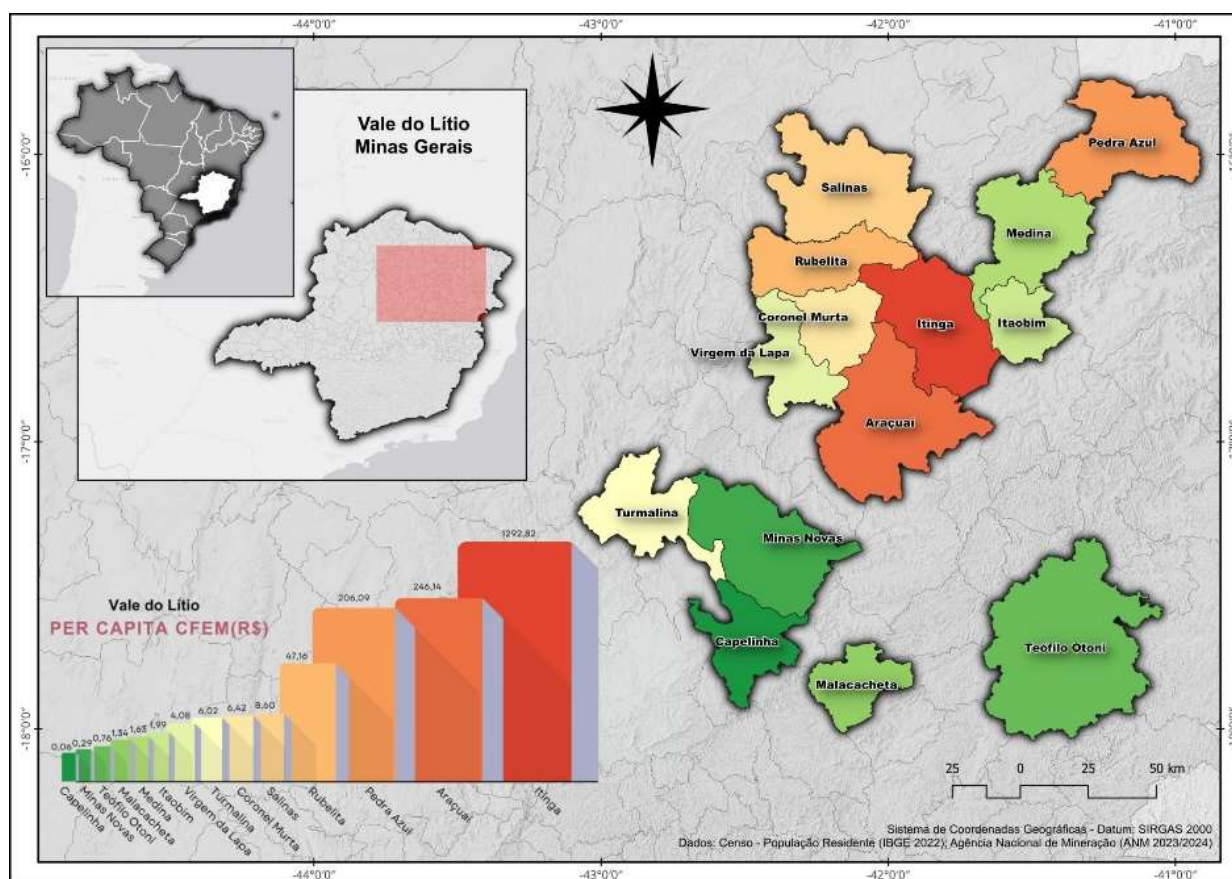
Sistemas de armazenamento de energia oferecem serviços de energia para aplicações em distintos componentes da rede, resposta rápida a variação da demanda, aprimoram a atuação das *smart grids*, contribuem para que os geradores equilibrem as cargas, oferecem serviços essenciais à rede para integrar e elevar a utilização de energia solar, geram assertividade das estimativas de demanda futura e a flexibilidade e segurança energética do sistema elétrico, bem como favorece uma vasta gama de novos fluxos de receita de serviços. (AHMED; TRACEY; MAHER; MICHAEL; NASHWAN, 2020)

As requisições de segurança de suprimento e de flexibilidade de operação, junto com a necessidade de alternativas energéticas sustentáveis, estão contribuindo para ampliação do mercado de serviços elétricos, tais como: reserva de potência para controle de frequência, reserva de prontidão, suporte de reativos, auto restabelecimento (*black-start*) e sistemas especiais de proteção.

Reservas minerais brasileiras

Ademais, segundo a Agência Nacional de Mineração (ANM), com as reservas da AMG Mineração e da Sigma Mineração aprovadas em 2018, o Brasil passou a deter a 5ª maior reserva mundial (concentrados de Lítio, em Óxido de Lítio contido (Li₂O)) entre os países que divulgam seus números e que possuem estatísticas confiáveis. Esta posição poderá melhorar nos próximos anos, tendo em vista que a Sigma Mineração ainda está reavaliando outras áreas das quais é titular no Vale do Jequitinhonha (Minas Gerais - MG), representado na Figura 7. (AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, 2019)

Figura 7 - Vale do Jequitinhonha – Lítio



Fonte: BRASIL (2015)

O Brasil pode despontar como um grande *player* no mercado global de lítio graças ao seu "vale do lítio" no Vale do Jequitinhonha, em Minas Gerais. Com reservas estimadas em 730 mil toneladas conhecidas por sua alta pureza, o lítio do Brasil pode ser um recurso valioso para a produção de baterias. Empresas como Sigma e Atlas estão explorando ativamente investimentos significativos para expandir a produção de concentrado de espodumênio. Este desenvolvimento futuro tem uma importância estratégica significativa, dado o aumento substancial esperado na demanda global de lítio impulsionado pela mudança para energia limpa. Isso posiciona o Brasil para desempenhar um papel crucial na contribuição para soluções energéticas sustentáveis. Em 2023, a produção de lítio no Brasil foi estimada em aproximadamente 4.900 toneladas, acima das 2.630 toneladas do ano anterior, 2022, estabelecendo o Brasil como um dos maiores produtores de lítio do mundo. (STATISTA, 2024)

Obras da 1ª fábrica de bateria de lítio da Bahia (BA) estão previstas para começar em 2025: primeira Gigafábrica de América Latina pela Bravo Motor Company

Brasil voltada para a produção de baterias de lítio, que irá produzir células de baterias de lítio para veículos elétricos e *Battery Energy Storage Systems* (BESSs). Atenderá diferentes setores e indústrias, desde a energia elétrica, setor automotivo, de equipamentos industriais, robóticos, da indústria 4.0 e de construção. A unidade estará instalada em um terreno de 400 mil m², cedido pela prefeitura de São Sebastião do Passé. Investimento de 1,27 bilhão no estado BA.

1.2 Definição do Problema

O problema central que motiva esta dissertação é: Como estruturar uma proposta regulatória, política e comercial que incentive a adoção de sistemas de armazenamento de energia no Brasil, promovendo sua viabilidade técnica e econômica no contexto da transição energética?

1.3 Objetivo Geral

Propor um conjunto de diretrizes regulatórias, políticas e comerciais voltadas ao incentivo dos SAEs no Brasil, com base em experiências internacionais, análise do contexto nacional e identificação de barreiras e oportunidades.

1.4 Objetivo Específicos

- Analisar o estado da arte das tecnologias de armazenamento e suas aplicações no setor elétrico;
- Avaliar o arcabouço regulatório brasileiro e os principais entraves à inserção dos SAEs;
- Mapear experiências internacionais relevantes e mecanismos de fomento utilizados;
- Propor diretrizes normativas e instrumentos de incentivo para viabilizar economicamente os SAEs;
- Indicar modelos de negócios aplicáveis ao contexto brasileiro.

1.5 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

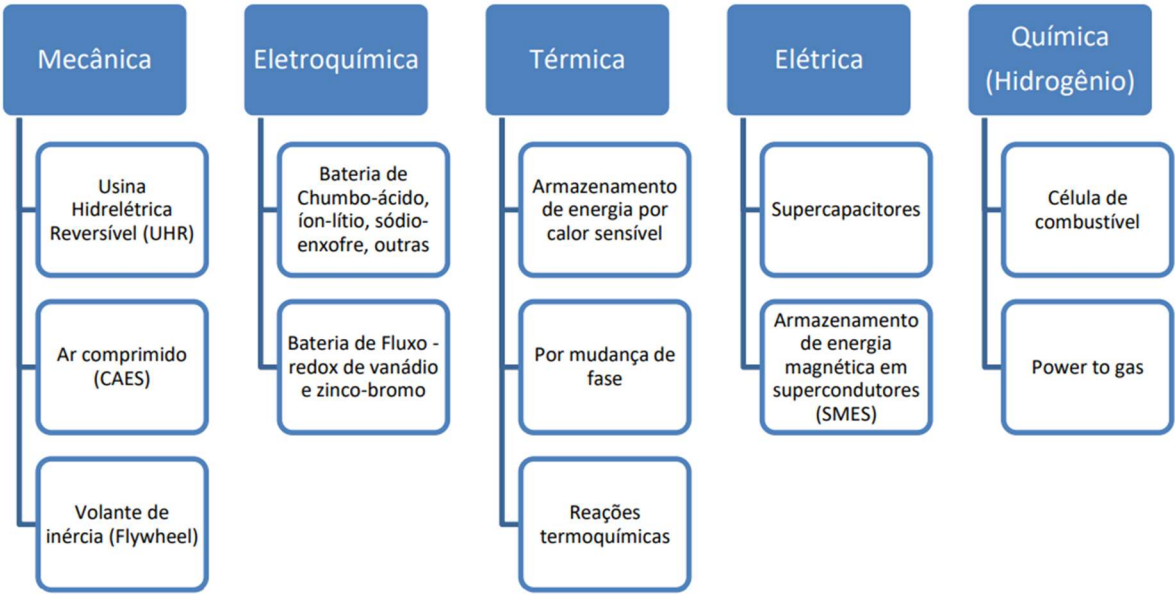
- Capítulo 2 apresenta os fundamentos técnicos e operacionais dos SAEs;
- Capítulo 3 descreve os modelos internacionais de regulação e incentivos;
- Capítulo 4 aborda a evolução e os desafios regulatórios brasileiros;
- Capítulo 5 propõe diretrizes normativas, políticas e comerciais para os SAEs;
- Capítulo 6 traz as considerações finais e recomendações para formulação de um marco legal para SAE no país.

2 BASES TÉCNICAS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) englobam diversas tecnologias capazes de acumular energia elétrica para posterior utilização. Entre as principais, destacam-se as baterias eletroquímicas (íon-lítio, chumbo-ácido, fluxo redox, sódio-enxofre), armazenamento térmico, armazenamento mecânico (ar comprimido, volantes de inércia e sistemas hidrelétricos reversíveis), armazenamento elétrico (supercapacitores) e armazenamento químico. Esses sistemas atuam como elementos de flexibilidade para a rede elétrica, permitindo desde a estabilização de frequência até o deslocamento temporal do consumo e da geração.

A Figura 8 abaixo apresenta as principais tecnologias em estudo para armazenamento de energia em grande escala segundo a EPE. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019, pg. 8)

Figura 8 - Principais soluções de armazenamento de energia



Fonte:EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

A Tabela 2 abaixo apresenta um compilado da especificação técnica típica de diferentes tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 2 - Especificação típica de diferentes tecnologias de armazenamento de energia

Armazenamento de energia	Nome abreviado	Grupo	Energia específica (Wh/kg)	Densidade de energia (Wh/L)	Eficiência Round Trip (%)	Vida útil (anos)	Duração da descarga (ms a horas)
NMC	NMC	<i>Lithium-ion</i>	230-270	500-700	85-95	8-10	30 min-horas
LFP	LFP	<i>Lithium-ion</i>	100-150	300	85-95	10-15	30 min-horas
Anode LTO	Anode	<i>Lithium-ion</i>	60-100	50-200	> 95	10-15	< 30 minutos
Vanadium	VRFB	<i>Redox Flow</i>	15-40	10.0-70.0	75-80	20-30	horas-dias
Sodium-ion Batteries	Na-ion	<i>Sodium-ion</i>	75-150	200	90-95	30	30 min-horas
Metal Air Batteries	M-Air	<i>Metal-Air</i>	60-500	500-1000	75%	10	horas-dias
Anode – Silicon	Anode	<i>Lithium-ion</i>	250-300	500-800	80-90	2-5	30 min-horas
Solid-state	Electrolyte	<i>Lithium-ion</i>	260-350	300-1000	75-90	10-12	< 10 minutos
Anode – Li metal	Anode	<i>Lithium-ion</i>	400+	600-1300			30 min-horas
Zinc Iron	Zn Fe	<i>Redox Flow</i>	10.0-35.0	25-30	65-85	16	horas-dias
Zinc Bromine	Zn Br	<i>Redox Flow</i>	34-54	20-60	75-76	15	horas-dias

Fonte: Adaptado de THE FARADAY INSTITUTION (2023)

O presente trabalho irá priorizar o detalhamento das principais soluções de armazenamento de energia que estão sendo levantadas como as mais promissoras pelos *playres* deste mercado, segundo análise da autora. Em relação as baterias químicas, elas não serão abordadas neste trabalho por escolha da autora e não por não serem tecnologias promissoras, o mesmo se aplica também as usinas hidrelétricas reversíveis. Para cada tipo de SAE, primeiramente, as características peculiares a ele são apresentadas. Em seguida, as principais aplicações do tipo em questão de SAE analisado são listadas. Por fim, são identificados os principais *players* deste SAE e, pontuadas inovações possíveis, e em certos casos, apresentado um projeto operante.

2.1 Elétrica

A seguir é apresentada uma solução de armazenamento de energia do grupo ‘Elétrica’ – Figura 8.

2.1.1 Supercapacitors

O Quadro 1 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Supercapacitors*.

Quadro 1 - Detalhamento dos Supercapacitors

Supercapacitores	Os supercapacitores foram desenvolvidos na década de 1950. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.54). Eles podem fornecer grandes quantidades de energia em um tempo muito curto, possuem alta densidade de potência ($\sim 100.000 \text{ kW/m}^3$) e alta eficiência de ciclo de carga e descarga ($> 90\%$), além de alta vida útil de ciclos (> 100.000 ciclos), tempo de resposta rápido, muito pouca ou nenhuma manutenção necessária, ampla faixa de temperatura ambiente (-40 – $70 \text{ }^\circ\text{C}$) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.55), menos risco de fuga térmica, características operacionais inerentemente seguras, baixo custo por taxa de transferência de energia, e design compacto. Os supercapacitores são ideais para aplicações onde uma grande quantidade de potência é necessária por um tempo muito curto. Aplicações típicas estão em eletrônicos de consumo (por exemplo, o flash em câmeras digitais) e transporte (por exemplo, aceleração rápida; carros híbridos, ônibus, trens, etc.) além de turbinas eólicas, iluminação LED e aplicações médicas. Para sistemas de energia estacionários, os supercapacitores são mais adequados para fornecer estabilidade de tensão e frequência. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.54). A aplicação de armazenamento estacionário mais comum é a de regulação de frequência – corrigir automaticamente as mudanças contínuas na oferta ou demanda que distorcem a frequência da rede; (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.55) e de quedas de tensão – podem ser cobertas usando tecnologia de energia de backup, como baterias ou ultracapacitores. Porém também fazem balanceamento de carga, <i>peak shaving</i> , <i>black start</i> , energia de backup, qualidade de energia. O padrão SEMITM F47 da indústria exige equipamentos para cobrir quedas de tensão de até 2 segundos para evitar perdas de produção, os ultracapacitores oferecem benefícios econômicos significativos em comparação com as baterias nestas aplicações. Como as baterias precisam ser superdimensionadas cerca de 300 vezes para uma aplicação de 2 segundos, o preço de instalação aumenta muito, tornando os ultracapacitores uma solução muito mais econômica. No caso de uma falha em uma microrrede, a partida de outro gerador não é instantânea. Nos ultracapacitores, os íons não são intercalados nos eletrodos, ao contrário das tecnologias de bateria. Como resultado, a densidade de energia é tipicamente uma ordem de magnitude menor e a densidade de potência uma ordem de magnitude maior. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.54). Ultracapacitores possuem baixa densidade de energia ($\sim 20 \text{ kWh/m}^3$), duração de descarga curta (segundos a minutos), alta auto-descarga em estado ocioso (~ 20 – 40% por dia) e custo específico de energia muito alto (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.55)
Principais players	• Skeleton Technologies (Estônia); • Rubycon (Japão); • Ioxus (EUA) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.55)
Foco de inovação	• Materiais de eletrodos: Materiais novos para melhorar o desempenho; • Configuração do sistema: Combinação com baterias para aproveitar sinergias entre ambas as tecnologias; (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.55) • Material do supercapacitor: Supercapacitores de grafeno. Grafeno curvo é um material de carbono à base de carboneto sintético, cuja produção não depende de matérias-primas tóxicas ou críticas, uma vez que envolve Carboneto de Silício (SiC) e Gás Cloro (Cl_2). Esses materiais reagem a altas temperaturas em um processo exotérmico, transformando o carbono no carboneto em Grafeno Curvo, com Tetracloreto de Silício (SiCl_4) como subproduto de alta pureza. (SKELETON TECHNOLOGIES, 2023)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 2 apresenta um exemplo de projeto com supercapacitores que é ilustrado pela Figura 9.

Quadro 2 - Exemplo de projeto de *Supercapacitors*

Figura 9 – SkelGrid  Fonte: SKELETON TECHNOLOGIES (2023)	Skeleton Technologies - <i>SkelGrid</i> 2.0. Potência máxima (1s): 1132 KW - 2830 kW Corrente máxima (1s): 1400 A - 2500 A Tensão nominal: 648V a 1500V. Dois sistemas de bateria e um sistema de supercapacitor estão instalados no campus da Universidade da Califórnia em San Diego como componente do projeto de pesquisa <i>DERConnect</i>. O sistema <i>SkelGrid</i> da Skeleton em conjunto com os <i>Battery Energy Storage Systems</i> (BESSs) contribui para elevar a resiliência da rede, assegurando respostas rápidas, gerenciamento de energia de pico e integração adequada de energias renováveis. Este aspecto aborda um dos obstáculos da transição energética – manter a estabilidade da rede ao mesmo tempo que se integra energia renovável. Faz parte da iniciativa da UCSD, contribuindo para pesquisas que favorecem um futuro mais limpo e sustentável. (SKELETON TECHNOLOGIES, 2023)
---	--

Fonte: SKELETON TECHNOLOGIES (2023)

2.2 Térmica

A seguir é apresentada uma solução de armazenamento de energia do grupo ‘Térmica’ – Figura 8.

2.2.1 Latent Heat Storage

O Quadro 3 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Latent Heat Storage*.

Quadro 3 - Detalhamento das *Latent Heat Storage*

<i>Latent Heat Storage</i>	Em um sistema <i>Latent Heat Storage</i> a eletricidade é usada para aquecer um fluido de transferência. Este fluido transfere o calor para um material de armazenamento, por exemplo, uma mistura de concreto e aço. Quando a eletricidade é necessária, o fluido de transferência absorve o calor armazenado no material e aciona uma turbina – por exemplo, EnergyNest AS. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). Como o calor é usado na fabricação, as baterias térmicas podem ser integradas a processos industriais para armazenamento de calor ou para aumentar a eficiência do armazenamento de eletricidade. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). As variações no material de constituição incluem: areia; rocha vulcânica, aço (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65), tijolo, podendo ser aplicadas também como solar térmica – em telhado ou fachada vertical.
Principais players	• EnergyNest AS; • Polar Night Energy; • Siemens Gamesa; • Lumenion (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

2.3 Eletroquímica

A seguir serão apresentadas algumas soluções de armazenamento de energia do grupo ‘Eletroquímica’ – Figura 8; e outras.

2.3.1 Redox Flow Batteries (Vanadium, Zinc iron e Zinc bromine)

O Quadro 4 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Redox Flow Batteries*.

Quadro 4 - Detalhamento das *Redox Flow Batteries*

<i>Redox Flow Batteries (Vanadium, Zinc iron e Zinc bromine)</i>	As baterias de fluxo <i>redox</i> abrangem uma gama de químicas. Possuem tanques de eletrólitos, sendo que o eletrólito mais comum é um par <i>redox</i> de vanádio (anólito: V^{2+}/V^{3+} ; católito: VO^{2+}/VO_2^{+}), que é preparado dissolvendo pentóxido de vanádio (V_2O_5) em ácido sulfúrico (H_2SO_4) ^{6,7} . (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.52). O vanádio é a química preferida – mas tem se aumentado a popularidade para o ferro-zinco e o bromo-zinco. Uma membrana, normalmente usa grafite para preencher o eletrodo (ânodo de grafite) que é comprimido pelos coletores de correntes, as placas e várias células (com estrutura bipolar, semelhante às células de combustível) compactadas juntas se tornam uma pilha que hospeda os coletores que dão ao sistema uma distribuição de fluxo adequada. As baterias de fluxo são usadas apenas em aplicações estacionárias. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53). A longa vida útil e a degradação limitada tornam as baterias de fluxo adequadas para aplicações de alto rendimento que exigem muitos ciclos de carga e descarga e várias horas de duração de descarga. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.52). Elas possuem longa vida útil de ciclo e seu dimensionamento independente da capacidade de potência e energia as tornam adequadas para aplicações de alto rendimento, como arbitragem de energia – comprar energia em períodos de baixo preço e vender em períodos de alto preço; gestão de congestionamento – evitar o risco de sobrecarga da infraestrutura da rede consumindo a produção excessiva e entregando-a quando a capacidade da rede estiver disponível; (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53) e uso em sistemas de rede elétrica – tecnologia para estabilizar as redes de energia que serão necessárias para expandir a inserção de energia renovável, incluindo energia solar e eólica – por exemplo <i>Sumitomo Electric Group</i> .
---	---

	(SUMITOMO ELECTRIC GROUP, 2024). As baterias de fluxo <i>redox</i> têm uma longa vida útil e são escaláveis. O seu dimensionamento é independente da capacidade de energia e da capacidade de potência. Elas têm longa vida útil (~20.000 ciclos), profundidade total de descarga (100%), degradação limitada durante a vida operacional e grande faixa de temperatura de operação (-20–50 °C) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53). Elas possuem excelente durabilidade e ciclabilidade, são baterias recarregáveis com profundidade de descarga de até 100% sem deterioração da capacidade a longo prazo. Possuem durabilidade usual de mais de 15000 ciclos completos de carga-descarga (correspondente a > 25 anos de vida útil). Tem possibilidade de sobrecarregar (longo prazo) o sistema em até 250% sem afetar a vida útil da bateria. Oferece descarga total sem sinais de degradação, enquanto opera em ampla gama de temperaturas com baixos requisitos de manutenção uma vez que todo o sistema é monitorado remotamente e requer apenas manutenção mínima, portanto, a manutenção dos sistemas instalados é significativamente reduzida. Oferece armazenamento de baixo custo quando relacionada à capacidade e vida útil, com alta eficiência das pilhas de bateria. (INVINITY ENERGY SYSTEM, 2022). Possui baixa densidade de energia em comparação com outros tipos de baterias (~30 kWh/m³), maior complexidade do sistema em comparação com outros tipos de baterias (por exemplo, necessidade de bombas, risco de vazamento de eletrólito), alta participação do custo de matéria-prima no produto final, criando exposição a preços voláteis de matérias-primas (por exemplo, vanádio) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53).
Principais players	• Invinity (Canadá/Reino Unido); • CellCube (Áustria); • Sumitomo Electric Group (Japão); • Rongke Power (China) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53); • Vanadis Power (Holanda); • Redflow (Austrália); • UniEnergy Technologies (China); • LIVA Power Management Systems (Alemanha); • Vanadis Power GmbH (Nuremberg, Alemanha); • Vanadisets (EUA); • UniEnergy Technologies (Mukilteo, Washington, EUA); • Imergy Power Systems (Fremont, Califórnia, EUA)
Foco de inovação	• Materiais de eletrólito: Novas combinações de metais e/ou gases de baixo custo. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.53); • Desenvolvimento de eletrólito <i>Redox Flow Battery</i> (RFB) avançado: Ajuste da química de solvatação de eletrólitos baseados em íons inorgânicos (tem boa capacidade de <i>redox</i>) para aumentar a concentração de eletrólitos de base inorgânica e também sua estabilidade por meio, por exemplo, do <i>design</i> (entrar em contato com par de íons) ou Desenvolvimento de eletrólito de base orgânica. (PACIFIC NORTHWEST, LABORATORY, 2023); • Aumento do padrão de pureza de vanádio reciclado a partir de escória de mineração, lodo de campo de petróleo, cinzas volantes e outros produtos residuais; • Mudança do ácido sulfúrico normalmente usado para outro ácido, o que reduz o problema da formação de hidrogênio no eletrólito carregado; • Uso de aditivos para redução das temperaturas operacionais e de efeitos contaminantes (<i>Imergy</i>, anteriormente chamada <i>Deeya Energy</i>); • Baterias de ferro-cromo; • Aprimoramento das membranas de troca iônica; • Aprimoramento do eletrodo; • Avanços nos métodos de diagnóstico; • Modelagem (uso de softwares que permitam realizar análises eletroquímicas para baterias tais como a modelagem: da estrutura dos eletrodos e do eletrólito, de envelhecimento em um eletrodo (por exemplo, o <i>Growth of Solid Electrolyte Interface</i> (SEI), tensões de intercalação causadas por expansão e contração (<i>Diffusion-Induced Stress</i>), <i>Short-Circuiting</i> interno, intercalação de material nas partículas do eletrodo (<i>Pseudo-Dimension</i>), capacitores e nanoeletrodos eletroquímicos (<i>Double-Layer Capacitance</i>), eletrólitos binários, ciclos de carga-descarga, capacidades do <i>host</i> do eletrodo para evitar o revestimento de material durante o carregamento de alta taxa, <i>Porosity Effects</i>, métodos transitórios (<i>Impedance Spectroscopy</i>, etc.), estimativa de parâmetros, <i>Thermal Runaway</i>, etc. (COMSOL, 2023); • Bateria de fluxo <i>redox</i> a base de cloreto de zinco (Zn-Cl₂); • Aumentar a densidade de energia aumentando a concentração do eletrólito; • Concertar o problema no vanádio 5 na bateria de fluxo <i>redox</i>, (o eletrodo de vanádio 5 é precipitado em uma temperatura mais alta, e se deposita no filtro de grafite, a temperatura superior a 40 °C) podendo causar desprotonação que é causada pelo compartilhamento de elétrons entre oxigênio e o vanádio, para sanar o problema da desprotonação introduz-se outro co-solvente, o ácido clorídrico, para que o ácido clórico se forme um par de íons de contato com o vanádio para compartilhar o elétron, com isso estabilizando um pouco o eletrólito para ter um aumento da densidade de energia, nisso a janela de temperatura também aumenta um pouco; • <i>Design contact-ion pair – Mixed-acid</i>

	<i>Vanadium Redox Battery (VRB) electrolyte</i> Projeto de par de íons de contato - eletrólito VRB de ácido misto: O eletrólito ácido misto aumenta a estabilidade da temperatura em 80% e a densidade de energia em 70%. (PACIFIC NORTHWEST, LABORATORY, 2023)
Novos mercados	• Mercados de vanádio de <i>commodities</i> em torno do aço, uma vez que o Brasil é forte produtor de aço.
Possíveis formas de extração	Processo de lixiviação de ácido sulfúrico.

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 5 apresenta um exemplo de projeto com *Redox Flow Batteries* que é ilustrado pelas Figuras 10 e 11.

Quadro 5 - Exemplo de projeto de *Redox Flow Batteries*

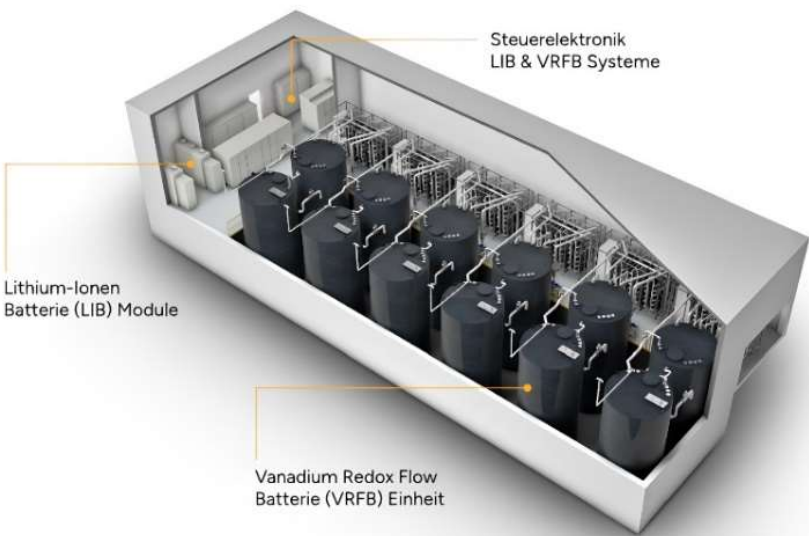
Figura 10 - LIVA *Hybrid*-ESS em operação totalmente automática na AMG Graphite em Hauzenberg, Alemanha



Fonte: LIVA (2025)

Vanadium Redox Flow Battery (VRFB). Hybrid Energy Storage System (Hybrid-ESS) com capacidade de armazenamento dimensionada conforme necessário para aplicações industriais que ajuda as empresas a melhorar sua gestão de energia e desempenho. O sistema permite a integração econômica de estratégias de acoplamento setorial com energias renováveis até a geração e uso de hidrogênio verde. Consiste em dois tanques de eletrólitos com capacidade de, por exemplo, 36 m³, 1250 kWh de capacidade e 128-160 kW de potência. (LIVA, 2025)

Figura 11 - Visão interna do LIVA Hybrid-ESS

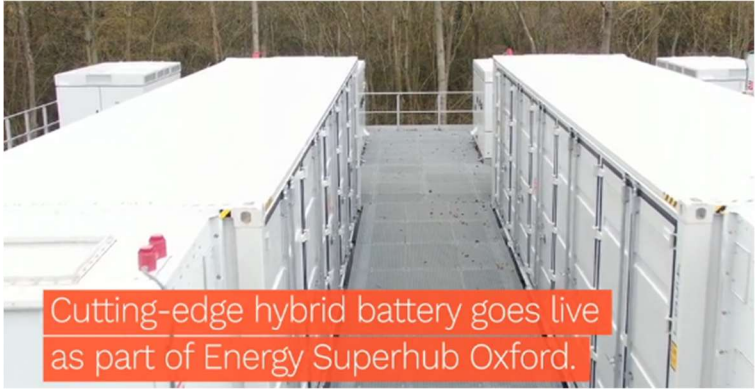


Fonte: LIVA (2025)

Fonte: LIVA (2025)

O Quadro 6 apresenta outro exemplo de projeto com *Redox Flow Batteries* que é ilustrado pela Figura 12.

Quadro 6 - Exemplo de projeto de *Redox Flow Batteries*

Figura 12 - Battery Energy Storage System (BESS) híbrido em operação no Reino Unido  Cutting-edge hybrid battery goes live as part of Energy Superhub Oxford. Fonte: INVINITY ENERGY SYSTEM (2022)	<i>Energy Superhub Oxford:</i> Um sistema BESS híbrido combinando um BESS de íons de lítio de 50 MW/50 MWh e um BESS de bateria de fluxo redox de vanádio de 1,25 MW/5 MWh na mesma instalação. Este BESS foi desenvolvido pela EDF <i>Renewables</i> e <i>Pivot Power</i> e foi o primeiro no Reino Unido a se conectar à rede. (NVINITY ENERGY SYSTEM, 2022)
---	---

Fonte: INVINITY ENERGY SYSTEM (2022)

2.3.2 Niobium Batteries

O Quadro 7 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Niobium Batteries*.

Quadro 7 - Detalhamento dos *Niobium Batteries*

Niobium Batteries	A singularidade dos ânodos à base de nióbio tem o potencial de reduzir significativamente o impacto de temperaturas extremas no desempenho e na vida útil da bateria de íons de lítio. O Nióbio está assumindo um papel fundamental no avanço da geração de energia mais limpa, ele desempenha um papel fundamental no desenvolvimento de tecnologias avançadas para baterias, que incluem capacidades de carregamento rápido, entrega estável de alta densidade energética e maior segurança para durabilidade melhorada. A versatilidade do nióbio estende-se à formulação de novos materiais de ânodo, permitindo baterias com alta potência, carregamento rápido, temperaturas operacionais mais amplas e longevidade excepcional, tudo isso priorizando a segurança. Ao incorporar o Nióbio como um material dopante e de revestimento, é possível desenvolver cátodos livres de cobalto ou com cobalto reduzido. Esses cátodos inovadores oferecem maior desempenho, melhor condutividade eletrônica e estabilidade a longo prazo. A incorporação de Nióbio ajuda os materiais magnéticos macios a alcançar características notáveis, incluindo alta permeabilidade, perdas mínimas, e capacidades superiores da indução. (NIOBIUM, 2025)
--------------------------	---

Fonte: Adaptado de NIOBIUM (2025)

2.3.3 Metal-Air Batteries

O Quadro 8 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Metal-Air Batteries*.

Quadro 8 - Detalhamento das *Metal-Air Batteries*

Metal-Air Batteries	Como as baterias de fluxo, as baterias de <i>Metal-Air</i> são de grande escala. Elas armazenam energia por meio de um processo de oxidação reversível. As baterias de <i>metal-air</i> são baseadas no processo eletroquímico de corrosão – também chamado de 'ferrugem' para o ferro. Nas baterias, no caso, de ferro-ar, a bateria usa oxigênio do ar para converter ferro metálico em ferrugem, que libera eletricidade (descarga). A aplicação de uma corrente elétrica converte a ferrugem de volta em ferro e a bateria libera oxigênio (carregamento) – por exemplo, <i>Form Energy, Inc.</i> (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). As baterias de metal-ar oferecem a opção de armazenamento de energia a longo prazo a custos potencialmente baixos. Outras variações no metal, além do ferro, podem ser: Zinco-Ar, Alumínio-Ar, (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65) ou Lítio-Ar (KONDORI, ESMAELIRAD, HARZANDI, AMINE, SARAY, Yu, LIU, WEN, SHAN, WANG, NGO, REDFERN, JOHNSON, AMINE, SHAHBAZIAN-YASSAR, CURTISS, ASADI, 2023). As baterias de metal-ar, como as que usam eletrólitos aquosos não inflamáveis, como o <i>Potassium Hydroxide</i> (KOH), também são intrinsecamente mais seguras do que as baterias de íon de lítio.
Principais players	• Form Energy, Inc; • Zinc8; • Phinergy (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

2.3.4 Liquid Metal Batteries

O Quadro 9 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Liquid Metal Batteries*.

Quadro 9 - Detalhamento das *Liquid Metal Batteries*

Liquid Metal Batteries	As baterias de metal líquido são baseadas em reações eletroquímicas de metais com eletrólito de sal. Ambos os eletrodos e o eletrólito são líquidos e em temperaturas relativamente altas. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). O composto de metal líquido usa zinco e sódio como materiais de eletrodo ativo – por exemplo, consórcio de pesquisa SOLSTICE. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). Possui variação com cálcio-antimônio. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65). As interfaces líquidas permitem uma cinética de processo rápido para metais relativamente abundantes e baratos. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023, pg.65)
Principais players	• Consórcio de pesquisa SOLSTICE; • Ambri (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

2.3.5 Batteries with Solid Electrolytes

O Quadro 10 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Batteries with Solid Electrolytes*.

Quadro 10 - Detalhamento das *Batteries with Solid Electrolytes*

Battery with solid electrolytes	Sistemas de baterias que são ativados por eletrólitos sólidos, incluindo baterias de íons de lítio de estado sólido e baterias de lítio de eletrólitos sólidos emergentes que apresentam cátodos com materiais ativos líquidos ou gasosos (por exemplo, sistemas de <i>lithium-air</i> , <i>lithium-sulfur</i> e <i>lithium-bromine</i>). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65) ou Lítio-Ar (KONDORI, ESMAELIRAD, HARZANDI, AMINE, SARAY, Yu, LIU, WEN, SHAN, WANG, NGO, REDFERN, JOHNSON, AMINE, SHAHBAZIAN-YASSAR, CURTISS, ASADI, 2023). Armazenamento de energia eletroquímica aquosa, segura e de baixo custo com um eletrólito sólido 'mediator-ion'.
Principais players	• Consórcio de pesquisa SOLSTICE; • Ambri (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.65)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 11 apresenta um exemplo de projeto com *Batteries with Solid Electrolytes* que é ilustrado pela Figura 13.

Quadro 11 - Exemplo de projeto de *Batteries with Solid Electrolytes*

Figura 13 - Rangebank BESS Community Grants Program, na Austrália



Fonte: FLUENCE (2022)

QuantumScape e Fluence colaboram no armazenamento estacionário com baterias de metal-lítio de estado sólido com células de bateria com densidade energética superior que podem armazenar mais energia em um espaço menor do que as baterias de íons de lítio mais avançadas. *Battery Energy Storage System* (BESS) Rangebank, em Victoria, de 200 MW/400 MWh em Melbourne, Austrália, juntamente com Eku Energy, Shell Energy Austrália e *Perfection Private*. Sob um contrato de 20 anos, a Shell Energy usará a capacidade total do sistema para otimizar o suprimento de energia para seus clientes. O projeto traz benefícios a comunidade local através do Programa de Subsídios Comunitários Rangebank BESS, que apoia escolas, programas esportivos e serviços de alimentação na cidade de Casey. (FLUENCE, 2022)

Fonte: FLUENCE (2022)

2.3.6 Nickel-metal Hydride Batteries

O Quadro 12 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Nickel-metal Hydride Batteries*.

Quadro 12 - Detalhamento das *Nickel-metal Hydride Batteries*

Nickel-metal hydride battery	As baterias <i>Nickel-metal hydride</i> (Ni-MH) são um tipo de bateria recarregável que usa um cátodo de <i>Nickel oxide hydroxide</i> (NiOOH) e um ânodo de liga absorvente de hidrogênio. Até então, a liga de <i>metal hydride</i> AB5 (MH) à base de <i>Mischmetal</i> (Mm) é o principal material ativo do eletrodo negativo. (BATTERIES, 2017, pg. 307). Esse tipo de bateria é usado em eletrônicos portáteis de consumo, veículos elétricos híbridos e também em aplicações estacionárias. (BATTERIES, 2017, pg. 307). Ela oferece maior densidade de energia do que <i>Valve Regulated Lead Acid</i> (VRLA) e <i>Nickel-cadmium</i> (NiCd), capacidade de temperatura mais alta do que VRLA, NiCd e Li-ion, excelente retenção de carga, boa capacidade de alta taxa, ciclo de vida mais longo em maior <i>Depth of Discharge</i> (DOD) do que VRLA, além de segurança e confiabilidade comprovadas em aplicações <i>Hybrid Electric Vehicle</i> (HEV) exigentes (ZELINSKY, KOCH, FETCENKO, 2010, pg. 5). Apresenta custo inicial mais alto do que VRLA e menor densidade de energia gravimétrica e potência específica em comparação com o íon de lítio (ZELINSKY, KOCH, FETCENKO, 2010, pg. 5). Ademais, a tecnologia já é utilizada há mais de 30 anos. (BATTERIES, 2017, pg. 307).
--	--

Fonte: Adaptado de BATTERIES (2017)

2.3.7 Lead-acid Batteries

O Quadro 13 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Lead-acid Batteries*.

Quadro 13 - Detalhamento das Lead-acid Batteries

Lead-acid Battery	A química da bateria é baseada na reação química reversível entre chumbo e ácido sulfúrico. Elas são robustas, altamente recicláveis, oferecem boa densidade de potência, densidades de energia limitadas, vida útil curta e estão amplamente disponíveis globalmente (THE FARADAY INSTITUTION, 2023, pg.10). As células da bateria de chumbo-ácido têm um ânodo de chumbo elementar Pb em forma esponjosa e um cátodo de dióxido de chumbo em pó (PbO_2) em uma grade. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.44). Durante a descarga, o eletrólito aquoso de ácido sulfúrico (H_2SO_4) é convertido em água (H_2O), enquanto cada eletrodo se transforma em sulfato de chumbo ($PbSO_4$). Ao recarregar aplicando uma tensão externa, o sulfato de chumbo é convertido de volta em ácido sulfúrico, deixando as camadas de dióxido de chumbo no cátodo e chumbo puro no ânodo. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.44). Em aplicações de transporte, as baterias de chumbo-ácido são principalmente usadas como baterias de partida de motores para veículos com motor de combustão interna. Já em aplicações estacionárias, são usadas para fornecimento de energia de <i>backup</i> (por exemplo, hospitais) e fornecimento de energia em locais remotos (por exemplo, torres de telecomunicações). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.44). Em aplicações estacionárias, o custo relativamente baixo e a vida útil limitada tornam as baterias de chumbo-ácido bem adequadas para energia de <i>backup</i> – preencher lacunas raras, inesperadas e sustentadas entre oferta e demanda (por exemplo, hospitais ou centros de dados). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45). Variações da tecnologia referem-se ao eletrólito, que pode ser uma mistura líquida de água e ácido sulfúrico (ou seja, inundado), um gel ou um tapete de fibra de vidro saturado com ácido (ou seja, selado). Enquanto alguns sistemas são projetados para operação de descarga a baixa profundidade, outros toleram ciclos de descarga profunda. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45). Essas baterias tem alta maturidade técnica (comercial desde ~1880), custo relativamente baixo para o pacote de baterias, são capazes de altas taxas de descarga, tem ampla gama de tamanhos e especificações disponíveis e são comuns como baterias de partida de motores para carros (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45). A baixa densidade de energia em comparação com outras baterias ($\sim 70 \text{ kWh/m}^3$), a baixa profundidade de descarga para sistemas padrão (30–50%), o fato de conter materiais tóxicos (chumbo) e apresentar vida útil limitada (< 1.000 ciclos) são desvantagens desta tecnologia de bateria. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45)
Principais players	• Trojan (Alemanha); • EnerSys (EUA); • Exide (EUA); • GS Yuasa (Japão) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45)
Foco de inovação	• Eletrodos: Adição de carbono para descarga mais profunda e maior vida útil do ciclo; • Configuração do sistema: Emparelhamento com supercapacitores para permitir maior vida útil do ciclo em altas taxas de descarga. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.45)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

2.3.8 Valve Regulated Lead Acid Batteries

O Quadro 14 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Valve Regulated Lead Acid Batteries*.

Quadro 14 - Detalhamento das *Valve Regulated Lead Acid Batteries*

<i>Valve Regulated Lead Acid</i>	As baterias <i>Valve Regulated Lead Acid</i> (VRLA) são estacionárias, ou seja, a utilização delas deve ser feita em aplicações que não demandem movimentação da bateria durante o uso. São indicadas para <i>nobreaks</i> (UPS), sistemas de segurança, controle de acesso e alarmes, brinquedos elétricos, inúmeras aplicações industriais, sistemas de energia renovável, usinas e sistemas de telecomunicações. A bateria VRLA tem válvulas que possuem a função de regular a pressão. Sendo que são essas válvulas que garantem a segurança das baterias no sentido de evitar explosões. Há a possibilidade de utilizá-las e transportá-las em diferentes posições sem a ocorrência de vazamento do eletrólito. Tem excelente durabilidade (as baterias VRLA têm vida útil estimada de até uma década, caso sejam utilizadas sempre em condições adequadas). Há viabilidade de usá-las em ambientes fechados e com a presença de seres vivos sem o risco de ocorrerem contaminações e/ou explosões. Há disponibilidade em inúmeras capacidades e tensões, o que proporciona uma grande diversidade de aplicações. Ademais, a baixa recorrência e facilidade para a realização de manutenções, que se resumem às limpezas externas. (THE FARADAY INSTITUTION, 2020)
---	--

Fonte: Adaptado de THE FARADAY INSTITUTION (2020)

2.3.9 *Lithium-Ion Batteries*

O Quadro 15 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Lithium-Ion Batteries*.

Quadro 15 - Detalhamento das *Lithium-Ion Batteries*

<i>Lithium-Ion Battery</i>	As células de íons de lítio normalmente compreendem um cátodo de óxido de lítio-cobalto e ânodo de grafite, com um eletrólito líquido composto de sais de lítio em uma mistura de solventes orgânicos, embora outros novos produtos químicos e materiais de eletrodos estejam ultrapassando os limites da densidade de energia, ciclo de vida e taxa de carga e descarga. (THE FARADAY INSTITUTION, 2020, pg 10). Essas baterias operam transportando íons de lítio entre o cátodo e o ânodo conforme a bateria é ciclada. Embora o grafite seja o material de ânodo mais usado, há duas famílias principais de materiais de cátodo atualmente em uso comercial: <i>Nickel Manganese Cobalt</i> (NMC) e <i>Lithium Iron Phosphate</i> (LFP). As baterias NMC oferecem maiores densidades de energia e potência ao custo da vida útil do ciclo, enquanto as baterias LFP oferecem vidas úteis de ciclo mais altas e custos mais baixos. (THE FARADAY INSTITUTION, 2020, pg.10). Nas baterias de íon de lítio, normalmente, o cátodo é feito de um óxido de metal de lítio (por exemplo, $LiMO_2$) e o ânodo é feito de carbono grafítico (C_6). O eletrólito é um líquido orgânico não aquoso que contém sais de lítio dissolvidos, como o hexafluorofosfato de lítio ($LiPF_6$) em carbonato de etileno. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.46). Os íons de lítio (Li^+) se movem do ânodo para o cátodo durante a descarga e voltam quando estão carregando. Em seu estado carregado, o ânodo de carbono tem lítio intercalado entre as camadas de carbono (LiC_6). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.46). São amplamente utilizadas em eletrônicos de consumo, veículos elétricos (EVs) e armazenamento estacionário. No armazenamento estacionário, são utilizadas para (entre outras) resposta de frequência – estabilizar automaticamente a frequência após mudanças inesperadas e raras na oferta ou demanda; e autoconsumo – aumentar o autoconsumo da energia produzida por geração distribuída não despachável (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.47). Como o cobalto é produzido principalmente como subproduto do cobre ou do níquel, sua produção está ligada à dos principais metais, o que limita a capacidade de adaptação. As variações são baseadas na química/estrutura e <i>design</i> do eletrodo. • Química do cátodo: <i>Lithium Cobalt Oxide</i> (LCO), <i>Lithium Manganese Oxide</i> (LMO), <i>Nickel Manganese Cobalt</i> (NMC), <i>Nickel Cobalt Aluminium</i> (NCA), <i>Lithium Iron Phosphate</i> (LFP); • Química do ânodo: grafite puro, mistura de
-----------------------------------	--

	grafite e silício, <i>Lithium Titanate Oxide</i> (LTO); • Estrutura do eletrodo: em camadas, <i>olivina</i>, <i>spinel</i>; • Design da célula: cilíndrica, prismática, <i>amine/pouch</i> (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.47) o íon de lítio é uma família de tecnologias. Diferentes escolhas para a química do cátodo (LFP, NMC, LCO, LMO, NCA) e a química do ânodo (LTO) têm impactos significativos nos parâmetros de desempenho, custo e segurança. LFP e NMC atendem a maioria dos parâmetros desejados (alta densidade de potência, alta segurança, alta densidade de energia, longa vida útil e baixo custo) de forma razoavelmente boa e são relativamente equilibrados no geral. Essas químicas atualmente dominam o mercado entre todos os subtipos. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.49). Os íons de lítio são uma família de tecnologias com múltiplas variações químicas. As baterias de íon de lítio foram desenvolvidas na década de 1990 para eletrônicos de consumo. A redução de custos resultante e o dimensionamento modular tornaram-nas adequadas para veículos elétricos, o que levou a mais reduções de custo. Como resultado, tornaram-se atraentes para uso estacionário para flexibilidade de energia de curto prazo também. O potencial adicional de redução de custos faz delas uma tecnologia promissora para integrar eletricidade renovável. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.46). Elas tem altas densidades de energia/potência (6.000 kW/m^3, 450 kWh/m^3), alta eficiência de ciclo (~85%), tamanhos modulares, tempo de resposta rápido (< 1 segundo) e grande potencial de redução de custos devido a vários grandes mercados (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.47) sendo amplamente implantada. Possui vida útil de ciclo limitada (~3.500 a 80% de profundidade de descarga), degradação ao longo da vida operacional, riscos de segurança devido a fuga térmica e potencial escassez de recursos (por exemplo, Lítio, Níquel, Cobalto) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.47). O <i>Nickel Manganese Cobalt</i> (NMC) oferece alta densidade de energia, mas sacrifica a estabilidade térmica e o ciclo de vida, tornando-o menos adequado para BESS. O <i>Lithium Iron Phosphate</i> (LFP) oferece uma alternativa mais segura e durável com menor densidade de energia, tornando-o favorável para os desenvolvedores do BESS. Os avanços da tecnologia de células de bateria no espaço EV têm um impacto positivo no SAE, com inovações focadas principalmente no ânodo e no eletrólito. O grafite, o material do ânodo dominante, oferece recursos moderados de carregamento rápido adequados para armazenamento em EV e em rede. O <i>Lithium Titanate Oxide</i> (LTO) tem menor densidade de energia, mas melhora a capacidade de carregamento e a vida útil, tornando-o adequado para aplicações de flexibilidade de rede. As baterias <i>Lithium Iron Phosphate</i> (LFP) são inerentemente mais seguras do que as baterias <i>Nickel Manganese Cobalt</i> (NMC). O LFP tem uma temperatura de ignição mais alta, libera menos gases e gera menos calor em caso de mau funcionamento da bateria, reduzindo o risco de incêndio. A segurança aprimorada do LFP permite maior eficiência no nível da embalagem, reduzindo a necessidade de gerenciamento térmico extensivo. Isso resulta em economia de espaço e peso, contribuindo para melhorar a densidade de energia.
Principais players	• LG Chem (Coreia do Sul); • Panasonic (Japão); • Samsung (Coreia do Sul); • CATL (China); • BYD (China); • Northvolt (Suécia).
Foco de inovação	• Eletrolito: Material sólido para maior densidade de energia e vida útil do ciclo; • Ânodo: Adicionando silício para maior densidade de energia; • Cátodo: Lítio puro para maior densidade de energia; • Materiais: Substituir lítio por sódio para formar baterias de íon de sódio com menor custo de material e menor risco de fuga térmica.

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 16 apresenta um exemplo de projeto com *Lithium-Ion Batteries* que é ilustrado pela Figura 14.

Quadro 16 - Exemplo de projeto de *Lithium-Ion Batteries*

Figura 14 - Sistema de armazenamento de energia na subestação de Registro/SP



Fonte: ISA ENERGIA (2022)

Sistema de armazenamento no Brasil, implementado na subestação de Registro/SP, com potência de 30 MW e capacidade de 60 MWh (autonomia de 2 horas), usado para assegurar a segurança e a qualidade de fornecimento de energia elétrica no litoral sul paulista, especialmente durante os meses de alta temporada. (ISA ENERGIA, 2022)

Fonte: ISA ENERGIA (2022)

2.3.10 *Sodium-Ion Batteries*

O Quadro 17 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Sodium-Ion Batteries*.

Quadro 17 - Detalhamento das *Sodium-Ion Batteries*

<i>Sodium-Ion Battery</i>	Uso de sódio (Na) em vez de lítio (Li) como eletrólito. Nos estágios iniciais de desenvolvimento. Existem três tipos de cátodos: óxido de metal de transição em camadas, poliânion e análogos de azul da Prússia. As baterias de íons de sódio oferecem maior estabilidade e segurança em comparação com as baterias de íons de lítio. As células de íons de sódio podem ser armazenadas em um estado totalmente descarregado, facilitando seu armazenamento e transporte. As baterias de íons de sódio também exibem uma taxa de aquecimento mais lenta durante a fuga térmica, permitindo mais tempo para dissipação de calor e reduzindo o impacto nas células circundantes da bateria. (THE FARADAY INSTITUTION, 2020)
----------------------------------	--

Fonte: Adaptado de THE FARADAY INSTITUTION (2020)

2.3.11 Lithium-Sulfur Batteries

O Quadro 18 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Lithium-Sulfur Batteries*.

Quadro 18 - Detalhamento das *Lithium-Sulfur Batteries*

<i>Lithium-Sulfur Battery</i>	Uma célula de lítio-enxofre (Li-S) é formada por um ânodo metálico de lítio acoplado a um cátodo à base de enxofre. As baterias de lítio-enxofre, utilizam enxofre para o cátodo, oferecendo uma alternativa mais sustentável ao níquel e ao cobalto. As células de lítio-enxofre fornecem a maior proporção comprovada de energia para massa de qualquer química celular disponível, oferecendo de 3 (três) a 5 (cinco) vezes a energia de uma bateria típica de íons de lítio com o mesmo peso. Tem uma energia específica teórica de 2500 Wh/kg e densidade de energia teórica de 2800 Wh/l, tornando-o um forte concorrente para aplicações de resistência ultra-alta. Ao contrário dos óxidos metálicos, que tendem a ser pesados e caros, o enxofre como material catódico é leve e barato. Na verdade, é um dos elementos mais abundantes da Terra, tornando-o barato e fácil de obter em grandes quantidades. Essas baterias têm aplicações potenciais em veículos elétricos, armazenamento de energia e até mesmo na alimentação de aeronaves e trens. (THE FARADAY INSTITUTION, 2020)
Principais players	• Conamix; • Oxis Energy (Reino Unido); • Sion (EUA)
Mercado	Sion nos EUA e a Oxis no Reino Unido têm produtos comerciais de nicho e a tecnologia foi usada com sucesso para alimentar o veículo aéreo não tripulado (UAV) Zephyr, projetado pela QinetiQ e de propriedade da Airbus, que detém o recorde oficial de resistência para voos não tripulados sem reabastecimento. Cerca de 245 milhões de reais foram investidos na primeira fábrica de produção de células de bateria de lítio-enxofre do Brasil. (STATISTA, 2021). A fábrica de células de bateria de lítio-enxofre instalada pela empresa britânica Oxis Energy no município de Juiz de Fora, em Minas Gerais em parceria com a Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais (Codemge).

Fonte: Adaptado de THE FARADAY INSTITUTION (2020)

2.3.12 Sodium-Sulphur Batteries

O Quadro 19 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Sodium-Sulphur Batteries*.

Quadro 19 - Detalhamento das *Sodium-Sulphur Batteries*

<i>Sodium-Sulphur Battery</i>	As <i>High Temperature Batteries</i> referem-se a uma gama de diferentes químicas de baterias que operam em um princípio semelhante. Essas baterias usam eletrodos fundidos separados por um separador de eletrólito cerâmico sólido que conduz íons entre os eletrodos. Como os eletrodos devem permanecer em estado líquido para que a bateria funcione, esses sistemas operam em temperaturas acima de 250 °C, o que pode torná-los mais adequados para operação em climas mais quentes. As tecnologias de baterias de alta temperatura de sódio-enxofre, que usam eletrodos de sódio e enxofre fundidos, foram comercialmente implantadas em grande escala, e oferecem alta densidade energética. A bateria de sódio-enxofre é uma bateria de sal fundido contendo sódio (Na) fundido e enxofre (S). O invólucro da bateria forma o cátodo, enquanto o núcleo de sódio fundido é o ânodo. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.50). O
--------------------------------------	--

	enxofre é absorvido em uma esponja de carbono. A bateria opera em altas temperaturas entre 300 °C e 350 °C. Durante o carregamento, os íons de sódio são transportados através do eletrólito sólido de beta-alumina (um cerâmico de polialuminato de sódio) até o reservatório de enxofre. A descarga é o reverso desse processo. Uma vez em funcionamento, o calor produzido pelos ciclos de carga e descarga é suficiente para manter a temperatura de operação. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.50). As baterias de sódio-enxofre são usadas apenas para aplicações estacionárias. A maioria dos sistemas implantados é utilizada para integração de energias renováveis – armazenar grandes quantidades de eletricidade renovável excedente para ser utilizada em um momento posterior; e postergar investimentos em rede – evitar atualizações na rede elétrica quando os fluxos de energia de pico excedem a capacidade existente; e (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.51) armazenamento de energia que exigem uma duração de descarga de 6 a 7 horas. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.50). O Mercado de Baterias de Sódio-Enxofre, segmentado por aplicação, demonstra diversas oportunidades de crescimento em vários setores. Cada aplicação desempenha um papel crítico na condução da demanda devido a vantagens específicas oferecidas pela Bateria de Sódio-Enxofre em melhorar a funcionalidade, o desempenho ou a eficiência. Por exemplo, aplicações no setor automotivo se beneficiam da capacidade da Bateria de Sódio-Enxofre de melhorar a durabilidade e a sustentabilidade, enquanto aplicações em saúde aproveitam a Bateria de Sódio-Enxofre por suas características de segurança e confiabilidade, garantindo alta conformidade com os padrões regulatórios. Além disso, aplicações industriais utilizam a Bateria de Sódio-Enxofre por sua superior adaptabilidade e resiliência em ambientes severos, o que aumenta significativamente a produtividade e reduz o tempo de inatividade. Eletrônicos de consumo, são outro segmento importante que utilizam a Bateria de Sódio-Enxofre para atender à demanda crescente dos consumidores por dispositivos compactos e de alto desempenho. Assim, elas têm aplicação residencial e industrial. As variações incluem Cloreto de sódio-níquel (NaNiCl) que é uma bateria alternativa de alta temperatura baseada em sódio, níquel e cloreto (cloro). No entanto, é mais adequada para aplicações de transporte. O alto teor de níquel torna-a muito cara para outras aplicações. Ademais, ainda a possibilidade de desenvolver a bateria de sódio-potássio. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.51). As baterias de sódio-enxofre foram desenvolvidas na década de 1960 para aplicações de transporte e comercializadas para aplicações estacionárias após 2000. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.50). Elas tem alta duração de descarga (de 6 a 7 horas) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.50), alta densidade de energia (~200 kWh/m³), usam matérias-primas baratas e não tóxicas (Na, S), tem uma ampla faixa de temperatura ambiente (por exemplo, climas quentes), e longa vida útil para uma bateria selada (4.500 ciclos ou 15 anos). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.51). Possui alta autodescarga em estado ocioso devido à necessidade de manter alta temperatura de operação (~300–350 °C), além de taxas de descarga relativamente baixas (sistemas otimizados para duração de descarga de 6 horas), risco de segurança devido à alta reatividade do sódio com a água, e potencial de redução de custo incerto com apenas um fabricante líder (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.51). Ademais, opera em altas temperaturas e exija uma boa quantidade de manutenção prática.
Principais players	• NGK (Japão), em parceria com a BASF. O sistema é mais adequado para aplicações de armazenamento de energia que exigem uma duração de descarga de 6 a 7 horas; • Exergy Storage; • Wuhu Haili. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg. 50)
Foco de inovação	• Eletrolito: Substituir o <i>solid beta-alumina ceramic</i> por um eletrolito líquido para reduzir a temperatura de operação e o custo. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.51)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 20 apresenta um exemplo de projeto com *Sodium-Sulphur Batteries* que é ilustrado pelas Figuras 15 e 16.

Quadro 20 - Exemplo de projeto de *Sodium-Sulphur Batteries*

Figura 15 - Baterias de enxofre-sódio da NGKilits na Europa Oriental em operação na Bulgária



Fonte: NKG (2023).

NGK Insulators tem sistema de armazenamento de energia de média a longa duração – (LDES); baseado em bateria *sodium-sulfur* de 500 kW/2.900 kWh (duração de 5,8 horas) em operação no local de produção em Kostinbrod, no oeste da Bulgária, da Rollplast, fabricante de janelas, portas e persianas. A NGK afirma que a tecnologia pode ser implantada em locais com temperaturas ambientes altas ou baixas e tem uma vida útil prevista de cerca de 20 anos, ou 7.300 ciclos. As pilhas de células de bateria de 1,2 kWh que operam a temperaturas entre 290°C – 360°C são combinadas em contêineres de 20 pés de até 250 kW de saída e 1.450 kWh cada, com duas unidades em contêiner implantadas na fábrica da Rollplastetts. No local de Kostinbrod, o sistema foi emparelhado com a geração de PV solar no telhado no local, e suas principais aplicações são para ajudar a aumentar o consumo de energia gerada localmente, bem como armazenar a geração excedente para venda à rede. (NKG, 2023)

Figura 16 - Baterias de enxofre-sódio da NGKilits na Europa Oriental em operação na Bulgária



Fonte: NKG (2023).

Fonte: NKG (2023)

2.3.13 2ª Life Stationary Batteries of EVs

O Quadro 21 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo 2ª *Life Stationary Batteries of EVs*.

Quadro 21 - Detalhamento das 2ª *Life Stationary Batteries of EVs*

2ª Life Stationary Batteries of EVs	Os fabricantes de automóveis estão ingressando no mercado de armazenamento de baterias estacionárias para o 2º (segundo) uso de baterias de carros elétricos interligadas formando uma grande bateria de armazenamento de energia para integração com sistemas de geração de energia renovável como os painéis fotovoltaicos. Essa tipologia de bateria pode armazenar energia renovável gerada por painéis fotovoltaicos e usá-la para alimentar um ou mais edifícios ou carregar veículos elétricos. Assim, pode utilizar o sistema em momentos de pico de demanda nacional, quando as usinas termelétricas entregam a capacidade extra necessária para a rede, e dessa forma utilizar mais energia das próprias fontes renováveis e capacidade de armazenamento para ser menos condicionado a energia da rede quando a demanda estiver no auge. Desse modo, otimiza-se o autoconsumo de energia renovável. (EATON, 2024, pg. 2). Essa solução fornece energia ininterrupta e de alta qualidade, integrar energia renovável no fornecimento de energia, integra estações de carregamento de veículos elétricos, armazenar energia para usá-la no horário de pico, fornece energia fora da rede, permite participação em programas de resposta à demanda, melhora a resiliência e mantém a qualidade da energia em edifícios comerciais e industriais que não podem arriscar ter quedas de energia ou picos de demanda que podem incorrer em custos ainda mais altos. O sistema de baterias permite que proprietários e operadores de edifícios comerciais e industriais participem de programas de resposta à demanda e regulação de frequência para
--	--

	estabilidade da rede e aproveitem as oportunidades potenciais de geração de receita usufruindo das funcionalidades que geram receita, e economia de custos. (EATON, 2025). Oferece serviços de <i>Primary Control Reserve</i> (PCR) para o <i>Transmission System Operator</i> (TSO), serviços de rede local para o DSO, serviços de energia de <i>backup</i>, armazenamento e uso eficaz da energia provida por painéis solares, serviços de eficiência energética, como corte de pico e deslocamento de pico e Serviços <i>Vehicle-to-grid</i> (V2G), como gerenciamento de carga e carregamento bidirecional. Apresenta capacidade de potência (~ 10 kW a 5 MW) – por exemplo, EATON; ampla faixa de capacidade de armazenamento energia (~21 kWh a 5 MWh), é aplicável a edifícios compactos, médios ou grandes (EATON, 2025), é flexível e fácil de instalar dentro do espaço alocado, pois os instaladores podem separar o <i>rack</i> de baterias, incluindo a proteção da bateria, dos sistemas de conversão de energia. A solução aumenta o consumo de energia renovável autogerada que é confiável e pode se adaptar as necessidades específicas, é uma solução apropriada para requisitos de espaço limitados (compacto), e pode ser expandido com facilidade para armazenar mais energia como resultado de aumento da capacidade renovável no futuro. (EATON, 2024, pg. 2). Assim, é modular e escalável para atender à demanda futura e às necessidades de energia, aproveitando as baterias de íons de lítio de menor custo e permitindo resolver desafios de gerenciamento de energia para pequenas e médias instalações comerciais e industriais com sistema de rack único tudo-em-um, fácil de instalar, mover-se no lugar, conectar e operar, e que se encaixa em espaços limitados em edifícios comerciais e industriais, pronto para uso com carga e descarga simétricas, energia de <i>backup</i> contínua, <i>peak shaving</i>, e deslocamento de carga, armazenamento de energia, mudança de carga e regulação de frequência, serviços de estabilização de rede, contribuindo para aumentar o consumo local de energia renovável, em especial, solar, e integrar a infraestrutura de carregamento para veículos elétricos <i>in loco</i>, reduzindo os custos operacionais, ajudando a criar uma microrrede local, contemplando uma plataforma de controle com interface de usuário amigável e opções de expansão simples e flexíveis num sistema compacto e modular, escalável e adequado para uma ampla gama de aplicações de armazenamento de energia. (EATON, 2025)
Principais players	• EATON Powering Business Worldwide.

Fonte: Adaptado de EATON (2025)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 22 apresenta um exemplo de projeto com *2ª Life Stationary Batteries of EVs* que é ilustrado pelas Figuras 17 e 18.

Quadro 22 - Exemplo de projeto de 2ª Life Stationary Batteries of EVs

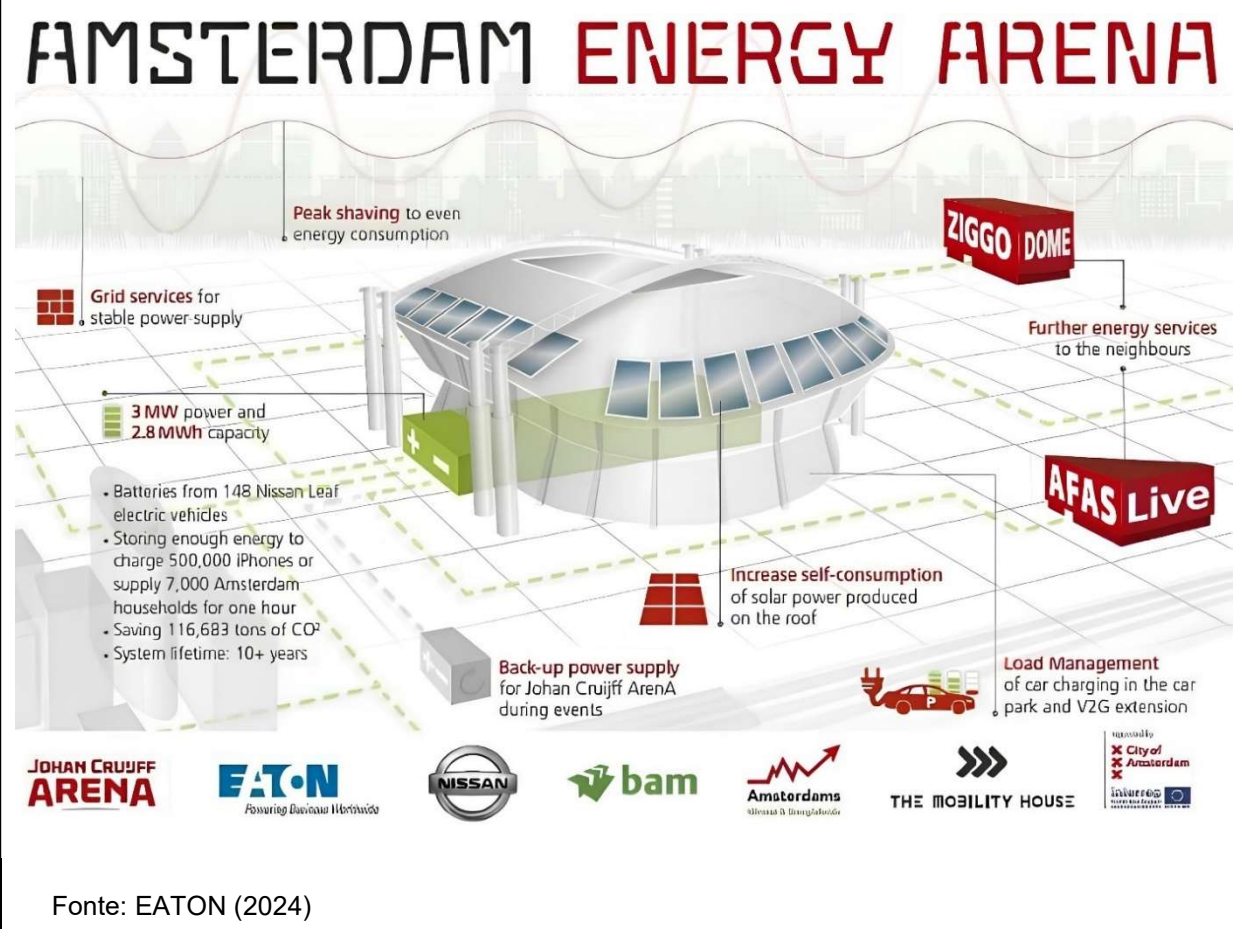
Figura 17 - Eaton xStorage Buildings em operação no Johan Cruijff ArenA, em Amsterdam



Fonte: EATON (2024)

Amsterdam, Johan Cruijff ArenA, Nissan Leaf. A empresa, Amsterdam Energy Arena BV, implementou um sistema de armazenamento de energia no estádio que usa baterias de 2ª vida' dos carros Nissan Leaf. As partes envolvidas, entre outras, são EATON, NISSAN, a BAM, The Mobility House, Johan Cruijff ArenA, *Amsterdam Climate & Energy Fund* (AKEF) e é apoiada pela cidade de Amsterdã e pelo projeto *Interreg North Sea Region – Seev4-City*. Gera receita e economia de custos, serviços de *Primary Control Reserve* (PCR) para o TSO, serviços de rede local para o DSO, serviços de energia de *backup* para a ArenA, armazenamento e uso eficiente e otimizado da energia gerada pelos 4.200 painéis solares da ArenA, serviços de eficiência energética, como corte de pico e deslocamento de pico, e ainda, serviços de *Vehicle-to-grid* (V2G), como gerenciamento de carga e carregamento bidirecional. (EATON, 2024). SAE com capacidade total de potência de 3 MW e capacidade de armazenamento de 2,8 MWh que propicia fornecimento e uso de energia mais confiável. Combina unidades de conversão de energia da Eaton e o equivalente a 148 baterias Nissan LEAF, num sistema de energia que cria uma economia circular para baterias de veículos elétricos. Fornece energia de reserva, reduzindo o uso de geradores a diesel, proporciona alívio à rede de energia, achatando os picos que ocorrem durante os shows e/ou eventos, e garante energia de *backup* e *peak shaving* enquanto usa mais energia solar autogerada. (EATON, 2024)

Figura 18 - Eaton xStorage Buildings em operação no Johan Cruijff ArenA, em Amsterdam



Fonte: EATON (2024)

Fonte: EATON (2024)

2.4 Mecânica

A seguir serão apresentadas algumas soluções de armazenamento de energia do grupo 'Mecânica' – Figura 8; e outras.

2.4.1 Flywheels (Rotational Motion), Flywheel (FES), Kinetic Energy or Modular Infrastructure Solution (MIS)

O Quadro 23 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Flywheels*.

Quadro 23 - Detalhamento dos *Flywheels*

<i>Flywheels (Rotational Motion), Flywheel (FES), Kinetic Energy or Modular Infrastructure Solution (MIS)</i>	Um moderno sistema de volante é composto por cinco componentes fundamentais: um volante, rolamentos magnéticos, um motor/gerador elétrico, uma unidade de condicionamento de energia e uma câmara de vácuo. (SADEQ, 2023, p.56). O armazenamento de energia por volante de inércia utiliza a inércia mecânica contida em uma massa rotativa. Para carregar, a eletricidade é utilizada em um motor elétrico para girar o volante. O processo é revertido quando a eletricidade é necessária, com o motor que acelerou o volante agindo como um gerador, extraindo energia do volante rotativo para descarregar. Para reduzir as perdas por atrito, é comum colocar volantes dentro de um vácuo com levitação magnética. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.42). Os sistemas de volante são dispositivos de armazenamento de energia cinética que reagem instantaneamente quando necessário. Ao acelerar um rotor cilíndrico (volante) a uma velocidade muito alta e manter a energia no sistema como energia rotacional, os sistemas de armazenamento de energia por volante podem moderar as flutuações na demanda da rede. Quando a energia gerada excede a carga, o volante acelera; quando a carga excede a geração, o volante é desacelerado para converter a energia para distribuição. Volantes são amplamente utilizados em aplicações de transporte (por exemplo, frenagem regenerativa e aceleração para trens). Para aplicações estacionárias são muito utilizadas para serviços de flexibilidade de energia a curto prazo e regulação de frequência – corrigir automaticamente as mudanças contínuas na oferta ou demanda que distorcem a frequência da rede. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.42). São ideais para onde a continuidade da energia de alta qualidade é primordial, como centros de dados de computadores, instituições financeiras, radiodifusão, redes de telecomunicações, aeroportos, instalações de saúde e locais de produção de processos contínuos, além daqueles com tecnologia diferenciada de UPS de energia cinética, solução alternativas às ofertas tradicionais de UPS para aplicações críticas. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023, pg.43). Variações da tecnologia referem-se ao material utilizado como massa giratória (por exemplo, aço, alumínio, fibra de carbono) e se gira em alta (> 10.000 rpm) ou baixa velocidade (< 10.000 rpm). (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.43) A classificação da <i>Flywheel Energy Storage</i> (FES) normalmente engloba duas categorias: (a) FES de baixa velocidade, empregando volantes de aço girando a menos de 6×10^3 rotações por minuto (rpm), e (b) FES de alta velocidade, caracterizada por materiais compostos avançados para o volante de inércia e muitas vezes girando a velocidades de até 10^5 rpm. (SADEQ, 2023, p.56). Os sistemas dispõem de rotores de alta resistência, suspensos por rolamentos magnéticos que giram a altas velocidades (até 150.000 rpm) em um compartimento a vácuo. Esses volantes podem ganhar velocidade em períodos muito curtos, atingindo rapidamente a sua capacidade energética. A rapidez de carregamento e descarregamento é uma característica desta tecnologia, que tem um tempo de resposta da ordem de milissegundos para o descarregamento. A tecnologia é madura, há múltiplas empresas oferecendo sistemas estacionários. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.42) É amplamente implantado no transporte, regulação de frequência da rede automaticamente, alta eficiência de ciclo (~90%), tempo de resposta rápido (< 1 segundo), vida útil muito longa (> 100.000 ciclos), alta densidade de potência (1.000–5.000 kW/m³), dimensionamento modular de capacidade (tamanho kW–MW) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.43), além de elevada densidade de energia e potência, ciclo de vida extenso, excelente eficiência do ciclo (90%–95%), duração de descarga extremamente curta, e inconvenientes como taxa de auto-descarga considerável, capacidade de armazenamento limitada e alto investimento inicial. (SADEQ, 2023, p.57). A implantação ainda é dificultada pelo custo relativamente alto em comparação com outras tecnologias de armazenamento de energia. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.42). Apresenta baixa densidade de energia (~50 kWh/m³), alto custo de capacidade de energia específica, alta autodescarga (até 20% por hora ociosa), e engenharia complexa para minimizar perdas e conter a massa giratória em caso de falha. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.43)
Principais players	• Beacon Power (EUA); • Amber Kinetics (EUA); • Stornetic (Alemanha); • Piller Power Systems (Reino Unido) (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.43); • Active Power, adquirida pelo grupo Langley Holdings PLC por meio de sua subsidiária Piller Power Systems (UK).

Foco de inovação	• Materiais: Alta resistência à tensão para maiores velocidades de rotação; • Rolamentos: Rolamentos mais robustos para menor custo de operação e manutenção (O&M); • Massa: Maior massa do rotor para maior relação energia-potência.
------------------	--

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 24 apresenta um exemplo de projeto com *Flywheels* que é ilustrado pelas Figuras 19, 20 e 21.

Quadro 24 - Exemplo de projeto de *Flywheels*

Figura 19 - *Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant*, Beacon Power Corporation em Hazle Township, Pensilvânia



Fonte: BEACON POWER (2015)

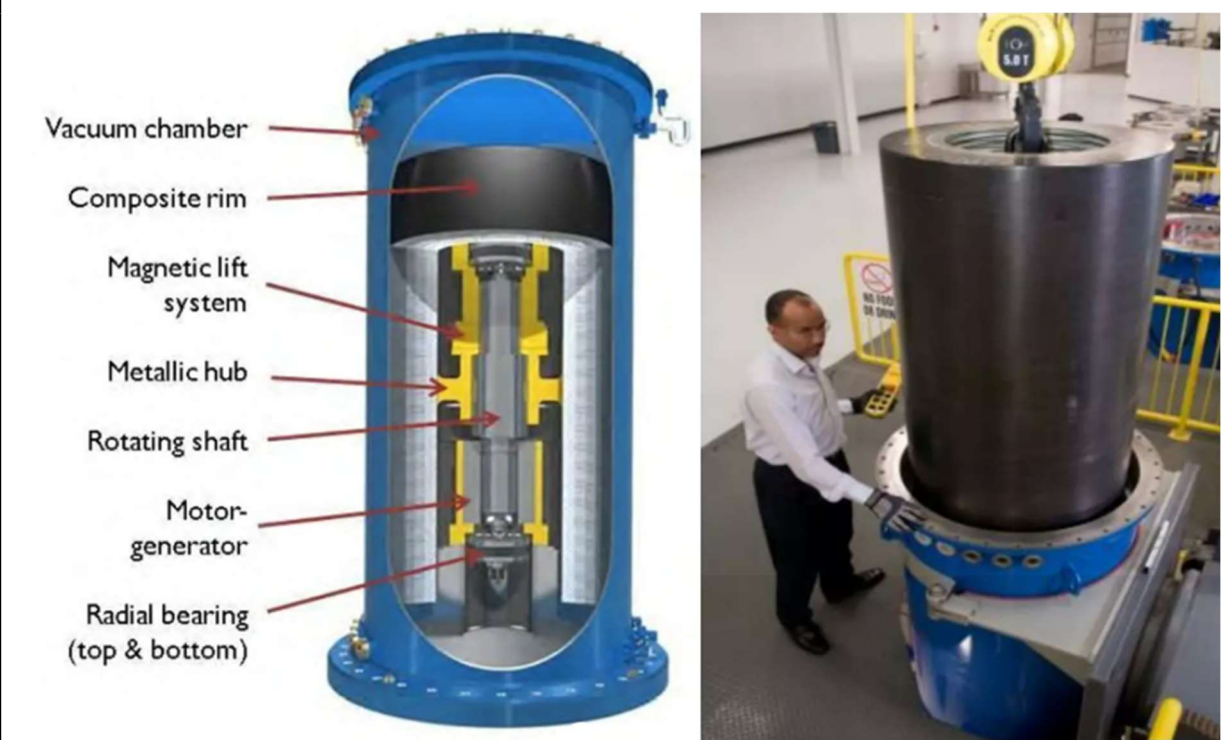
Figura 20 - Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant, Beacon Power Corporation em Hazle Township, Pensilvânia



Fonte: BEACON POWER (2015)

A Beacon Power projetou, instalou e opera 200 volantes de inércia Gen4 – usina de armazenamento de energia por volante de 20 MW em escala de utilidade pública; no *Humboldt Industrial Park*, em Hazle Township, Pensilvânia, para a Hazle Spindle LLC, beneficiária do Acordo de Cooperação *American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA). Os volantes têm potência nominal de 0,1 MW e 0,025 MWh, totalizando 20 MW e 5 MWh de resposta de frequência. A usina fornece serviços de regulação de frequência para a operadora de rede PJM Interconnection. A usina em Stephentown, Nova York, fornece 20 MW de energia para a rede do *New York Independent System Operator* (NYISO). Esta usina entrou em operação em janeiro de 2011 e está operando em plena capacidade desde junho de 2011. A planta fornece um tempo de resposta de menos de quatro segundos às mudanças de frequência. Com disponibilidade de mais de 97%, essa tecnologia excede a disponibilidade média de geradores convencionais que realizam regulação de frequência. Assim o sistema reduz oscilações de frequência causadas por mudanças de carga e geração, responde a um sinal de controle 100 vezes mais rápido do que a geração tradicional, opera a 100% de profundidade de descarga e pode operar mais de 150.000 ciclos de descarga completos, não se degrada com o tempo e a vida útil do sistema deve exceder 20 anos. (BEACON POWER, 2015)

Figura 21 - Composição de um *Flywheel Energy Storage*



Fonte: BEACON POWER (2015)

Fonte: BEACON POWER (2015)

2.4.2 Gravity-based Energy Storage Systems (GESS)

O Quadro 25 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Gravity-based energy storage systems*.

Quadro 25 - Detalhamento dos *Gravity-based Energy Storage Systems*

Gravity-based Energy (gravitation)	Utiliza eixos profundos (por exemplo, eixos da mina) para suspender o peso – por exemplo, Gravitricity Ltd. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64) A eletricidade é armazenada na forma de energia potencial levantando pesos. É descarregado abaixando os pesos, que aciona um gerador. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64). As variações incluem elevação de vários blocos de concreto com guindastes ou levantar um cilindro de rocha bombeando água abaixo dele (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64)
Principais players	• Gravitricity Ltd.; • Energy Vault (SCHMIDT; STAFFELL, 2023, pg.64); • New Energy Let's Go (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

2.4.3 Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air

O Quadro 26 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air*.

Quadro 26 - Detalhamentos dos *Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air*

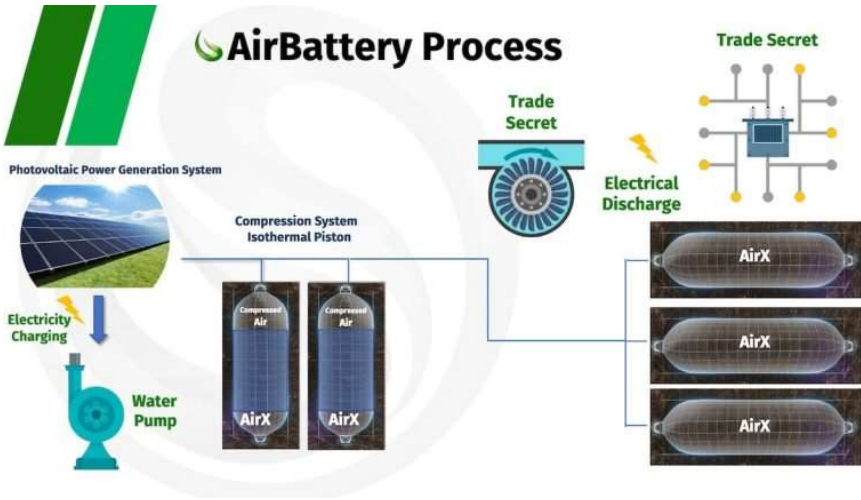
Combination of pumped hydropower and compressed air	O sistema combina os pontos fortes do <i>Compressed Air Energy Storage</i> (CAES) com os do <i>Pumped Hydro Energy Storage</i> (PHES) para oferecer armazenamento de energia em escala de rede e de vários dias. Ele utiliza armazenamento de ar comprimido, juntamente com turbomáquinas hidrelétricas, ou seja, é um sistema de armazenamento de energia que usa água e ar circulares como matérias-primas para armazenamento de energia seguro, confiável, acessível e sustentável de longa duração – por exemplo, <i>AirBattery</i> da Augwind Energy Tech. É similar ao bombeamento reverso, mas sem a necessidade de grandes extensões de terra. O sistema contém tanques de ar comprimido enterrado aliado a bombeamento hidráulico para geração de energia elétrica por meio da conversão de energia hidráulica – turbina. Os principais componentes do sistema de armazenamento são os tanques de polímero infláveis AirX. Os tanques são cobertos por estruturas de aço, que criam uma espécie de gaiola em torno deles. Os “balões” infláveis enjaulados são colocados em furos a uma profundidade de 4 metros. Depois é derramado um material à base de cimento ao redor dos tanques para preencher todas as lacunas. Os tanques são selados, de modo que o ar que eles contêm começa a ser comprimido até o topo e, em seguida, muda para os tanques de armazenamento. Com energia sob demanda, o ar comprimido é liberado dos tanques de armazenamento para acionar uma poderosa turbina de água, que é usada para gerar eletricidade. Durante o dia, o excesso de energia painéis solares aciona um sistema no qual a água é usada para condensar o ar em tanques subterrâneos. Ao anoitecer, esse ar é liberado para alimentar uma turbina e gerar eletricidade. E o ciclo repete-se de manhã. (AUGWIND ENERGY TECH, 2021)
Principais players	• Augwind Energy Tech

Fonte: Adaptado de AUGWIND ENERGY TECH (2021)

Exemplos em aplicações estacionárias: Projetos

O Quadro 27 apresenta um exemplo de projeto com *Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air* que é ilustrado pelas Figuras 22 e 23.

Quadro 27 - Exemplo de projeto de *Combination of Pumped Hydropower and Compressed Air*

Figura 22 - AirBattery Process  The diagram illustrates the AirBattery process. It starts with a 'Photovoltaic Power Generation System' (solar panels) which provides 'Electricity Charging' to a 'Water Pump'. The pump moves water to a 'Compression System' consisting of 'Isothermal Piston' units and 'AirX' storage tanks. The process is labeled 'Trade Secret'. The compressed air is then used for 'Electrical Discharge' through a turbine, also labeled 'Trade Secret'. The final output is shown as three 'AirX' storage tanks. Fonte: AUGWIND ENERGY TECH (2021)	<i>AirBattery</i> da Augwind Energy Tech, 20 MWh para uma usina solar planejada pela empresa francesa de energia EDF Energies Nouvelles Israel LTD. A solução também é modular, o que significa que pode ser implantada para sistemas de 10 MWh ou 100 MWh com a simples adição de mais tanques de polímero. A tecnologia funciona como um armazenamento hidráulico bombeado comum, com a única diferença de que os sistemas podem ser instalados rapidamente em praticamente qualquer lugar, em uma escala maior ou menor, em níveis de CAPEX muito mais baixos e ciclo de vida de mais de 40 anos. (AUGWIND ENERGY TECH, 2021)
Figura 23 - AirBattery, 20 MWh para uma usina solar planejada pela empresa francesa de energia EDF Energies Nouvelles Israel LTD  The aerial photograph shows the physical components of the AirBattery facility. A 'Control Room' is visible on the left. In the center, there are 'Pumps' and 'Compression' units. To the right, a 'Water Reservoir' is shown. In the foreground, several large 'Underground Compressed-Air Storage Tanks' are visible. A callout box with the number '1' indicates the 'Charging Process' and states: 'Pumping water from the reservoir to compress the air inside the compression tanks'. Fonte: AUGWIND ENERGY TECH (2021)	

Fonte: AUGWIND ENERGY TECH (2021)

2.4.4 *Liquid Air Energy Storage (LAES)*

O Quadro 28 apresenta o detalhamento de SAEs do tipo *Liquid Air Energy Storage*.

Quadro 28 - Detalhamento dos *Liquid Air Energy Storage*

<i>Liquid Air Energy Storage (LAES)</i> <i>(compression)</i>	O ar é comprimido e resfriado até atingir o estado líquido. É armazenado em tanques criogênicos a -190 °C. Quando a energia é necessária, o ar é bombeado para alta pressão e expandido para a temperatura ambiente, o que aciona uma turbina – por exemplo, Highview Enterprises Ltd. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64). O sistema contém tanques criogênicos e turbina (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64). Variações como compressão de CO ₂ .
Principais <i>players</i>	• Highview Enterprises Ltd. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64); • Energy Dome (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.64)

Fonte: Adaptado de SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Sistema fotovoltaico com armazenamento híbrido combinando duas tecnologias diferentes: baterias e supercapacitores; é uma abordagem que combina as vantagens de cada tecnologia, com o intuito de aumentar a expectativa de vida das baterias e melhorar o rendimento de todo o sistema no fornecimento de eletricidade aos ambientes residenciais, comerciais ou industriais. Este tipo de sistema oferece altos níveis de dinamismo, alta potência específica e capacidade de suportar descargas profundas para lidar com picos de consumo de energia. Além dessas características, os supercapacitores têm a capacidade de suportar um grande número de ciclos em comparação com outras tecnologias de armazenamento. Ao combinar supercapacitores e baterias, é possível otimizar o tamanho dos sistemas de armazenamento e aumentar sua expectativa de vida, proporcionando boa dinâmica e maior rendimento.

Os SAEs variam em termos de custo, vida útil do ciclo, taxa de carga/descarga e impacto ambiental. Diferentes modelos de negócios e aplicações favorecem diferentes tecnologias. As baterias de *Lead-acid* (PbA) e de *Lithium-ions* (Li-ion) são as tecnologias de armazenamento dominantes em todos os sistemas, exceto nos maiores. As baterias de chumbo-ácido estão maduras e os custos são relativamente estáveis, enquanto os custos da bateria de íons de lítio estão caindo rapidamente. Além disso, as baterias de íons de lítio têm maior vida útil e podem carregar/descarregar mais rápido do que as baterias PbA. As empresas que usam baterias PbA podem mudar para baterias Li-ion nos próximos 5 (cinco) anos, à medida que o Li-ion se torna mais competitivo em termos de custos.

Entre as químicas de baterias de íons de lítio, aqueles com cátodos de *Lithium Iron Phosphate* (LFP) são favorecidos devido à sua segurança e alta vida útil em

aplicações fora da rede, além de sua disponibilidade a custos relativamente baixos dos fabricantes na China e ausência de cobalto tóxico.

No entanto, a qualidade das células varia entre os fabricantes, e um custo mais alto não oferece garantia de maior qualidade. Baterias de íons de lítio com ânodos de *Nickel Manganese Cobalt* (NMC), favorecidas em aplicações de veículos elétricos (EV) devido à maior potência e densidades de energia, também podem ser promissoras, particularmente à medida que os custos caem e o desempenho melhora devido à expansão do mercado de EV. (SCHMIDT, STAFEEEL, 2023)

O uso de módulos de baterias de 2º (segunda) vida de EV's é um sistema de armazenamento de energia multifuncional que incentiva a economia circular e traz uma grande modularidade e flexibilidade, capacidade de adaptar todo o controle de comando do sistema e permitir solução sob medida para atendimento a demanda, fornecimento de energia de reserva, reduzindo o uso de geradores a diesel, e proporcionando alívio à rede de energia, reduzindo os picos de consumo e uso de energia, utilizando a produção de energia solar de forma mais inteligente e garantindo energia de reserva. (EATON, 2025)

Geralmente, as aplicações que exigem baterias de menor capacidade de energia mudam primeiro, devido ao menor capital necessário por produto. Espera-se que as baterias PbA e Li-ion permaneçam dominantes pelo menos nos próximos cinco anos, mas outras tecnologias de armazenamento menos maduras, como as *Redox Flow Batteries* (RFBs), as *Sodium-Sulphur* (NaS) *Battery* e as *Metal-Air Batteries*, já estão sendo comercializadas e são muito promissoras por seu custo, por não serem dependentes de materiais críticos, pela sua segurança, adaptação, e especificações técnicas – longa vida útil, degradação limitada, etc.. *Power* é um indicador chave para aplicações de resposta rápida: As baterias de *lithium-ion* e *sodium-ion* exibem *high power capabilities*, tornando-as adequadas para várias aplicações, como *load shifting* e *arbitrage*. As baterias de *vanadium flow*, embora ofereçam durações de descarga mais longas, têm *relatively lower power capabilities* e não são ideais para aplicações de *backup power*. Materiais de ânodo alternativos, como baterias de *lithium-titanate oxide* (LTO) *batteries* e materiais à base de nióbio, mostram-se promissores para densidades de potência mais altas. As baterias de íons de sódio demonstram *superior power performance* devido à sua maior condutividade. As baterias *Flow* fornecem controle

separado de *power* e *energy storage capacity*, oferecendo flexibilidade sem comprometer a densidade de energia. Os *Metal-air chemistries*, como sistemas *iron-air*, podem se destacar em aplicações de longa duração, mas não são adequados para requisitos de resposta rápida. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023)

Medidas para apoiar a adoção de tecnologias menos maduras, como *Redox Flow Batteries* (RFBs), que já estão sendo amplamente implantadas, ajudariam a estabelecer tais tecnologias, permitindo que aplicações específicas se beneficiem de seus atributos. (SCHMIDT, STAFFELL, 2023).

À medida que a indústria avança em direção a *next-gen chemistries*, como *solid-state batteries* e *flow batteries*, quantificar e mitigar a degradação continuará sendo fundamental para extrair todo o potencial do armazenamento de energia em escala de rede. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023).

As baterias de fluxo *redox* são baratas de fabricar, seguras e altamente adaptáveis. Fornecem armazenamento de energia confiável e resiliente que dá a flexibilidade de alimentar o que se precisa sem ter que depender de geradores de *backup* que usam combustíveis. Elas têm potencial para mais horas diárias de uso do que outras opções de bateria, além disso, a tecnologia de bateria de fluxo é comercialmente viável em escala industrial (P&D FRAUNHOFER ICT, 2023). A sua capacidade de armazenamento é dimensionada conforme necessário para aplicações industriais e ajuda as empresas a melhorar sua gestão de energia e desempenho. Seu sistema permite a integração econômica de estratégias de acoplamento setorial com energias renováveis até a geração e uso de hidrogênio verde. (INVINITY ENERGY SYSTEM, 2022).

As propriedades únicas do Nióbio podem contribuir para a criação de soluções energéticas mais eficientes e sustentáveis, seja através do avanço de baterias da próxima geração ou no desenvolvimento de materiais magnéticos nanocristalinos poderosos.

As tecnologias de armazenamento térmico, incluindo as baterias térmicas, também poderão tornar-se cada vez mais importantes em níveis mais elevados de acesso à energia, bem como os *Flywheels* para manter a continuidade da energia.

É necessária uma maior garantia de qualidade e segurança, com o estabelecimento de normas conexas, para permitir uma escolha adequada, econômica

e segura da tecnologia e do produto. Isso deve se estender ao gerenciamento de bateria e outros sistemas eletrônicos de bateria.

2.5 Aplicações no Setor Elétrico

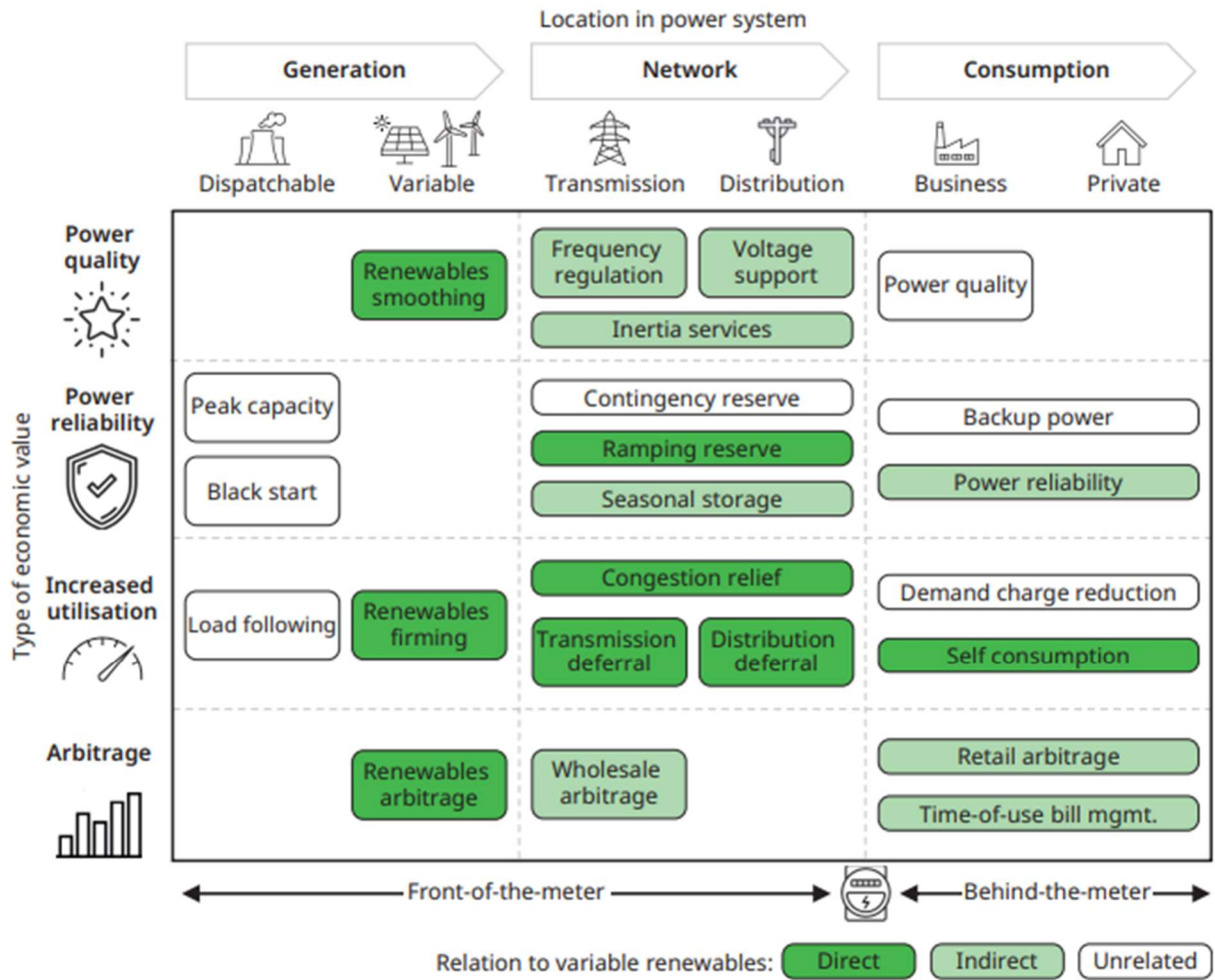
As principais aplicações dos SAEs incluem:

- Suporte à operação do sistema (serviços ancilares);
- Adiamento de investimentos em infraestrutura (transmissão e distribuição);
- Integração de fontes renováveis intermitentes;
- Arbitragens de preço e redução de custos com demanda;
- *Backup* em caso de interrupção do fornecimento.

A depender de sua localização no sistema elétrico, os SAEs podem ser classificados como: - *Front-of-the-meter* (FTM): conectados diretamente à rede; - *Behind-the-meter* (BTM): instalados junto à carga, geralmente em consumidores finais. (THE FARADAY INSTITUTION, 2024). Já o *off-grid* refere-se a sistemas ou locais que não estão conectados à rede elétrica principal, contando com geração e gerenciamento de energia autônomos. Exemplos incluem comunidades remotas, indústrias rurais ou sistemas isolados – por exemplo, telecomunicações. (THE FARADAY INSTITUTION, 2024, pg. 2).

Os serviços ancilares são geralmente oferecidos pelos operadores de redes de transmissão e distribuição para garantir uma fonte de alimentação confiável. Estes serviços podem ser prestados por uma variedade de tecnologias e prestados por operadores de armazenamento. (EUROPEAN ASSOCIATION FOR ENERGY STORAGE, 2021). A Figura 24 abaixo apresenta uma visão geral abrangente das aplicações de armazenamento de energia mais comuns. (SCHMIDT, STAFEELL, 2023)

Figura 24 - Funções de flexibilidade da rede em função do estágio do sistema de energia



Fonte: SCHMIDT, STAFEELL (2023)

Nota: Visão geral das 23 aplicações de armazenamento de energia mais comuns ao longo das dimensões: localização dentro do sistema de energia (eixo x) tipo de valor econômico (eixo y) e relação com a geração de eletricidade renovável variável (cor). A seleção de 23 aplicações é baseada em uma revisão de relatórios de institutos de pesquisa, organizações internacionais, indústria e academia.

O Quadro 29 apresenta o detalhamento das 23 (vinte e três) aplicações de armazenamento de energia mais comuns.

Quadro 29 - Detalhamento das 23 aplicações de armazenamento de energia mais comuns

Frequency Regulation (FG)	1.1) <i>Frequency regulation</i> – ou <i>Frequency control</i>, ou <i>Automatic generation control</i>: Corrigir automaticamente as mudanças contínuas na oferta ou na demanda dentro do menor intervalo de mercado possível. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 250-10.000; Tempo de resposta [segundos]: < 10. 1.2) <i>Renewables smoothing</i>: Produção estável a partir de oferta variável quando a geração está em desacordo com as previsões de curto prazo. Descarga [horas]: 0.25-4; Ciclos anuais: > 4.000; Tempo de resposta [segundos]: < 10.
----------------------------------	--

	1.3) <i>Power quality</i> : Condição de frequência e tensão de alimentação para cargas sensíveis em redes instáveis. Descarga [horas]: < 0.25; Ciclos anuais: 10-2000; Tempo de resposta [segundos]: < 10.
Frequency response (FS) ou Primary reserve/response, ou Frequency response, ou Non-spinning reserve, ou Spinning reserve, ou Replacement reserve	2.1) <i>Contingency reserve</i> : Estabilizar automaticamente a frequência após mudanças inesperadas, raras e instantâneas na oferta ou na demanda. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 20-50; Tempo de resposta [segundos]: < 10.
	2.2) <i>Ramping reserve</i> : Estabilizar automaticamente a frequência após mudanças inesperadas, raras e não instantâneas na oferta ou na demanda. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 20-50; Tempo de resposta [segundos]: < 10.
	2.3) <i>Inertia services</i> : Estabilizar automaticamente a frequência e a tensão em resposta a mudanças no ângulo de fase entre a tensão e a corrente por meio da resposta de potência reativa e ativa. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 50-100; Tempo de resposta [segundos]: < 10.
Black Start (BS)	3) <i>Black start</i> : Restaurar as operações da usina elétrica após uma interrupção na rede sem fornecimento de energia externa. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 10-20; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Peak Capacity (PC)	4) <i>Peak capacity</i> : Garantir a disponibilidade de capacidade de geração suficiente em todos os momentos. Descarga [horas]: 2-6; Ciclos anuais: 5-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Seasonal Storage (ST)	5) <i>Seasonal storage</i> : Compensar interrupções de fornecimento a longo prazo ou variações sazonais na oferta e na demanda. Descarga [horas]: n/a; Ciclos anuais: n/a; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Power Reliability (PR)	6.1) <i>Power reliability</i> : Preencher a lacuna regular e sustentada entre oferta e demanda. Descarga [horas]: 4-10; Ciclos anuais: < 50; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	6.2) <i>Backup power – ou Home backup, ou Emergency supply, ou Resiliency ou Secondary/Tertiary reserve</i> : Preencher lacunas raras, inesperadas e prolongadas entre oferta e demanda (por exemplo, perda total de energia da rede). Descarga [horas]: 1-4; Ciclos anuais: 10-100; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Renewables Integration (RE) ou Variable resource integration, ou Renewable generation shifting	7) <i>Renewables firming</i> : Armazenar grandes quantidades de excedente de energia elétrica renovável para uso posterior. Descarga [horas]: 2-10; Ciclos anuais: 5-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Congestion Management (CM)	8.1) <i>Congestion relief – Network efficiency ou Virtual Power Line</i> : Evitar o risco de sobrecarregar a infraestrutura existente, o que poderia levar a novos despachos e diferenças de preços locais. Descarga [horas]: 1-6; Ciclos anuais: 50-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	8.2) <i>Load following – ou Balancing reserves</i> : Manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda, permitindo ao mesmo tempo que os geradores operem com capacidade otimizada. Descarga [horas]: 0.25-1; Ciclos anuais: 100-1.000; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
T&D deferral (TD) ou Transmission support, ou Virtual Power Lines, ou Distribution substation support.	Adiamento, redução ou evitação de atualizações nas redes de transmissão quando os picos de fluxo de energia excedem a capacidade existente.
	9.1) <i>Transmission upgrade deferral</i> . Descarga [horas]: 2-8; Ciclos anuais: 10-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	Adiamento, redução ou evitação de atualizações nas redes de distribuição quando os picos de fluxo de energia excedem a capacidade existente.

	9.2) <i>Distribution upgrade deferral</i> . Descarga [horas]: 1-6; <i>Annual cycles</i> : 50-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Demand Reduction (DR) ou Peak reduction, ou Demand shifting, ou Retail demand charges	10) <i>Demand charge reduction</i> : Reduzir a demanda fornecida pela rede durante os períodos de tarifas de rede mais elevadas. Descarga [horas]: 1-4; Ciclos anuais: 50-500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Self-consumption (SC) ou Prosumer	11) <i>Renewable energy self-consumption</i> : Aumentar o autoconsumo de energia produzida por geração distribuída não despachável. Descarga [horas]: 2-6; Ciclos anuais: 150-400; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Energy Arbitrage (EA)	12.1) <i>Renewables arbitrage</i> : Armazenar a energia produzida por usinas de energia renovável variável quando os preços estão baixos para vendê-la quando os preços estão altos. Descarga [horas]: < 1; Ciclos anuais: > 250; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	12.2) <i>Wholesale arbitrage – Electric energy time-shift ou Price arbitrage ou Time-shifting</i> : Poder de compra em períodos de preços baixos e poder de venda em períodos de preços altos no mercado atacadista. Descarga [horas]: 2-10; Ciclos anuais: 300-400; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	12.3) <i>Retail arbitrage – End-consumer arbitrage</i> : Poder de compra em períodos de preços baixos e poder de venda em períodos de preços altos no mercado varejista. Descarga [horas]: 2-4; Ciclos anuais: 50-250; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
	12.4) <i>Time-of-use (ToU) bill management – Retail energy time-shift ou Energy management ou ToU charges</i> : Poder de compra em períodos de preços baixos e consumo durante períodos de preços altos. Descarga [horas]: 3-6; Ciclos anuais: 400-1500; Tempo de resposta [segundos]: > 10.
Voltage Support (VS) ou VAR support	13) <i>Voltage support</i> : Manter os níveis de tensão nas redes através do fornecimento ou absorção de potência reativa. Observe que, como nenhuma potência ativa é consumida do dispositivo, não há requisitos de duração de ciclo ou descarga. Descarga [horas]: - ; Ciclos anuais: - ; Tempo de resposta [segundos]: < 10

Fonte: SCHMIDT, STAFEELL (2023)

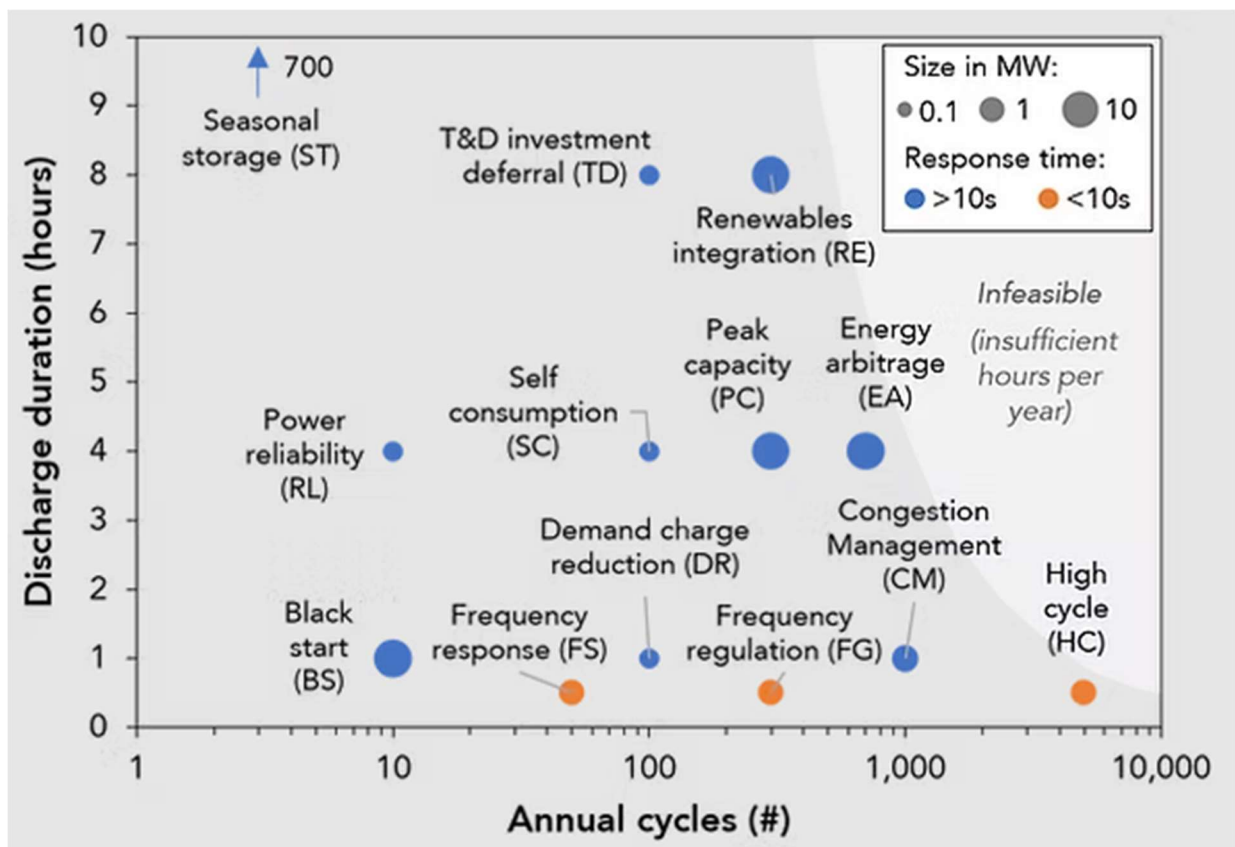
Além disso, restrições ou falta de clareza sobre e como o armazenamento de energia pode ser usado nas funções de geração, transmissão e distribuição atuam como uma barreira. A variedade de serviços diferentes que o armazenamento pode fornecer geralmente abrange vários mercados e fontes de compensação. Por exemplo, a regulação da frequência pode ser compensada num mercado grossista, mas os diferimentos do investimento em transporte ou distribuição podem ser compensados como um custo de serviço pela concessionária ou pelo operador do sistema. Em algumas jurisdições, a prestação de serviços em diferentes fontes de remuneração é restrita pela regulamentação. Limitar os serviços que as baterias podem fornecer com base em onde o serviço é prestado ou como é compensado pode influenciar a frequência com que são utilizados e se continuam sendo um bom investimento econômico. (THE FARADAY

INSTITUTION, 2021, pg. 174). É interessante categorizar os serviços, os mercados e as receitas em cada caso.

A nomenclatura (por exemplo, resposta em frequência *versus* resposta primária) e os requisitos (ou seja, duração da descarga, ciclos anuais) das aplicações de armazenamento variam consoante os mercados da energia. Os requisitos como ciclos anuais e duração de descarga são escolhidos dentro das faixas comuns observadas em vários mercados para cobrir todo o espectro de requisitos de ciclos e duração de descarga. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023)

Ciclos anuais referem-se a ciclos de carga-descarga equivalentes completos. O tamanho em MW refere-se à capacidade nominal de potência de um sistema típico de armazenamento de eletricidade que atende à respectiva aplicação. A Figura 25 abaixo apresenta 13 (treze) aplicações de armazenamento de energia com essas especificações. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023 pg.134)

Figura 25 - 13 aplicações de armazenamento de energia



Fonte: (SCHMIDT; STAFFELL, 2023)

É preciso haver um equilíbrio na produção e no consumo dentro de uma rede elétrica. Para que haja estabilidade, a energia gerada deve ser igual à energia consumida. Então, fontes de energia "não confiáveis" não se saem bem com as redes convencionais. Para que uma rede elétrica permaneça estável, ela precisa responder à volatilidade nas perturbações de tensão e frequência. Por exemplo, suponha que mais energia seja gerada do que consumida ou vice-versa. Nesses casos, ajustes pequenos ou maiores são necessários dentro de um prazo aceitável para equilibrar as perturbações de frequência e quedas de energia. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023)

Battery Energy Storage System (BESS) pode ter um comportamento programável de carga ou fonte quando é descarregado ou carregado, permitindo o empilhamento de vários serviços de rede simultaneamente ao longo do dia e, assim, mesmo ao projetá-lo, pode ser estruturado, como uma fonte de receitas múltiplas, que é o conceito de empilhamento de receita. O empilhamento de receitas favorece a viabilidade econômica do BESS, pois permite ao agente de armazenamento compor uma lista de serviços negociados a diferentes preços e volatilidades para criar um “*portfolio effect*”. Isso aumenta ainda mais as possibilidades de negociação desse ativo de armazenamento de energia no mercado de energia desregulada com riscos reduzidos e, conseqüentemente, retornos mais significativos. (SCHMIDT; STAFFELL, 2023)

Operar as redes de transmissão e distribuição perto da capacidade máxima pode resultar em falhas de rede e quedas de energia, bem como exigir que a produção de energia renovável seja reduzida – ou seja, solicitada a parar de gerar; devido a restrições nas redes de transmissão e distribuição que impedem o transporte de toda a eletricidade gerada. Historicamente, as restrições da rede têm sido gerenciadas pela construção de capacidade adicional de transmissão ou distribuição, ou pelo pagamento de usinas de energia ou parques eólicos para reduzir o fornecimento.

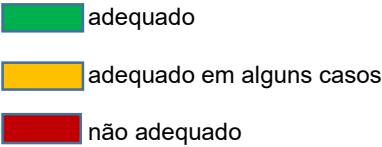
O armazenamento de energia fornece uma alternativa a essas soluções ao mudar o uso de eletricidade de períodos de pico para períodos fora de pico. A demanda por gerenciamento de restrições depende da localização. (THE FARADAY INSTITUTION, 2024, pg.4). Para elevar a viabilidade econômica do BESS, múltiplos serviços podem ser fornecidos a partir do mesmo ativo, conhecido como *revenue stacking*. Esta abordagem permite que ativos flexíveis como o BESS colem receitas de diferentes produtos, serviços e mercados, aumentando a lucratividade geral. A

importância econômica das diferentes aplicações para um BESS específico dependerá em grande parte da duração da descarga do sistema. (THE FARADAY INSTITUTION, 2024, pg.4). Serviços ancilares normalmente exigirão durações de descarga de cerca de uma hora, enquanto durações de descarga mais longas são mais adequadas para aplicações de fornecimento de energia. (THE FARADAY INSTITUTION, 2024, pg.5)

A Tabela 3 abaixo apresenta algumas aplicações que são ou não adequadas para diferentes tipos de tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 3 - Aplicações por tipo de tecnologias de bateria

	Tecnologias de bateria							Outras tecnologias de armazenamento	
Aplicação	<i>Lithium-ion (LFP)</i>	<i>Lead-acid</i>	<i>Redox-flow</i>	<i>High-temperature</i>	<i>Sodium-ion</i>	<i>Metal-air</i>	<i>V2G</i>	<i>Pumped hydro</i>	<i>Liquid air</i>
Curta duração									
Longa duração									
Armazenamento sazonal									
Serviços ancilares									
Gestão de restrições									
Atrás do medidor (BTM)									
Off-grid									



Fonte: THE FARADAY INSTITUTION (2024, pg 12)

3 PANORAMA INTERNACIONAL E LIÇÕES PARA O BRASIL

Diversos países vêm avançando na regulamentação e adoção de sistemas de armazenamento de energia, especialmente como estratégia para integrar fontes renováveis e oferecer serviços de rede. Entre os casos mais relevantes destacam-se Estados Unidos da América, Reino Unido, Austrália e Chile – a China também se destaca neste aspecto, porém o presente trabalho não examinou este país; que estruturaram mercados específicos para SAE, definiram critérios técnicos e operacionais, e criaram incentivos fiscais e financeiros.

3.1 Estados Unidos da América

Nos *United States of America* (USA) – Estados Unidos da América (EUA), a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) emitiu ordens importantes como a 841 e a 2222, que ampliam a participação dos SAEs nos mercados de capacidade e de serviços ancilares. A atuação dos *Independent System Operators* (ISOs), como o CAISO, NYISO e PJM, inclui a remuneração por frequência, reserva e resposta rápida. Incentivos como o *Investment Tax Credit* (ITC) têm estimulado o crescimento do setor. (FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, 2018, 2021)

O quadro 30 abaixo apresenta os principais tipos de serviços ancilares presentes no mercado de energia dos EUA.

Quadro 30 - Principais serviços ancilares no mercado de energia dos EUA

Regulation e Frequency Response	O serviço de regulação é usado para gerenciar pequenas variações continuamente e automaticamente em tempo real de oferta e demanda. As unidades de produção que prestam esses serviços devem ser capazes de responder aos sinais de <i>Automatic Generation Control</i> (AGC) do operador da rede e ajustar a sua saída em conformidade com escalas de tempo muito curtas, geralmente de um a vários segundos. Alguns mercados fornecem apenas um único produto regulamentar, enquanto outros vendem diferentes produtos <i>Regulation-up</i> (capacidade disponível para aumentar a geração) e <i>Regulation-down</i> (capacidade disponível para reduzir a geração). Alguns mercados também produziram um novo produto de mercado de <i>Fast-Frequency Regulation</i> (como PJM e ISO-NE), geralmente gerado por ferramentas de armazenamento e resposta à demanda que podem ajustar a produção mais rapidamente do que os geradores convencionais. Os recursos do lado da demanda que podem responder aos sinais do AGC também podem fornecer serviços regulatórios.
Operating Reserve – Spinning Reserve	As reservas giratórias, muitas vezes também chamadas de <i>Synchronized Reserves</i> , são projetadas para ajudar o sistema a responder rapidamente a interrupções forçadas, conexões ou desconexões de grandes cargas ou outros eventos de contingência. As reservas giratórias são geradas por unidades de geração on-line que não funcionam em plena capacidade, para que possam aumentar facilmente sua

	produção para fornecer energia adicional ao sistema. As unidades de geração geralmente teriam que ser capazes de aumentar completamente sua geração dentro de 10 a 15 minutos após receberem instruções para fazê-lo, dependendo das especificidades do mercado. Os recursos do lado da demanda também terão reservas giratórias se puderem minimizar sua carga de forma semelhante dentro de 10 a 15 minutos após receber uma instrução.
Operating Reserve – Non-spinning Reserve	As reservas não giratórias, também chamadas de <i>Supplemental Reserves</i> , geralmente são projetadas para ajudar o sistema a se recuperar de contingências não planejadas. As reservas não giratórias, no entanto, também podem ser geradas por unidades de geração off-line manualmente, desde que possam iniciar e aumentar sua produção até o nível desejado dentro de um período de tempo predefinido, normalmente de 10 a 30 minutos, dependendo da demanda. As reservas não giratórias também podem ser fornecidas por unidades online com energia suficiente. A quantidade de capacidade de reserva não giratória em um sistema também é medida, incluindo qualquer excesso de energia de reserva giratória.

Fonte: Adaptado de FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (2018 e 2021)

Nota: O número total de *spinning reserves* e *non-spinning reserves* também pode ser referido coletivamente como reservas principais, reservas suplementares ou reservas de contingência. *Spinning reserves* e *non-spinning reserves* são geralmente chamadas de *Contingency Reserves*.

3.1.1 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (CAISO)

A *California Public Utilities Commission* (CPUC) implementou regulamentos que exigem que as utilidades integrem BESS em seus planejamentos de recursos, estabelecendo diretrizes específicas sobre quantidades mínimas de armazenamento a serem implementadas em novas infraestruturas. (CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION, 2024)

1) Mercado: CAISO (California, EUA); Operador do sistema: CAISO; Tipo de Operador (ISO/TSO): ISO; Operador do mercado: CAISO.

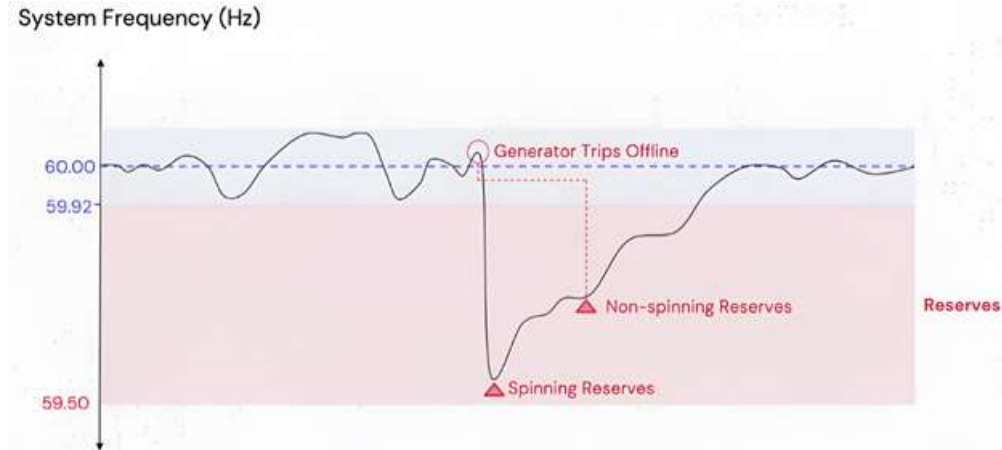
Modelo de despacho: centralizado, baseado em ofertas

O Quadro 31 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) *Regulation-up*, b) *Regulation-down*; c) *Spinning reserve*; d) *Non-spinning reserve*

Quadro 31 - Serviços ancilares via mercado competitivo - CAISO

a) <i>Regulation-up</i> e b) <i>Regulation-down</i>	Reserva com capacidade de responder ao sinal do controle automático de geração para aumentar ou diminuir sua produção de energia. Com os geradores produzindo mais energia a frequência aumenta, enquanto que reduzindo a geração a frequência diminui. No mercado da Califórnia (CAISO) os serviços " <i>Regulation Up</i> " e " <i>Regulation Down</i> " possibilitam a utilização mais eficaz dos recursos e tecnologias
--	---

	disponíveis. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). A frequência do sistema flutua em torno de 60 Hz devido a pequenas mudanças na oferta e na demanda que ocorrem continuamente ao longo do dia. Para operar a rede em uma frequência constante tem-se o serviço de <i>Regulation-up</i> e <i>Regulation-down</i> .
c) Spinning reserve	Capacidade de prontidão das unidades geradoras já conectadas ou sincronizadas com a rede, que podem ofertar energia em até 10 minutos. Entra em ação primeiro durante uma emergência, como quando um gerador fica <i>offline</i> . Os geradores aumentam sua saída para impedir que a frequência cai mais, e são complementados por reservas não giratórias – <i>non-spinning reserve</i> ; para ajudar a frequência a retornar as condições normais. A exemplo, quaisquer desvios de frequência abaixo de 59,92 Hz acionam recursos concedidos para fornecer serviços de reserva. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). As <i>spinning reserves</i> devem estar sincronizadas com a rede, capazes de reagir em 10 minutos e de funcionar por pelo menos 2 horas. As <i>spinning reserves</i> devem constituir pelo menos 50% das necessidades totais das <i>Contingency Reserves</i> . (POLITECNICO DI MILANO, 2020).
d) Non-spinning reserve	Capacidade de prontidão que pode ser sincronizada com a rede e levada a uma determinada carga em até 10 minutos. As <i>non-spinning reserves</i> devem ser capazes de reagir em 10 minutos e funcionar por pelo menos 2 horas. A Figura 26 ilustra a operação do <i>spinning reserves</i> e <i>non-spinning reserves</i> que foi descrita. Figura 26 - Spinning reserve e Non-spinning reserve  O gráfico, intitulado 'Figura 26 - Spinning reserve e Non-spinning reserve', mostra a 'System Frequency (Hz)' no eixo vertical. Há uma linha horizontal tracejada em 60.00 Hz e outra em 59.92 Hz. A frequência flutua em torno de 60.00 Hz até que um 'Generator Trips Offline' (indicado por um círculo vermelho). Isso causa uma queda brusca na frequência. A curva da frequência desce para um ponto mínimo rotulado 'Spinning Reserves' (com um triângulo vermelho) e depois sobe para um ponto intermediário rotulado 'Non-spinning Reserves' (com um triângulo vermelho). A área entre 59.92 Hz e 60.00 Hz é sombreada de rosa claro e rotulada 'Reserves' no canto direito. O eixo vertical também tem uma marca em 59.50 Hz. Fonte: CAISO (2024).

Fonte: Adaptado de CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (2024)

O Quadro 32 abaixo apresenta outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado CAISO.

Quadro 32 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado CAISO

Regulation Mileage-up/down	Um serviço conhecido como <i>Regulation Mileage</i> também pode ser encontrado em mercados selecionados. Isso é descrito como a "mudança absoluta nos pontos de ajuste do controle automático de geração entre intervalos de 4 (quatro) segundos". Além de ter sua capacidade disponível, o mercado de <i>Regulation Mileage</i> compensa as unidades por sua saída em resposta a sinais regulatórios. Atualmente, este produto está disponível na <i>Expanded Area</i> CAISO, NYISO (chamado de <i>Control Movement</i>) e MISO. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
-----------------------------------	--

3.1.2 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (NYISO)

1) Mercado: NYISO (Nova York)

A NYISO opera mercados de *regulatory reserve* e quatro produtos de *operating reserve*.

O Quadro 33 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) Regulation; b) ten-minute spinning reserves, c) ten-minute non-synchronized reserves, d) thirty-minute spinning reserves, e e) 30-minute non-synchronized reserves.

As *Operating Reserves* fornecem geração de *backup* e/ou resposta à demanda se o NYISO experimentar uma contingência em tempo real do sistema de energia que exija ação corretiva de emergência.

Quadro 33 - Serviços ancilares via mercado competitivo - NYISO

a) Regulation	As <i>Regulation Reserves</i> são necessárias para o balanceamento contínuo de recursos (geração e intercâmbio da Área de Controle de NY) com carga e para ajudar a manter uma frequência de interconexão programada em 60 Hz. A NYISO determina os requisitos do sistema para as <i>Regulation Reserves</i> , de acordo com os padrões da indústria definidos pela NERC, e pode variar de acordo com a hora ou estação. Esses requisitos também podem considerar limitações de transmissão e incluir requisitos adicionais de localização. Os recursos podem apresentar propostas para as <i>Regulation Reserves</i> , 75 minutos antes do horário de funcionamento, até o fechamento do RTM. Cada fornecedor potencial inclui várias taxas de resposta diferentes (em MW por minuto) que podem ser alcançadas como parte de cada licitação com seu recurso em diferentes condições do sistema. Não é permitido que os geradores e os recursos do lado da demanda forneçam <i>regulatory capacity</i> mais do que sua Normal Response Rate (NRR) vezes 5 (cinco) minutos. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
b) ten-minute spinning reserves	As <i>ten-minute spinning reserves</i> devem ser sincronizadas com a rede e ser capazes de converter sua energia em geração dentro de 10 minutos após o operador do dispositivo receber um sinal. O requisito de <i>spinning reserve</i> em todo o sistema é igual a 50% da maior contingência de sistema único (655 MW). A região Leste também está sujeita a um requisito específico adicional (330 MW). (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
c) ten-minute non-synchronized reserves:	As <i>ten-minute non-synchronized</i> devem ser capazes de converter sua capacidade em geração dentro de dez minutos após o operador do sistema receber um sinal, mas não necessariamente sincronizado com a rede. A quantidade combinada de <i>ten-minute reserves</i> (<i>spinning</i> e <i>non-synchronized</i>) deve ser maior ou igual à maior contingência do sistema (1310 MW). Requisitos específicos adicionais também são definidos para a região leste (1200 MW) e Long Island (120 MW). (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
d) thirty-minute spinning reserves	As <i>thirty-minute spinning reserves</i> devem ser sincronizadas com a rede e ser capazes de converter sua capacidade em geração dentro de trinta minutos após o operador do sistema receber um sinal. Apenas

	para as <i>thirty minute spinning reserves</i> , não existe nenhum requisito específico do sistema. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
e) <i>thirty-minute non-synchronized reserves</i>	Dentro de trinta minutos após o recebimento de um sinal do operador do sistema, as <i>thirty-minute non-synchronized reserves</i> devem ser capazes de converter sua capacidade em geração, mas não necessariamente sincronizadas com a rede. A quantidade combinada de reserva de trinta minutos (<i>spinning</i> e <i>non-synchronized</i>) deve ser maior ou igual a 150 por cento da maior contingência do sistema único (1965 MW). Requisitos específicos adicionais também são definidos para a região leste (1200 MW) e Long Island (270-540 MW). (POLITECNICO DI MILANO, 2020)

Fonte: Adaptado de POLITECNICO DI MILANO (2020)

O Quadro 34 abaixo apresenta os serviços aptos para usuários com sistemas de armazenamento de energia no mercado NYISO.

Quadro 34 - Serviços aptos para usuários com sistemas de armazenamento de energia - NYISO

1-<i>Decreased demand and self-consumption</i>	• Aplicável somente aos usuários cobrados por componente de demanda (\$/kW). Descrição e Metodologia de Pagamento: Utilização de equipamentos de armazenamento para reduzir gastos na fatura de eletricidade ao amenizar os picos de consumo, o que resulta em uma diminuição da parte da cobrança pela demanda na fatura de energia elétrica.
2-<i>Demand Response Programs managed by the distributor.</i>	• Usuários precisam responder aos sinais encaminhados pela distribuidora. Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de equipamentos de armazenamento em momentos em que a rede da distribuidora enfrenta problemas sérios. Os usuários recebem avisos com até 21 horas de antecedência e são compensados pelo volume de kWh ou kW que deixam de consumir durante o intervalo crítico.
3-<i>Demand Response Programs managed by NYISO.</i>	• Usuários precisam ofertar sua capacidade ao mercado atacadista. • Redução Mínima de 100 kW. • Possível de Agregação. Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de equipamentos de armazenamento de energia em momentos em que a rede da distribuidora enfrenta problemas sérios. Os usuários são pagos pelo <i>Local Marginal Price</i> (LMP) ou o <i>Market Clearing Price</i> em consonância com o volume de kWh ou kW que deixam de consumir.
4-<i>Installed Capacity (NYISO)</i>	• Usuários precisam ter capacidade mínima de 1 MW e precisam operar o sistema por pelo menos 4 (quatro) horas por dia. Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de equipamentos de armazenamento de energia em mercados de capacidade. Os usuários são compensados pelo LMP ou o <i>Market Clearing Price</i> consoante o volume de kW que deixam de consumir.
5-<i>Frequency Regulation (NYISO)</i>	• Usuários precisam ter capacidade mínima de 1 MW. Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de equipamentos de armazenamento de energia para controle de frequência de sistema. Os usuários são compensados consoante a sua localização no sistema e com o volume de kWh que injetam na rede.
6-<i>Rotating Reservations (NYISO).</i>	• Resposta entre 10 e 30 minutos. Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de equipamentos de armazenamento de energia para atuar como reservas girantes. Os usuários são compensados em consonância com a velocidade de atuação e com o volume de kWh que injetam na rede.
7-<i>Voltage Regulation (NYISO)</i>	• Descrição e Metodologia de Pagamento: Uso de dispositivos de armazenamento de energia para otimização dos níveis de tensão de sistema. Os usuários são pagos em conformidade com a velocidade de atuação e com o montante de kWh que injetam na rede.
8-<i>Injection of Energy into the Grid - Value</i>	• Apto para geração distribuída. Descrição e Metodologia de Pagamento: Usuários são compensados em consonância com a energia injetada no sistema elétrico da distribuidora. O valor de pagamento pode variar de acordo com a localização.

<i>of Distributed Energy Resources (VDER)</i>	
---	--

Fonte: Adaptado de NYISO (2018)

O Quadro 35 abaixo apresenta outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado NYISO.

Quadro 35 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado NYISO

Reactive Power Support	No sistema da NYISO, localizado em Nova York, o serviço de suporte de reativos é organizado com base nos custos efetivamente gastos. Os geradores que operam dentro de suas capacidades são solicitados pelo operador a oferecer ou absorver energia reativa, a fim de manter as tensões dentro de limites estabelecidos previamente. Além disso, a NYISO também fornece compensações aos geradores que enfrentam perda de receita devido a solicitações de geração de reativos elevadas. Se a operação exigir que um gerador reduza sua entrega de potência ativa para atender os limites térmicos da corrente de armadura e de campo, o gerador tem direito ao que é chamado de <i>Lost Opportunity Cost</i> (LOC) referente ao valor de receita que não foi gerado pela energia que não foi comercializada. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).
Distributed Energy Resources (DERs) nos mercados de serviços ancilares	Em dezembro de 2017, o <i>New York Independent System Operator</i> (NYISO) divulgou uma proposta conceitual de design de mercado para permitir que os DERs participem de mercados de atacado e de serviços ancilares. De acordo com essa proposta, os DERs seriam tratados em pé de igualdade com outros participantes do mercado e poderiam participar de mercados de reserva de capacidade, mercados de serviços de regulação e assim por diante, diretamente ou por meio de agregadores de DERs de pequena escala. Nesse contexto, o NYISO aprovou sua proposta de agregadores de DER, possibilitando a participação de recursos de menor porte, e não apenas armazenamento (FERC, 2020).
Produto de flexibility ramping proposto pelo New York Independent System Operator's	Após a implementação bem-sucedida do produto de rampa de flexibilidade pela CAISO e MISO, a NYISO propôs um produto de <i>flexible ramping</i> semelhante em seu plano diretor de 2018. A NYISO espera que o produto seja adquirido nos mercados diário e em tempo real. Além disso, espera-se que o requisito de rampa seja especificado em termos do MW de resposta que um recurso pode fornecer em um determinado intervalo de tempo. Espera-se que os recursos que prestam o serviço de rampa sejam compensados pelo custo de oportunidade perdida de um recurso participante do mercado de energia (NYISO, 2018).

Fonte: Adaptado de NYISO (2018)

3.1.3 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (PJM)

3) Mercado: PJM (EUA); Operador do sistema: PJM; Tipo de Operador (ISO/TSO): ISO; Operador do mercado: PJM; Modelo de despacho: centralizado, baseado em ofertas.

O Quadro 36 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) Regulation; b) Primary reserve (synchronized; non-synchronized); c) Day-ahead scheduling reserve

As organizações que servem a carga são obrigadas a adquirir uma parte da obrigação dos serviços ancilares da PJM de três maneiras: auto-programação dos recursos próprios da entidade; acordos bilaterais para a aquisição de serviços de outros participantes; e aquisição de serviços ancilares.

Quadro 36 - Serviços ancilares via mercado competitivo - PJM

a) Regulation	As <i>Regulation Reserves</i> devem ser capazes de aumentar ou diminuir seu desempenho em 5 (cinco) minutos em resposta a sinais de controle automático, para manter a frequência alvo do sistema. Existem dois sinais importantes para a regulamentação: Sinais de regulação A e D. O sinal de controle A é um recurso <i>Area Control Error</i> (ACE) completo. O sinal D foi projetado principalmente para sistemas de armazenamento de energia com capacidades de armazenamento limitadas. Ele foi projetado para que, no curto prazo, o armazenamento possa fornecer mais capacidade de correção de sinal com menos necessidades de armazenamento. O recurso é monitorado a uma taxa de verificação de 10 segundos para precisão. Os pagamentos por falta de precisão são limitados. Os recursos devem ter a capacidade de manter a produção total por 40 minutos. Para a subzona PJM MAD (<i>Mid-Atlantic/Dominion</i>) - zona de reserva específica, não há produto de regulamentação separado, apenas um produto para todo o PJM RTO (<i>Regional Transmission Organization</i>). Os requisitos de regulamentação são equivalentes a 700 MW durante os períodos de pico (05:00–23:59 horas) e 525 MW durante os períodos fora de pico (00:00–04:59 horas). (POLITECNICO DI MILANO, 2020). Recursos adequados para a resposta ao controle automático de geração, obtenção ocorre com base nas propostas dos agentes, onde as ofertas são co-otimizadas juntamente com as ofertas de energia no <i>Real Time Market</i> (RTM) e o preço marginal é estabelecido a cada 5 minutos. O serviço também é classificado entre a regulação do tipo A, atendida por recursos mais lentos e de maior capacidade, e a regulação do tipo D, destinada a recursos mais ágeis com menor capacidade, permitindo ao operador adquirir os recursos que melhor atendem às necessidades do sistema em cada momento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).
b) Primary Reserve	É formada por reservas sincronizadas (" <i>synchronized reserves</i> ") e não sincronizadas (" <i>non-synchronized reserves</i> "), que podem reagir em até 10 minutos após a ordem do operador. O processo de contratação é parecido com o do serviço de Regulação. Para garantir que haja reserva disponível quando a quantidade de ofertas não atende às necessidades da rede, a definição do preço marginal leva em conta fatores de aumento previamente determinados, indicando um sinal econômico para incentivar uma maior participação. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). O elemento <i>Primary Reserves</i> no PJM reflete a soma total das <i>synchronized reserves</i> e <i>non-synchronized reserves</i> disponíveis (também disponível em dez minutos). Existem dois produtos de <i>Primary Reserve</i> separados para todo o RTO PJM e para a subzona PJM MAD. Para todo o sistema PJM, o requisito é equivalente a 150% do maior risco do sistema. O requisito de subzona PJM MAD é definido para um valor predefinido, geralmente 1700 MW. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
c) Day-ahead scheduling reserve	Reserva adicional que pode fornecer energia em até 30 minutos, organizadas no mercado do dia posterior. Tem um sinal de preços claro que motiva geradores e consumidores a agendar a reserva e estimula a criação de novos recursos que possam oferecer esse serviço. A quantidade de reserva

	contratada neste mercado pode flutuar de acordo com as previsões do tempo. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).
--	--

Fonte: Adaptado de POLITECNICO DI MILANO (2020)

Novos produtos de serviços ancilares foram projetados para integração de *Variable Renewable Energy* (VRE). A PJM Interconnection, operadora de sistemas nos EUA, desenvolveu diferentes produtos de regulação de frequência para recursos convencionais mais lentos e para recursos de armazenamento de bateria mais rápidos. Em 2011, a Ordem 755 da *Federal Electricity Regulatory Commission's* (FERC) determinou a compensação de recursos que fornecem regulação de frequência com base em seu desempenho (FERC, 2011). Seguindo essa ordem, a PJM Interconexão implementou um novo produto para remunerar os recursos com base na rapidez com que eles são capazes de responder aos sinais do operador do sistema. A compensação é proporcional ao tempo de resposta, incentivando assim os sistemas de armazenamento de bateria na prestação de tais serviços. Foram criados dois sinais diferentes – um sinal convencional e um sinal de resposta rápida – para que recursos de resposta rápida, como baterias, tenham vantagem sobre os recursos convencionais e possam ser remunerados por esse serviço.

3.1.4 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (ISO-NE)

4) Mercado: ISO-NE (New England, EUA); Operador do sistema: ISO-NE; Tipo de Operador (ISO/TSO): ISO; Operador do mercado: ISO-NE; Modelo de despacho: centralizado, baseado em ofertas

O Quadro 37 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) Regulation; b) Forward Reserve (ten-minute synchronized reserve; ten-minute non-synchronized reserves; thirty-minute operating reserve); c) Real time reserve

O *forward reserve market* garante compromissos no sistema durante os horários de pico para *Ten-minute Non-Synchronized Reserves* (TMNSR) e *Thirty-minute Operating Reserves* (TMOR). Para TMNSR e TMOR, e para um produto adicional, *Ten-Minute Synchronized Reserves* (TMSR), um mercado de preços de reserva em tempo

real também é realizado durante todo o dia de serviço. Esse mercado é estruturado para compensar o custo de oportunidade que um recurso enfrenta quando é escolhido para fornecer reservas em tempo real em vez de energia. Também fornece receitas adicionais que, quando o sistema está cheio, são compatíveis com o aumento do valor de reserva e dos recursos. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)

Quadro 37 - Serviços ancilares via mercado competitivo - ISO-NE

a) Regulation	Recursos que podem elevar ou reduzir a produção de acordo com o comando do sistema de controle de geração. O montante acordado refere-se àquele necessário para cumprir as normas da <i>North American Electric Reliability Corporation's</i> (NERC), com o custo marginal fundamentado na proposta dos participantes, incluindo elementos fixos – capacidade; e variáveis; (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). As <i>Regulation Reserves</i> devem ser capazes de aumentar ou diminuir a produção de geração em resposta aos sinais automáticos do operador do dispositivo. Os sinais são obtidos a partir dessas ferramentas de geração para alterar a produção a cada 4 (quatro) segundos. Os requisitos do sistema de <i>Regulation reserves</i> são determinados de acordo com os Critérios de Desempenho de Controle NERC, que diferem de hora em hora, mês e sazonalmente. A <i>Regulatory Interval Performance Score</i> (RIPS) será de 100% para cada intervalo de 4 (quatro) segundos se o desempenho observado corresponder aos pontos de ajuste do AGC. A taxa para cada fornecedor de <i>Regulation Reserves</i> deve então ser alterada em cada intervalo proporcionalmente à pontuação de saída do RIPS. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
b) Forward Reserve Market (FSM)	Recursos para garantir que a reserva seja adequada para fornecer energia em intervalos de 10 a 30 minutos. Eles são adquiridos em 2 (dois) leilões competitivos, um destinado ao período conhecido como verão (de junho a setembro) e o outro para o período denominado inverno (de outubro a maio); e (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Ten-minutes spinning reserves (TMSR): As <i>ten-minute spinning reserves</i> devem ser sincronizadas com a rede e ser capazes de converter sua energia em geração dentro de 10 (dez) minutos após o operador do dispositivo receber um sinal. (POLITECNICO DI MILANO, 2020) Ten-minutes non-spinning reserves (TMNSR): As <i>ten-minute non-spinning reserves</i> devem ser capazes de transformar sua energia em geração dentro de 10 (dez) minutos após o operador do dispositivo receber um sinal, mas não necessariamente sincronizado com a rede. A quantidade combinada de TMSR e TMNSR deve ser pelo menos tão elevada como a capacidade da maior contingência de um único sistema, multiplicada por uma reserva para imprevistos. As <i>Regulation Reserves</i> disponíveis em 10 minutos também podem contribuir para esse requisito. Como padrão, a <i>spinning</i> deve ser 100% da capacidade total de <i>ten-minute reserve</i> (TMSR); no entanto, a critério da ISO, esse requisito pode cair para até 25%. No Procedimento Operacional NE-ISO nº 85, o método para alterar o TMSR é ilustrado em detalhes. (POLITECNICO DI MILANO, 2020) Thirty-minutes operating reserves (TMOR): As <i>thirty-minute operating reserves</i> devem ser capazes de transformar sua energia em geração dentro de 30 (trinta) minutos após o operador do dispositivo receber um sinal, mas nem sempre sincronizado com a rede. O requisito TMOR é igual a 50% da segunda maior contingência do sistema. O excesso de TMSR e TMNSR também pode contribuir para atender a esse requisito. (POLITECNICO DI MILANO, 2020)
c) Real-time reserve pricing	Refere-se a um crédito para as unidades de geração que possuam reserva operacional no mercado “<i>real-time</i>”, cobrindo o custo de oportunidade e reembolsando os participantes por recursos que podem ser

	ativados rapidamente durante períodos de escassez de reservas no sistema. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).
--	---

Fonte: Adaptado de POLITECNICO DI MILANO (2020)

Sobre a inserção de *Distributed Energy Resources* (DERs) em mercados de serviços ancilares, é importante destacar que isso já ocorre em diversas nações. Nos EUA, a FERC obrigou que todos os operadores (ISO e RTO) desenvolvessem um sistema para que o armazenamento pudesse participar nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. Assim, os operadores precisavam definir uma capacidade mínima para competir nesses mercados, a qual não poderia exceder 100 kW (FERC, 2018).

3.1.5 Mecanismos de incentivos nos Estados Unidos da América

O Quadro 38 abaixo apresenta os principais mecanismos de incentivo aos SAEs nos EUA.

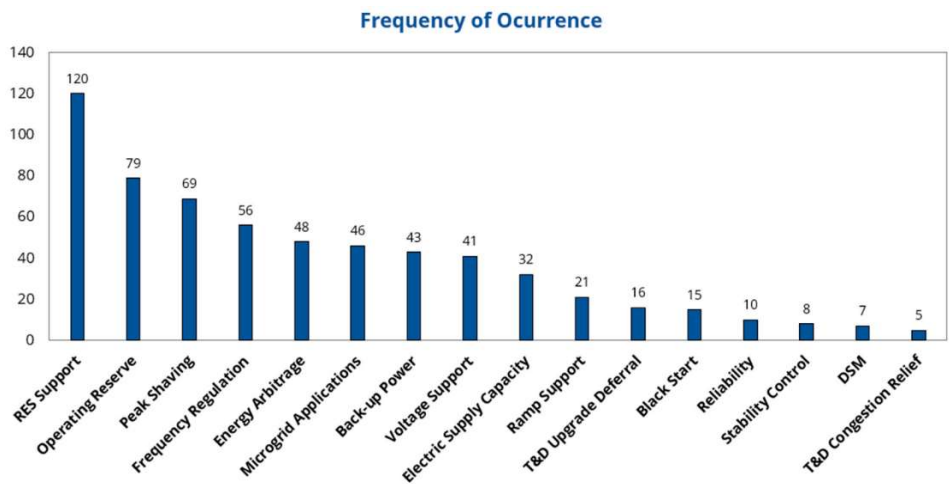
Quadro 38 - Mecanismos de incentivo aos SAEs nos EUA

Mecanismos de incentivos nos Estados Unidos da América	Nos EUA, o BESS tem ajudado a armazenar energia durante os períodos de baixa demanda e liberá-la durante os picos de consumo garantindo maior estabilidade da rede, além de proporcionar enorme reserva de energia. Para impulsionar a tecnologia e garantir um ambiente favorável a novos investimentos, foram implementados dois importantes marcos: o <i>Investment Tax Credit</i> (ITC), um crédito fiscal de 30% para sistemas de energia solar residenciais e comerciais, e a <i>Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act</i> (ESTIDA). Na Califórnia, um dos estados mais avançados em relação a regulação e número de sistemas instalados, o tema é tratado de forma conjunta pela <i>California Public Utilities Commission</i>, <i>California Energy Commission</i>, <i>California Independent System Operator</i> e governo estadual, que oferece incentivos como o <i>Self-Generation Incentive Program</i> (SGIP). Os sistemas solares que são colocados em serviço em 2022 ou mais tarde e começam a ser construídos antes de 2033 são elegíveis para um ITC de 30% ou um PTC de 2,75 ¢/kWh se atenderem aos requisitos de mão de obra emitidos pelo <i>Treasury Department</i> ou tiverem menos de 1 megawatt (MW) de tamanho. (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2023, pg. 3) Enquanto o <i>Production Tax Credit</i> (PTC) é calculado com base na eletricidade produzida por um sistema, o ITC é calculado com base no custo de construção do sistema, portanto, entender quais despesas podem ser incluídas é importante para determinar quanto de <i>tax credit</i> o sistema é elegível. (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2023, pg. 4). Para calcular o ITC, se multiplica a porcentagem de <i>tax credit</i> aplicável pela “<i>tax basis</i>” ou o valor gasto em propriedades elegíveis. A propriedade qualificada inclui o seguinte: (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2023, pg. 4) • Painéis solares fotovoltaicos, inversores, racks, equipamentos de equilíbrio do sistema e impostos sobre vendas e uso do equipamento;
---	--

- Equipamento CSP necessário para gerar eletricidade, aquecer ou resfriar uma estrutura, ou para fornecer calor de processo solar;
- Custos de instalação e certos custos indiretos rateados;
- Transformadores elevadores, disjuntores e para-raios;
- Dispositivos de armazenamento de energia com capacidade nominal de 5 kWh (cinco quilowatts-hora) ou mais – mesmo que não sejam carregados com energia solar;
- Para projetos de 5 MW (cinco megawatt) ou menos, a *tax basis* pode incluir os custos de propriedade de interconexão gastos pelo proprietário do projeto para permitir a distribuição e transmissão da eletricidade produzida ou armazenada pelo sistema – isso pode incluir custos incorridos além do ponto em que a propriedade de energia se interconecta aos sistemas de distribuição ou transmissão.

A *Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act* (ESTIDA) propõe um *tax credit* para os SAEs implantarem 35 GW de armazenamento de energia até 2025. ESTIDA é definida na HR 1684. (UNITED STATES OF AMERICA, 2016). O quadro regulamentar dos EUA, no entanto, é bastante complexo. Isso se deve à significativa autonomia que os Estados têm na formulação de seus marcos regulatórios. Em nível estadual, as *Public Service Concessionaire Commissions* (PUCs), o Legislativo Estadual e o Executivo Estadual têm autonomia para definir políticas regulatórias e planos de incentivo. O resultado são dezenas de planos de incentivo nos níveis Estadual e Federal. (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2023)

Figura 28 – Tipos de serviços BESS em Mercados de Energia globalmente



Fonte: DSIRE (2023)

A pesquisa foi realizada em um universo de 376 empresas – eixo y, número de empresas; do tipo BESS em operação comercial em 2021. Banco de dados “*DOE Global Energy Storage Database*” mantido pelo *North American Government Laboratory* SANDIA. (DSIRE, 2023). Conforme Figura 28, os 5 (cinco) serviços mais praticados nos mercados de energia estão: *RES support*, *Operating Reserve (Spinning, Non-spinning, e Supplementary)*, *Peak Shaving*, *Frequency Regulation*, e *Energy Arbitrage*.

A H.R.5376 - *Inflation Reduction Act of 2022* (UNITED STATES OF AMERICA, 2022) inclui nomeadamente uma extensão e expansão do *Production Tax Credit* (PTC) e do *Investment Tax Credit* (ITC) para tecnologias de energia limpa, incluindo solar, armazenamento de energia, eólica, geotérmica, células de combustível e controladores de *microgrid*. A legislação exige uma extensão de 10 anos do ITC federal de 30% sobre o custo dos equipamentos instalados elegíveis. Para projetos de Sistema de

	Armazenamento de Energia (SAE) especificamente, isso se aplica se o SAE é co-localizado com energia solar ou em uma aplicação autônoma. Isso permite a adaptação de uma bateria a uma matriz solar. Projeto de lei – S. 3159 – <i>Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act of 2016</i> (UNITED STATES OF AMERICA, 2016). O projeto de lei apresentado em julho de 2016 tornou elegíveis de <i>Investment Tax Credit</i> (ITC) os sistemas de armazenamento de energia com capacidade de pelo menos 5 kWh, independentemente de a energia ser fornecida por um recurso renovável. Isso se aplica a projetos SAE que são co-localizados com energia solar ou autônoma, ou seja, com as regras ITC propostas para armazenamento, um indivíduo pode se qualificar para o crédito mesmo que o sistema de armazenamento não esteja relacionado a um sistema solar. (RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION, 2016). Controladores de microrredes também foram explicitamente declarados como sendo elegíveis para ITC. (UNITED STATES OF AMERICA, 2016). O projeto também permitiu que pessoas físicas que possuam um sistema de armazenamento com capacidade de pelo menos 3 kWh usados em suas casas, reivindiquem um crédito de IPTU residencial com eficiência energética. 10-year extension: Estabelece e estende o ITC em 30% até 2032. Em 2033, a ITC cairá para 26% e 22% em 2034. Smaller Projects Exemption: Os projetos com uma produção inferior a 1 (um) megawatt qualificam-se para o “<i>increased rate</i>”. Direct-pay provision: Permite que certos clientes <i>tax-exempt</i>, incluindo o governo estadual e local, recebam um pagamento direto em dinheiro em vez de <i>tax credits</i>. Transferability: Desde 2023, as entidades podem transferir seus <i>tax credits</i> para terceiros, efetivamente permitindo que vendam seus <i>tax credits</i> em dinheiro a partes não relacionadas. Domestic content adder. Os contribuintes são elegíveis para um bônus de conteúdo doméstico adicional de 10% se forem cumpridos os requisitos de conteúdo doméstico ou se o projeto estiver localizado numa comunidade energética que tenha ligações com fontes de energia tradicionais. Bonus for affordable housing and low-income communities: 20% de bônus ITC para instalações em programas federais de habitação acessíveis elegíveis e 10% de bônus para ITC para comunidades de baixa renda. Além disso, o ITC não reduzirá a base de <i>Low Income Housing Tax Credit</i> (LIHTC). A FERC se recusou a definir padrões para modelar ativos SAE no processo de interconexão, deixando para RTOs/ISOs fazê-lo.
--	--

Fonte: Adaptado de U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2023)

Programas financeiros relativos aos SAEs:

O Quadro 39 abaixo apresenta os principais programas financeiros relativos aos SAEs nos EUA.

Quadro 39 - Programas financeiros relativos aos SAEs nos EUA

Property Tax Exclusion for Solar Energy Systems and Solar Plus Storage System (PTESE4S)	É uma propriedade da Califórnia e/ou <i>territorial tax incentive</i> . Inclui sistemas de energia solar qualificados: armazenamento térmico, aquecimento de espaços, heliotérmicos e fotovoltaicos, colocados com BESS Li-Ion. Os sistemas de aquecimento solar de piscinas e os sistemas de aquecimento solar de banheiras de hidromassagem não são elegíveis.
--	--

Sales and Use Tax Exemption for Electric Power Generation and Storage Equipment (SUTEPEG)	É um <i>tax incentive</i> de compra da Califórnia. Os subsídios aplicam-se apenas ao armazenamento co-localizado com pequenas energias renováveis ou outras tecnologias inovadoras. Está fora do escopo do SUTEPEG gerar energia a partir de usinas nucleares, grandes usinas hidrelétricas ou combustíveis fósseis, exceto quando usados em cogeração. O instrumento normativo AB 1817 de 2018 criou o programa de incentivo SUTEPEG.
Energy Storage Tax Credit (ESTC)	É um <i>personal tax credit</i> de Maryland. O Estado de Maryland oferece o ESTC aos contribuintes que instalam SAEs em suas propriedades residenciais ou comerciais. Os contribuintes devem solicitar ao <i>Maryland Energy Administration</i> (MEA) um certificado de <i>tax credit</i> , que os qualifica para o incentivo. O MEA concederá até USD 750.000 (USD 300.000 para contribuintes residenciais e USD 450.000 para contribuintes comerciais) em <i>tax credits</i> de armazenamento de energia a cada ano por ordem de chegada, enquanto o financiamento estiver disponível. Candidatos elegíveis serão colocados em uma lista de espera se qualquer uma das alocações de financiamento reservadas estiver com excesso de inscrição.
Energy Storage Sales and Use Tax Reimbursement (ESSUTR)	É um <i>tax incentive</i> de compra do Maine. Em maio de 2022, por meio do instrumento normativo LD 2030, o Estado do Maine promulgou a ESSUTR para incentivar a aquisição de BESS. Sistemas elegíveis são aqueles com capacidade igual ou superior a 50 MW e localizados em um único local no estado. As compras feitas em ou após 1 de janeiro de 2023 e antes de 31 de dezembro de 2025 são elegíveis e os pedidos de reembolso podem ser apresentados no prazo de 3 (três) anos após o pagamento.
Tax Credit for Residential Energy Storage Systems (TCRESS)	É um <i>personal tax credit</i> do Colorado. Os proprietários que desejam comprar o BESS no Colorado têm direito ao TCRESS. O crédito fiscal é cobrado diretamente no ponto de venda, onde o comprador recebe um desconto de 10%, enquanto o vendedor solicitará o <i>government credit</i> .
Solar + Storage Rebate Program (S+SRP)	É um programa de desconto Oregon. Incentivos estão disponíveis para BESS residencial co-localizado com sistemas PV, e descontos são pagos ao contratante que instala o equipamento, conforme aprovado pelo programa, não diretamente ao cliente. O instrumento normativo HB 2618 de 2019 estabeleceu o programa S+SRP em Oregon, alocando USD 2 milhões para o <i>State Department of Energy</i> administrar.
Sales Tax Exemption for Energy Storage Systems (STEES)	É um <i>tax incentive</i> de compra do Colorado. O STEES também está disponível para os proprietários que desejam comprar BESS no Colorado, mas ao contrário do <i>credit incentive</i> TCRESS, é completamente livre de impostos para o comprador.
Renewable Energy and Energy Storage Property Tax Exemption (REESPTE)	É uma propriedade da Carolina do Sul e/ou <i>territorial tax incentive</i> . O estado da Carolina do Sul oferece, por meio do programa REESPTE, <i>exemption from property</i> e/ou <i>territorial tax</i> para proprietários de residências, empresas e indústrias que adquirem sistemas de energia renovável com capacidade nominal de até 20 kW-AC co-localizados com o BESS.
Retail Energy Storage Incentive Program (RESIP)	É um programa de desconto de Nova York. Em dezembro de 2018, a <i>Public Service Commission</i> (PSC) de Nova York adotou uma meta de armazenamento de energia de 1.500 MW até 2025 e uma meta de 3.000 MW até 2030. Neste cenário, o <i>New York State Energy Research and Development Authority</i> (NYSERDA) RESIP fornece incentivos financeiros para novos projetos BESS menores que 5 MW (CA) que são (a) aplicações BTM no cliente final ou (b) diretamente interconectados ao sistema de distribuição.

Fonte: Adaptado de U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2023)

3.2 Reino Unido

No Reino Unido, o National Grid implementa serviços como o *Enhanced Frequency Response* (EFR), *Fast Frequency Response* (FFR) e *Dynamic Containment*, que são acessíveis a projetos de SAE. O país criou um mercado de flexibilidade local e facilitou a conexão de SAE com acesso a tarifas otimizadas. No Reino Unido o armazenamento de baterias pode participar nos mercados de serviços ancilares. National Grid (*System Operator in Great Britain*) é o operador de sistema na Grã-Bretanha, que adquire vários serviços ancilares, incluindo EFR. Esses serviços ancilares fornecem fluxos de receita importantes para o armazenamento de energia.

3.2.1 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (National Grid)

A Tabela 4 abaixo apresenta os programas de resposta da demanda desenvolvidos no Reino Unido.

Tabela 4 - Programas de resposta da demanda desenvolvidos no Reino Unido

Produto	Carga mínima	Tempo de notificação	Modo de ativação	Frequência de Acionamento
FFR (<i>Firm Frequency Response</i>)	10 MW	10 a 30 s	Automático	Muitas vezes por dia
FRFS (<i>Fast Reserve Firm Service</i>)	50 MW	2min	Automático	10 – 15 vezes por dia
STOR (<i>Short Term Operating Reserve</i>)	3 MW	4h	Manual	Muitas vezes por dia
DSBR (<i>Demand Side Balancing Reserve</i>)	0,1 MW	< 2h	Manual	Nunca ²¹
FCDM (<i>Frequency Control by Demand Management</i>)	3 MW	2s	Automático	N/A

Fonte: SIGLASUL (2025)

Mercado: National Grid (Reino Unido); Grã-Bretanha; **Operador do sistema:** National Grid ESO; **Tipo de Operador (ISO/TSO):** ISO; **Operador do mercado:** National Grid ESO; **Modelo de despacho:** *Self-dispatch (Unit based)*.

O Quadro 40 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) Firm Frequency Response (FFR); b) Enhanced Frequency Response; c) Fast Reserve; d) Short Term Operating Reserve; e) Enhanced Reactive Power Service.

Quadro 40 - Serviços ancilares via mercado competitivo - National Grid

a) Firm Frequency Response (FFR)	O fornecimento de uma resposta que pode ser dinâmica ou não a mudanças na frequência é classificado em três categorias: primária, secundária e alta. A FFR pode ser disponibilizada por agentes que fazem parte ou não das <i>Balancing Mechanism Units</i> (BMU), assim como por fornecedores tanto antigos quanto novos. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). A National Grid gerencia os serviços através de um processo de licitação mensal pela internet. Após uma avaliação inicial, os fornecedores de FFR podem acessar a plataforma de leilão eletrônico, onde têm a oportunidade de fazer propostas para um ou vários meses. Os pagamentos são feitos com base na disponibilidade, incluindo compensações adicionais por despacho. Firm Frequency Response Bridging (FFR Bridging): É uma subdivisão de FFR que permite que participantes menores, incluindo aqueles do lado da demanda, assegurem um contrato nesse setor. O objetivo é resolver a configuração atual que restringe a entrada no mercado de FFR para os agentes que já têm 10 MW ou mais em volume contratado. Esta proposta busca preencher essa lacuna e facilitar a entrada no mercado de FFR. O contrato de FFR Bridging terá uma duração fixa de 1 (um) ou 2 (dois) anos, com um valor estabelecido por MW, que varia conforme o tipo de serviço oferecido – por exemplo, serviços secundários ou primários; (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).
b) Enhanced Frequency Response (EFR):	É um serviço recente que exige que os provedores ofereçam uma resposta dinâmica, atingindo 100% de <i>output</i> de energia ativa proporcional dentro de 1 segundo de um desvio de frequência, ou seja, EFR se centra, principalmente, em recursos de armazenamento que conseguem proporcionar uma resposta de frequência em 1 segundo ou menos. Assim, o <i>Enhanced Frequency Response</i> (EFR) é uma solução para otimizar o controle de frequência do sistema, onde os provedores precisam alcançar 100% de potência ativa em 1 segundo ou menos após a ocorrência de um desvio de frequência. Isso se diferencia dos serviços de resposta de frequência já existentes, que podem ter prazos que variam de 10 a 30 segundos, dependendo do tipo de serviço. A EFR se distingue dos serviços tradicionais de resposta de frequência, como o 'Primário', que tem um limite de 10 segundos, e o 'Secundário', que alcança 30 segundos. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). A NGET precisa de certeza de disponibilidade para garantir a segurança do fornecimento e isso é medido segundo a segundo pela medição dos provedores e o fator de disponibilidade é real em relação ao seu nível de MW oferecido – <i>Operational Capacity</i>. (NATIONAL GRID, 2016). A National Grid obteve um volume de EFR – resposta de frequência aprimorada; por meio de um <i>tendering exercise</i> – exercício de licitação, concurso; (NATIONAL GRID, 2016). A maioria das partes pré-qualificadas para EFR são tecnologias de armazenamento de energia, com a maioria por meio de Baterias. Os resultados do leilão de EFR de agosto de 2016, tiveram 201 MW de capacidade contraída em 8 (oito) distintos locais de armazenamento. As propostas foram admitidas com base em custos mínimos para a National Grid.
c) Fast Reserve	Por meio desse mecanismo a entrega rápida de energia ativa é ofertada, seja aumentando a geração ou reduzindo a demanda, dentro de um intervalo de 2 (dois) minutos após a solicitação. Uma vez que a orientação é dada, o prestador desse serviço deve ter a habilidade de manter a produção por um período mínimo de 15 minutos. O volume mínimo de solicitação é de 50 MW para uma única unidade. O <i>Fast Reserve</i> pode ser oferecido como um serviço opcional ou firme, passando por um processo de licitação onde as propostas são avaliadas com base nos custos estimados, desempenho e possíveis implicações de restrição e interações com outros fornecedores (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

d) Short Term Operating Reserve (STOR)	Este serviço permite que, em determinados períodos do dia, haja um fornecimento adicional de energia para auxiliar na administração da demanda real do sistema, que pode ser superior ao que foi inicialmente previsto, ou devido à falta inesperada de geração. As compras são realizadas através de um processo de licitação que é competitivo, com três rodadas de licitações ocorrendo anualmente. Os fornecedores enviam suas ofertas de preços para disponibilidade e uso, e são acatados o valor e os custos de cada proposta entregue e comparados com os custos econômicos da aquisição do mesmo volume de reserva de fontes alternativas. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Além disso, é importante levar em conta uma variedade de outros aspectos, como a credibilidade histórica e a posição geográfica de uma instalação ou local. O mínimo necessário é de 3 (três) MW, que pode ser disponibilizado por um único agente ou por meio da combinação de vários deles – cerca de 20% do volume STOR é adquirido de um agregador. A prestação desse serviço deve ocorrer dentro de 20 minutos após a solicitação e é essencial que, se necessário, a produção total seja mantida por pelo menos 2 (duas) horas. O serviço STOR pode ser fornecido tanto por recursos de geração quanto por demanda, sendo amplamente oferecido por usinas termelétricas a gás do tipo Ciclo Aberto, além de contar com uma participação reduzida de usinas reversíveis e usinas termelétricas a gás do tipo Ciclo Fechado nesse serviço. Outras tecnologias, como geração a diesel e Resposta pela demanda, também podem fornecer esse serviço.
e) Enhanced Reactive Power Service (ERPS)	Trata-se da oferta de suporte de tensão que ultrapassa o padrão técnico básico do <i>Obligatory Reactive Power Service</i> (ORPS), ou a capacidade de energia reativa de qualquer outra central ou dispositivo que tenha a capacidade de produzir ou absorver energia reativa, mas cuja prestação não é exigida para a oferta do serviço ORPS. O ERPS é firmado através de licitação, entretanto, há escassez de informações disponíveis sobre o critério utilizado pela National Grid para avaliar as diferentes propostas. O interesse nesse serviço é baixo, visto que o financiamento total para a provisão de energia reativa é restrito.

Fonte: Adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021)

O Quadro 41 abaixo apresenta outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado National Grid.

Quadro 41 - Outros serviços ancilares e/ou peculiaridades do mercado National Grid

Frequency Control by Demand Management (FCDM)	Este serviço permite a resposta à frequência através da interrupção de algumas partes da carga do cliente que contratou esta opção. Geralmente, essa prestação é baseada na interrupção do fornecimento por um tempo máximo de 30 (trinta) minutos e requer uma capacidade mínima de 3 (três) megawatts. A contratação desse serviço se dá por meio de negociações diretas entre os fornecedores e a National Grid. De acordo com as informações estatísticas, é razoável esperar interrupções cerca de 10 (dez) a 30 (trinta) vezes a cada ano. O FCDM é fundamental para lidar com grandes flutuações de frequência que podem ocorrer, por exemplo, devido a uma perda significativa na geração de energia. Existem diferentes serviços de reserva operacional no sistema britânico, que são acionados quando o operador do sistema (National Grid) precisa fornecer energia a mais, seja devido ao aumento na geração ou à diminuição da demanda, para lidar com um aumento inesperado da demanda e a falta de geração.
BM Start-Up	Este item é elaborado para proporcionar funcionalidades de 'disponibilidade energética' que podem ser utilizadas em termos de consumo de energia, caso necessário. Um outro aspecto deste item é o <i>Hot Standby</i>, que envolve um entendimento oficial para manter um gerador em um 'estado de disponibilidade' após ter recebido um pedido de ativação. Os acordos de <i>BM Start-Up</i> são definidos de

	maneira bilateral entre os geradores e a operadora do sistema, National Grid. A National Grid também controla os níveis de tensão em áreas locais para satisfazer as diversas exigências do sistema. Sem a injeção apropriada de Potência Reativa nos pontos certos, o perfil de tensão na rede de transmissão excederá os limites de operação e de planejamento.
Black Start	Trata-se de um método empregado para reabilitar o sistema de transmissão após interrupções totais ou parciais. Dessa forma, em cenários de emergência, as instalações de <i>Black Start</i> recebem suporte de uma fonte de geração auxiliar que se encontra nas proximidades. A formalização desse serviço, frequentemente, é realizada através da National Grid, onde o interesse deve ser manifestado durante as tratativas do contrato de conexão. Os acordos de <i>Black Start</i> são estabelecidos de forma bilateral entre o gerador e a National Grid, sendo que só podem ser mantidos por uma usina conectada à rede de transmissão. Com o fechamento recente de usinas movidas a carvão, o número de unidades capazes de fornecer o serviço de Black Start à rede tem diminuído. No futuro, será imprescindível que as fontes renováveis e as opções de armazenamento desempenhem esse papel na rede.
Demand Turn-Up	É um serviço criado para permitir que grandes consumidores de energia e geradores amplifiquem a demanda em períodos de turno, ou diminua a produção quando houver um excesso de energia no sistema, como geralmente acontece durante a noite e nas tardes dos finais de semana e feriados. Existem duas opções de serviço: a fixa e a opcional. A opção fixa proporciona como benefício um pagamento garantido pela disponibilidade durante os períodos em que os fornecedores se comprometeram a estar prontos para atender. Em contrapartida, a opção opcional possibilita que os pagamentos relacionados à disponibilidade e utilização sejam modificados frequentemente para se adequar às condições do clima e do mercado, oferecendo maior flexibilidade. Na opção fixa, os fornecedores indicam durante a fase de licitação os valores que aguardam receber pela disponibilidade e pelo uso. Já na opção opcional, os fornecedores podem ajustar seus preços até duas vezes por semana para se adaptarem melhor ao mercado. As propostas apresentadas durante a licitação para o serviço de <i>Demand Turn Up</i> são analisadas, levando em consideração fatores como o tempo e a duração da resposta, o tempo de recuperação, entre outros elementos.
Commercial Intertrips	É um sistema no qual os produtores concordam em reduzir, desligar ou desconectar-se da rede elétrica em resposta a certos eventos, frequentemente quando ocorre uma falha em linhas de transmissão específicas. Esse sistema é empregado para controlar a rede de transmissão na Grã-Bretanha em situações de falhas inesperadas, que devem ser protegidas conforme normas de segurança e qualidade do fornecimento. Geralmente, esse mecanismo opera em menos de 100 milissegundos e também é utilizado para solucionar questões térmicas e de estabilidade. Os contratos para esse serviço são estabelecidos bilateralmente entre o National Grid e o produtor. As compensações são compostas por: um pagamento por prontidão, recebido a cada período de liquidação quando o gerador, a pedido do National Grid, permite que os sinais sejam encaminhados do esquema de <i>intertrip</i> para o disjuntor relevante; e uma Taxa de <i>trip</i> , que é paga quando um sinal é enviado ao disjuntor de um gerador, fazendo com que ele interrompa a entrega para o sistema de transmissão.

Fonte: NATIONAL GRID (2016)

3.2.2 Mecanismos de incentivos no Reino Unido

O Quadro 42 abaixo apresenta os principais mecanismos de incentivo aos SAEs no Reino Unido.

Quadro 42 - Mecanismos de incentivo aos SAEs no Reino Unido

Mecanismos de incentivos do Reino Unido	Em 2017, foi apresentado o <i>Smart System and Flexibility Plan</i> que indica iniciativas a serem realizadas pelo governo e pela OFGEM para eliminar obstáculos às tecnologias inteligentes. As iniciativas adotadas pela OFGEM têm como objetivo: • Eliminar impedimentos para a utilização de tecnologias inteligentes, incluindo o armazenamento; • Desenvolver de residências e negócios inteligentes; • Aumentar a flexibilização nos mercados. DNOs (<i>Distribution Network Operator</i>) Os DNOs têm sido pioneiros no armazenamento com financiamento de pesquisa e desenvolvimento, como o <i>Low Carbon Networks Fund</i>. No entanto, tal como acima identificado, o seu papel futuro no desenvolvimento do armazenamento de eletricidade é incerto, dadas as restrições de licenciamento atualmente em vigor. O Reino Unido está permitindo que os <i>storage providers</i> façam lances em <i>technology-agnostic auctions</i> para fornecer serviços ao <i>system operator</i>, em vez de o <i>system operator</i> desenvolver projetos de armazenamento de energia diretamente. No Reino Unido, a National Grid está trabalhando para adquirir 200 MW de recursos flexíveis para mitigar o congestionamento e facilitar maiores fluxos de energia na rede existente no Reino Unido, principalmente ao longo da fronteira Inglaterra-Escócia. O Reino Unido dispõe de um quadro regulamentar para a produção de energia, que foi alterado para acrescentar as definições de “<i>storage</i>” e “<i>energy storage facility</i>”, a fim de proporcionar clareza regulamentar sobre o tratamento do armazenamento de energia no quadro atual. Em 2019, o governo lançou, no âmbito de uma ação de I&D, o concurso “<i>Storage at Scale</i>” para financiar soluções inovadoras de armazenamento de energia elétrica em larga escala. Esta competição buscou soluções inovadoras e replicáveis de armazenamento de energia em larga escala que pudessem fornecer uma alternativa competitiva ao mercado para tecnologias convencionais de armazenamento de energia em larga escala comercial, como baterias (íons de lítio, chumbo-ácido, sódio-enxofre, dentre outras). Requisitos de licenciamento para projetos de grande escala; sem isenção de impostos e taxas Contract for Difference (CfD): Os CfDs são o principal mecanismo do governo do Reino Unido para apoiar a geração de eletricidade de baixo carbono. Desenvolvedores bem-sucedidos de projetos renováveis firmam um contrato com a empresa estatal, <i>Low Carbon Contracts Company</i> (LCCC). Quando o preço de mercado da eletricidade gerada por um Gerador de CfD (o preço de referência) está abaixo do <i>Strike Price</i> — Preço de Exercício; estabelecido no contrato, o LCCC paga ao Gerador a diferença. Quando o preço de referência está acima do <i>Strike Price</i>, o Gerador paga a diferença à LCCC. Um CfD fornece um grau de certeza para o gerador. A Câmara dos Lordes instou o Governo a agir rapidamente para garantir que as tecnologias LDES possam ser ampliadas. Eles recomendaram ainda que o Governo do Reino Unido expandisse os projetos piloto e delineasse papéis mais claros para baterias de fluxo <i>redox</i> – junto com ferro-ar; em sua política de baterias industriais, incluindo o cofinanciamento de demonstrações em larga escala com a indústria. Embora o mecanismo de limite e piso tenha sido bem recebido, o relatório declarou a necessidade de metas explícitas de capacidade LDES e para o desenvolvimento de uma reserva estratégica em larga escala de armazenamento de energia juntamente com o armazenamento operado comercialmente.
--	--

	A National Grid lançou recentemente o primeiro concurso para um novo serviço ancilar, <i>Enhanced Frequency Response</i> (EFR). O concurso foi extremamente popular com mais de 1 GW de capacidade proposta pré-qualificada, grande parte dela vem de concessionárias de serviços públicos e desenvolvedores que buscam desenvolver projetos autônomos de armazenamento. Embora o concurso seja independente da tecnologia, era de particular interesse o armazenamento de baterias autônomo, uma vez que o serviço deve ser fornecido dentro de um segundo — ou menos; após o registro de um desvio de frequência. O contrato EFR tem um prazo de 4 (quatro) anos e exige que os desenvolvedores cumpram os marcos de desenvolvimento e passem por um teste de comissionamento antes que o projeto seja elegível para pagamentos de disponibilidade. Espera-se que três rodadas de licitação forneçam 600 MW de serviços de EFR.
<i>Piclo flexibility market (Reino Unido)</i>	A <i>Open Utility</i> está desenvolvendo um mercado online, chamado <i>Piclo Flex</i>, para permitir que os DSOs acessem recursos flexíveis específicos do local. Esses mercados locais de flexibilidade desempenharão um papel crítico no equilíbrio das redes inteligentes locais e na facilitação da implantação de geração distribuída, armazenamento e veículos elétricos. Ele atua como um mercado para DSOs adquirirem serviços de DERs que podem fornecer flexibilidade em momentos em que a rede está se tornando mais congestionada. Este mercado está aberto a agregadores, fornecedores, operadores de baterias, pontos de carregamento de veículos elétricos, consumidores industriais ou qualquer outro fornecedor de flexibilidade. O <i>Piclo Flex</i> permite que as operadoras de rede vejam o que está disponível em suas regiões e, assim, planejem como atender às suas necessidades. Também permite maior transparência aos provedores de flexibilidade que buscam identificar oportunidades de receitas adicionais. Os DSOs podem realizar leilões para adquirir serviços em capacidade flexível de diversos provedores que disponibilizaram seus recursos para a plataforma. A National Grid, no Reino Unido, adicionou um novo produto para contratar provedores de armazenamento em bateria para serviços de <i>rapid response frequency reserve</i>. Em 2016, a National Grid realizou uma licitação de <i>Enhanced Frequency Response</i> (EFR), na qual contratou 8 (oito) instalações de armazenamento em bateria por 4 (quatro) anos para fornecer reservas de frequência de resposta rápida em menos de 1 (um) segundo.
Participação no mercado de serviços ancilares	Os VREs podem participar nos mercados de serviços ancilares existentes. Os geradores de energia eólica estão autorizados a fornecer serviços de balanceamento no Reino Unido. Novos produtos de serviços ancilares foram projetados para integração de VRE. No Reino Unido, foi introduzido um novo produto para armazenamento por baterias: <i>Enhanced Frequency Response</i> (EFR).
<i>Double Taxation</i>	O armazenamento de eletricidade está incluído no <i>National Energy and Climate Plan</i> (2019), com o desafio premente de discutir propostas para questões como a dupla cobrança.
Classificação do armazenamento de energia	No Reino Unido os sistemas de armazenamento de energia são classificados no segmento de geração, como se fossem fontes de energia. Para finalidade de licenciamento de projetos, a <i>Electricity Act de 1989</i> estabelece que bancos de baterias e demais sistemas de armazenamento devem ser tratados como ativos de geração. <i>Energy Bill 2023</i> define o armazenamento de energia como um subconjunto da produção para incentivar seu desenvolvimento em larga escala no território. O suporte regulatório, como os pagamentos de capacidade de rede, pode ajudar a aumentar a lucratividade dos projetos de bateria. O armazenamento de eletricidade não é definido separadamente no quadro legislativo do GB (Grã-Bretanha). Por razões históricas, é atualmente considerada como geração para fins de licenciamento sob a Lei de Eletricidade de 1989. Como um resultado, projetos acima de 100 MW — atualmente apenas os empreendimentos de energia hidrelétrica bombeada existentes se enquadram nesta categoria; deve possuir uma licença de geração. Possuir uma licença de geração impõe uma série de obrigações sobre o licenciado, como a conformidade com o Código de Rede <i>Business, Energy and Industrial Strategy</i>

	<i>Department</i> (BEIS) e, embora o Ofgem tenha apoiado o armazenamento de energia e reconhecido os seus benefícios e a flexibilidade proporcionados pelas várias tecnologias, não há legislação específica ou regulamentação de armazenamento no momento. O governo do Reino Unido está atualmente elaborando um Projeto de Lei de Segurança Energética, pendente de deliberação da <i>House of Commons</i>. A legislação pretende revogar a <i>Electricity Law</i> 1989 e redefinir o armazenamento de energia como um subconjunto distinto da geração de energia. Isso proporcionará certeza sobre como o armazenamento de energia é tratado durante o planejamento e licenciamento de projetos e possíveis estruturas futuras.
Leilão	No Reino Unido, a National Grid conduz leilões para serviços de suporte reativo. Os geradores têm a opção de disponibilizar o serviço em um produto que inclui uma parte de capacidade – preço por MVAR e volume oferecido; e uma parte de utilização – curva de preço MVARh. Os que ganham o leilão firmam contratos anuais bilaterais e recebem remuneração por ambas as partes.
Peculiaridades regulatórias	Em 2017, no contexto do <i>Smart System and Flexibility Plan</i>, o regulador lançou uma consulta a respeito da separação do armazenamento dos negócios de rede. De acordo com a consulta, as distribuidoras não podem ter ou operar diretamente armazenamento em larga escala — mais de 100 MW. O parecer impede que os DNOs façam qualquer serviço de geração sem a aprovação do regulador. A operação do ativo de armazenamento precisa ser feita por um terceiro totalmente independente. As exceções ao impedimento são válidas em dois cenários: fontes de alimentação ininterrupta e <i>Emergency response</i> e <i>maintenance fleets</i>. As fontes de alimentação ininterruptas tratam de dispositivos usados em subestações possibilitando a distribuidora gerir o sistema com segurança. A outra exceção tem o fim de assegurar a continuidade do suprimento em hipóteses de interrupção para manter os clientes abastecidos.

Fonte: Adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021)

3.3 Austrália

A Austrália é referência no uso de baterias de grande porte, como o Hornsdale Power Reserve. O país criou mercados de serviços ancilares regionais e projetos-piloto de VPPs (*Virtual Power Plants*). O operador AEMO facilita a entrada de SAE no mercado com diretrizes técnicas claras e programas de incentivo ao consumidor.

Na Austrália, o armazenamento de baterias pode participar nos mercados de serviços ancilares. Com o atual cenário regulatório de armazenamento, a Austrália está posicionada na vanguarda da revolução do armazenamento, impulsionando o país em direção a uma transformação efetiva de energia.

3.3.1 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo (NEM)

Mercado: NEM (Austrália); Operador do sistema: AEMO; Tipo de Operador (ISO/TSO): ISO; Operador do mercado: AEMO; Modelo de despacho: centralizado, baseado em ofertas.

O Quadro 43 abaixo apresenta os serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo, que englobam:

a) Frequency control (Regulation (2 tipos)); b) Contingency (6 tipos)

O *Australian Energy Market Operator* (AEMO) gerencia 8 (oito) mercados distintos voltados para a prestação de *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS) – um mercado competitivo; além de supervisionar a aquisição de serviços para *Network Support and Control Ancillary Services* (NSCAS) – controle de suporte à rede; e de *System Restart Ancillary Services* (SRAS) – reinicialização do sistema; sob acordos firmados com os prestadores de serviços. (AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR, 2019)

Quadro 43 - Serviços ancilares via mercado competitivo - AEMO

Frequency Control Ancillary Services (FCAS)	O <i>Frequency Control Ancillary Service</i> (FCAS) é empregado para assegurar que a frequência no sistema elétrico permaneça estável em qualquer momento, atendendo aos requisitos dos padrões de frequência do NEM. Ele se divide em dois tipos: Regulação e Contingência. O controle de frequência para regulação envolve a correção do equilíbrio em resposta a pequenas variações na carga ou na geração, e é gerenciado de forma centralizada em um dos centros de controle da AEMO. Por outro lado, o controle de frequência de contingência se refere à correção do equilíbrio entre a geração e a demanda após a ocorrência de um evento significativo de contingência, como a perda de uma unidade geradora, de uma carga industrial ou de um grande elemento de transmissão. Esses serviços são utilizados raramente, sendo controlados localmente e ativados por desvios de frequência que ocorrem em decorrência de um evento de contingência. Há 8 (oito) mercados no NEM para a obtenção de FCAS: a) Regulação: 1.1) <i>Regulation Raise</i> e 1.2) <i>Regulation Lower</i>. b) Contingência: 2.1) <i>Fast Raise</i> (6 Second Raise); 2.2) <i>Fast Lower</i> (6 Second Lower); 2.3) <i>Slow Raise</i> (60 Second Raise); 2.4) <i>Slow Lower</i> (60 Second Lower); 2.5) <i>Delayed Raise</i> (5 Minute Raise) e 2.6) <i>Delayed Lower</i> (5 Minute Lower). Os envolvidos precisam se inscrever no AEMO para tomar parte em cada mercado do FCAS. Após a inscrição, o agente tem a possibilidade de realizar uma proposta para esse serviço, utilizando o sistema de gerenciamento de mercado do AEMO. Uma proposta para um serviço de aumento indica a quantidade de MW que um participante consegue incorporar ao sistema, em um intervalo específico, para elevar a frequência. Por outro lado, uma proposta para um serviço de redução mostra a quantidade
---	---

	de MW que um participante pode retirar do sistema, dentro do período de tempo determinado, para baixar a frequência. Em cada intervalo de despacho do mercado, o <i>National Electricity Market Dispatch Engine</i> (NEMDE) deve garantir que uma quantidade adequada de cada um dos oito produtos do FCAS, dentre as propostas recebidas, atenda à exigência do mercado de FCAS (MW). A proposta com o custo mais elevado que for habilitada estabelecerá o preço marginal para a categoria do FCAS. Nos momentos de alta ou baixa demanda, pode ser necessário que o NEMDE ajuste a meta de energia de um gerador ou carga programada para reduzir o custo total – de energia mais FCAS; para o mercado. Este procedimento é denominado co-otimização. Para cada intervalo de expedição do mercado, o NEMDE estabelece um preço de compensação para cada um dos 8 (oito) mercados do FCAS. Esse valor é então utilizado para calcular os pagamentos a cada fornecedor, conforme a fórmula: $\text{Pagamento} = \text{MWE} \times \text{CP} / 12$, onde: • MWE representa a quantidade de MW autorizados pelo NEMDE para o serviço que está sendo liquidado; e • CP é o preço de compensação do serviço durante o intervalo de despacho. Após a definição dos pagamentos de 5 minutos, eles são acumulados ao longo de um período de negociação e apresentados como pagamentos de meia hora. Como os requisitos de aumento de contingência são determinados para gerenciar a perda do maior gerador do sistema, todos os pagamentos por esses serviços são arcados pelos geradores. Em contrapartida, as exigências de diminuição de contingência visam administrar a perda do maior componente de carga ou de transmissão no sistema, e todos os custos desses serviços são suportados pelos consumidores. A recuperação de serviços de contingência é proporcional aos participantes com base na geração ou consumo de energia no intervalo de negociação. A obtenção dos pagamentos pelos serviços de regulação fundamenta-se na abordagem <i>Causer Pays</i>. De acordo com essa abordagem, a resposta dos geradores e das cargas medidas, aos desvios de frequência, é monitorada e usada para determinar uma série de fatores que causam o pagamento. Em cada período de negociação do mercado, os valores totais dos serviços de regulação são quitados por determinados participantes, com base nesses aspectos geradores de pagamento. Para a finalidade de pagamento do FCAS, o mercado é considerado de forma global, o que significa que todos os participantes são tratados de maneira equitativa, independentemente da área em que atuam.
Network Support and Control Ancillary Services (NSCAS)	Por outro lado, o <i>Network Support and Control Ancillary Services</i> (NSCAS) é utilizado principalmente para regular a tensão em diversos pontos da rede elétrica, de acordo com as normas estabelecidas, visando o controle do fluxo de energia nos elementos da rede, conforme suas restrições físicas, além de garantir a estabilidade transitória e oscilatória no sistema. Esse tipo de serviço pode ser classificado em 3 categorias diferentes: <i>Voltage Control Ancillary Service</i> (VCAS), <i>Network Loading Control Ancillary Service</i> (NLCAS) e <i>Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service</i> (TOSAS).
System Restart Ancillary Services (SRAS)	O <i>System Restart Ancillary Service</i> (SRAS) é voltado para situações de contingência em que ocorre uma queda total ou parcial da rede elétrica, necessitando, assim, de um reinício do sistema. Esse serviço pode ser disponibilizado através de duas tecnologias distintas: <i>General Restart Source</i> e <i>Tip to House Load</i>.

Fonte: Adaptado de AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2019)

Os serviços de NSCAS e o SRAS são oferecidos ao mercado através de contratos de longo prazo que são negociados entre a AEMO, que atua como representante do mercado, e o provedor do serviço. Esses serviços são pagos por meio de uma combinação de pagamentos de:

- Habilitação – quando o serviço está designadamente ativado;
- Disponibilidade – realizados para cada intervalo de negociação em que o serviço está disponível;
- Teste – alusivo aos custos incorridos no teste anual de serviço; e
- Uso – determinados para cada intervalo de negociação quando o serviço é utilizado.

Os custos do serviço NSCAS são arcados por todos os usuários do mercado, enquanto os custos do serviço SRAS são distribuídos igualmente entre consumidores e geradores na proporção de 50/50.

Conforme informado pelo *Clean Energy Council* em 2017, cada companhia de distribuição de eletricidade na Austrália possui suas próprias normas para o procedimento de conexão de sistemas de armazenamento distribuído.

3.3.2 Mecanismos de incentivos na Austrália

O Quadro 44 abaixo apresenta os principais mecanismos de incentivo aos SAEs na Austrália.

Quadro 44 - Mecanismos de incentivo aos SAEs na Austrália

Mecanismos de incentivos da Austrália	Shallow storage: armazenamento conectado à rede para distribuir eletricidade por menos de 4 (quatro) horas, valorizado tanto pelos seus serviços de sistema quanto pelo seu valor energético Medium storage: para despachar eletricidade por 4 (quatro) a 12 (doze) horas. Pode ser bateria ou <i>pumped hydro</i> (ou outras tecnologias emergentes), que podem transferir grandes quantidades de eletricidade para atender aos picos noturnos ou matinais. Essas soluções são cada vez mais necessárias para apoiar o crescimento das energias renováveis. Deep storage: reservas estratégicas que podem distribuir eletricidade por mais de 12 (doze) horas, para mudar energia ao longo de semanas ou meses (mudança sazonal) ou cobrir longos períodos de baixa incidência solar e vento, apoiadas por geração a gás. O NEM 2.0 remunera a injeção de energia armazenada nas baterias de sistemas de geração fotovoltaica distribuída, independentemente de sua capacidade. De acordo com Gerza (2019), a transição do NEM 1.0 para o NEM 2.0, no que diz respeito aos sistemas de geração distribuída e armazenamento de
--	---

	energia, foi realizada por meio da flexibilização de critérios técnicos. As diretrizes técnicas do NEM 2.0 permitem que os sistemas de geração distribuída com armazenamento funcionem de duas maneiras: I. O sistema de armazenamento pode ser recarregado apenas através da energia fotovoltaica e pode injetar energia na rede; II. O sistema de armazenamento pode ser carregado tanto pelo sistema fotovoltaico ou pela rede, mas não pode injetar energia no sistema. Os sistemas cobertos pelo NEM 2.0 não têm restrições em relação à capacidade (kW), mas devem ser projetados de acordo com a carga do usuário. Por outro lado, sistemas sob o NEM 1.0 têm um limite de 1,0 MW. Em maio de 2017, a CPUC, através da AB 2668, determinou que as IOU aumentassem a capacidade em mais 500 MW com o uso de sistemas de armazenamento distribuído. A AB 327, que foi aprovada em 2013, possibilitou que sistemas de geração distribuída com armazenamento de energia fossem contemplados no <i>net metering</i>. Por meio da Decisão 14-05-033 de 2014, a CPUC deu sua aprovação e definiu os critérios técnicos para a implementação de sistemas de armazenamento em instalações de geração distribuída. Mecanismo de incentivos na Austrália: são emitidos certificados negociáveis para promover a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. A <i>Clean Energy Regulator</i> (CER), agência governamental responsável por administrar políticas regulatórias e incentivos financeiros para promover o uso de energia limpa no país, desempenha um papel essencial na implementação do BESS. A agência é responsável pelo <i>enforcement</i> do <i>Renewable Energy Target</i> (RET), um programa do governo australiano que incentiva a produção de eletricidade exclusivamente a partir de fontes renováveis, proporcionando certificados negociáveis para grandes fábricas e proprietários de sistemas de pequena escala. Os certificados negociáveis são instrumentos de mercado utilizados para incentivar a produção de eletricidade a partir de fontes limpas. Os proprietários recebem os chamados <i>Renewable Energy Certificate</i> (RECs) com base na quantidade de eletricidade limpa gerada, podendo vendê-los para cumprir obrigações legais impostas pelo RET.
Double Taxation	A questão da <i>double billing of storage participants</i> foi abordada através da manutenção da estrutura existente, mas permitindo que o armazenamento ligado à transmissão pudesse ser ligado ao abrigo de um acordo com um preço negociado ou escolher um serviço prescrito com uma taxa de utilização correspondente do sistema de transmissão. A AEMC não exigiu armazenamento para pagar automaticamente as tarifas de rede, incluindo a taxa <i>Transmission Use of the System</i> (TUOS) prescrita, permitindo a prestação de serviços, incluindo serviços ancilares, serviços de energia, acordos de suporte de energia, tarifas de exportação, modo de resposta de frequência e segurança do sistema de serviços críticos, com razoável relação custo-benefício.
Classificação do armazenamento de energia	No que tange à injeção de energia, essa prática é permitida na Austrália; no entanto, várias distribuidoras de eletricidade estipulam que, para conexões monofásicas, os sistemas residenciais de geração distribuída, com ou sem armazenamento de energia, podem injetar um máximo de 5 ou 10 kW, dependendo da concessionária. No caso de conexões trifásicas, esse limite pode ser de 15 ou 30 kW, conforme a distribuidora. Ademais, segundo o <i>Government of South Australia</i> (2018) e a <i>Energy Matters</i> (2015), é possível que alguns programas de <i>feed-in</i> implementados nos estados australianos alterem o tipo de remuneração obtida ou exijam a instalação de dispositivos que impeçam que as baterias injetem energia na rede.

Fonte: Adaptado de AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2019)

Programas financeiros relativos aos BESSs:

Referindo-se explicitamente ao BESS, na Austrália, eles não são elegíveis para participar individualmente em programas de incentivo financeiro, bem como em energias renováveis de grande e pequena escala. No entanto, se esses sistemas forem aprovados para serem co-localizados com o BESS, eles podem ser elegíveis. Assim, ao contrário dos EUA, os programas de incentivo australianos apresentados abaixo não contemplam aplicações independentes do BESS, mas apenas aplicações co-localizadas com fontes renováveis intermitentes. No Quadro 45, as seguintes breves descrições são apresentadas de 3 (três) programas financeiros no contexto das instalações do BESS acessadas na pesquisa da Austrália:

Quadro 45 - Programas financeiros relativos aos BESSs na Austrália

<i>Smart Distributed Batteries Project (SDBP)</i>	É um programa de desconto de Nova Gales do Sul (NSW). O programa de incentivos SDBP, financiado pelo governo de NSW, foi criado para facilitar o desenvolvimento de uma usina virtual de 6 MW (VPP) para reforçar a rede elétrica de NSW e reduzir os custos de eletricidade. Nesse contexto, a <i>SolarHub</i> ofereceu um desconto para aproximadamente 650 clientes residenciais e de pequenas empresas para incentivar a instalação do BESS. Os clientes devem se juntar ao VPP para receber um desconto com base nas características do <i>inverter-battery system</i> . Por exemplo, uma bateria de 10 kWh exportando até 5 kW seria elegível para um desconto de USD 4950.
<i>Distributed Energy Buyback Scheme (DEBS)</i>	É um programa de desconto do tipo recompra da Austrália Ocidental. A estrutura de preços do DEBS foi estrategicamente definida para incentivar as famílias a usar ou armazenar sua geração de energia solar no meio do dia. Isto visa tirar partido dos níveis máximos de irradiação. Além disso, incentiva a instalação de painéis que gerarão eletricidade no final do dia, produzindo mais energia renovável quando a demanda de eletricidade é tipicamente maior.
<i>Home and Business Battery Scheme (HBBS)</i>	É um programa de subsídios do Território do Norte para compras. Como proprietário, empresa ou organização sem fins lucrativos no <i>Australia's Northern Territory (NT)</i> , pode solicitar um subsídio através da HBBS para comprar e instalar inversores de bateria. Os proprietários que possuem empresas podem usá-lo para suas casas e empresas. A concessão está à disposição dos beneficiários elegíveis, independentemente da concessionária de distribuição a que esteja ligada.

Fonte: Adaptado de AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2019)

3.4 Chile

O Chile incorporou os SAEs no seu Plano de Expansão Energética e no planejamento regulatório da *Comisión Nacional de Energía (CNE)*. Recentemente, aprovou o uso de baterias para firmar energia renovável intermitente e implementou políticas de incentivo como isenção de encargos para SAE em áreas com alto congestionamento de rede.

Em 2016, o Chile promulgou a Lei 20936 (CHILE, 2016) cujo principal objetivo foi estabelecer um novo sistema de transmissão elétrica e criar um órgão independente de coordenação do sistema elétrico. Esta lei, no seu artigo 225, estabeleceu a seguinte definição:

“Sistema de armazenamento de energia: equipamento tecnológico capaz de retirar energia do sistema elétrico, transformá-la em outro tipo de energia (química, potencial, térmica, entre outras) e armazená-la para, por meio de uma transformação inversa, injetá-la de volta na rede elétrica, contribuindo para a segurança, suficiência ou eficiência econômica do sistema, conforme determinado pela regulamentação. Para estes efeitos, os montantes de energia retirados no processo de armazenamento não estarão sujeitos aos encargos associados aos clientes finais. A regulamentação estabelecerá as disposições aplicáveis às referidas retiradas.”

No Chile, o armazenamento de baterias pode participar nos mercados de serviços ancilares. No que diz respeito a normas específicas para sistemas de armazenamento de energia distribuída, o Ministério de Energia anunciou a Lei nº 20.936, em julho de 2016, a qual define os serviços associados a esses sistemas de armazenamento. Conforme a legislação, eles são descritos como:

“sistemas compostos por equipamento tecnológico capaz de retirar energia do sistema elétrico, transformando-o em outro tipo de energia (química, potencial, térmica, entre outros) e armazenando-o com o objetivo de, por transformação inversa, injetá-lo novamente no sistema elétrico, contribuindo para a segurança, suficiência ou eficiência econômica do sistema, conforme determinado por regulamento.”.

E completa

“Para esses fins, as retiradas efetuadas no processo de armazenamento não estarão sujeitas às cobranças associadas aos clientes finais.” (*Congreso Nacional de Chile*, 2016).

3.4.1 Tipos de serviços ancilares obtidos no mercado competitivo

Conforme o *Comisión Nacional de Energía* (CNE), os sistemas que armazenam energia têm a capacidade de fornecer serviços ancilares (*Servicios Complementarios-SSCC*) a partir de janeiro de 2020. O CNE também menciona que esses sistemas de armazenamento são capazes de oferecer serviços de *blackstart*, ilhamento e desconexão. A seguir, estão listados os serviços ancilares que podem ser disponibilizados por meio de armazenamento distribuído no Chile, juntamente com suas modalidades de pagamento:

1) Mercado (Chile)

O Quadro 46 abaixo apresenta serviços ancilares obtidos, via mercado competitivo.

Quadro 46 - Serviços ancilares via mercado competitivo - Chile

a) Blackstart	Trata da capacidade de uma unidade geradora ou sistema de armazenamento que, mesmo não estando em operação, pode iniciar o procedimento para ativar suas instalações, alimentar linhas, carregar energia e sincronizar com a rede, mesmo na ausência de fornecimento elétrico.
b) Ilhamento	Habilidade de uma unidade de geração ou sistema de armazenamento de continuar funcionando de forma autônoma, sustentando apenas seus serviços ancilares, após ter sido desconectada devido um blecaute total ou parcial.
c) Disconnection ou Generation Reduction	Desconexão ou diminuição automática de geração ou injeção de energia com o objetivo de assegurar a segurança e a qualidade do serviço diante de situações anormais no sistema elétrico que possam comprometer sua estabilidade.

Fonte: Adaptado de CHILE (2016)

Metodologia de pagamento de 1, 2 e 3: Os elementos que serão levados em conta para o pagamento do serviço incluem os elementos de investimento, operação e/ou manutenção, de acordo com o valor determinado e designado no leilão ou na proposta, conforme o indicado pelo CNE.

3.4.2 Mecanismos de incentivos no Chile

O Quadro 47 abaixo apresenta os principais mecanismos de incentivo aos SAEs no Chile.

Quadro 47 - Mecanismos de incentivo aos SAEs no Chile

Mecanismos de incentivos no Chile	No Chile, o primeiro projeto piloto foi implantado para que uma usina de energia fotovoltaica ofertasse serviço ancilar à rede elétrica e garantisse a estabilidade da rede. O Chile está investindo em políticas de abertura de mercado para a participação de novas tecnologias, através da criação de serviços ancilares para suprimento de Reserva Rápida de Frequência, tal como o “<i>Control Rápido de Frecuencia</i>” (CNE, 2017). No Chile, A AES Gener, em consulta com a Fluence, propôs 500 MW para o <i>National Transmission Expansion Plan 2020</i>. Foram implantados em blocos de 100 MW ao longo de dois corredores de transmissão diferentes, sistemas que liberaram capacidade nas linhas, fornecendo alívio de contingência N-1 com baterias em vez de linhas adicionais. Empregando a mesma metodologia usada para projetos de transmissão de postes e fios propostos, a AES Gener descobriu que as adições de capacidade forneceriam um valor presente líquido esperado de US\$ 400 milhões para os custos de despacho da rede nacional. A regulamentação legal dos SAEs no Chile é muito avançada. Em 2016, foi publicada a <i>Ley General de Servicios Eléctricos</i> (CHILE, 2016), que aborda especificamente essa questão, facilitando a participação
--	---

	dessas tecnologias nos mercados de energia do país e reduzindo a necessidade de interpretação inadequada das regulamentações. A lei também estipula o livre acesso às instalações de transmissão se as condições técnicas e econômicas não forem discriminatórias para todos os usuários. De acordo com o <i>Comisión Nacional de Energía</i> (CNE), o acesso livre consiste no direito de uma parte interessada se conectar a qualquer instalação de transmissão conectada à rede elétrica. Esse princípio é similar ao utilizado no modelo brasileiro. A CNE determina a remuneração das instalações de transmissão, que é calculada a cada 6 (seis) meses e dividida com base na energia projetada faturada em cada sistema. Embora as usinas não reembolsem as redes de transmissão, as instalações são construídas para uso exclusivo dos próprios usuários. Um desafio significativo para o setor de transmissão é permitir o comissionamento rápido de usinas com geração intermitente de energia, como energia eólica e solar, em comparação com o comissionamento do sistema de transmissão. Para isso, as regulamentações chilenas preveem o desenvolvimento de centros geradores de energia cuja estrutura de rede deve ser planejada e projetada para atender às necessidades futuras e promover a competitividade do mercado. Os SAEs podem ajudar a aliviar o congestionamento na transmissão de energia renovável e contribuir para projetos de fontes de <i>Variable Renewable Energy</i> (VRE), melhorando o controle das injeções de energia na rede. A Ley nº. 21.505 sobre <i>Almacenamiento de energía eléctrica y la Electromovilidad</i> foi publicada em 21 de novembro de 2022, (CHILE, 2022), foi aprovada por unanimidade pelo Congresso Nacional do Chile, e introduziu várias modificações à <i>Ley General de Servicios Eléctricos</i> (LGSE) para que os sistemas de armazenamento passem a fazer parte do sistema elétrico e sejam gerados incentivos para promover a eletromobidade. Quanto ao armazenamento, a Lei prevê as seguintes disposições: Promoção de tecnologias de armazenamento no mercado da eletricidade. A fim de maximizar a integração da variável NCRE, a Lei de Armazenamento e Eletromobidade permite sistemas de armazenamento puro (i.e. aqueles que não fazem parte de uma planta de geração) para participar do balanço de injeções e retiradas de energia no <i>Sistema Eléctrico Nacional</i> (SEN), sendo pagos da seguinte forma: (i) no mercado grossista (i.e., ao nível da geração ligada à transmissão), para a energia injetada no SEN ou para sua disponibilidade para injetar energia em momentos de maior demanda; e (ii) no mercado varejista (i.e., ao nível da geração não ligada à transmissão), para a energia injetada ao SEN.
Classificação do armazenamento de energia	Os sistemas de armazenamento se qualificam como uma entidade coordenada, possibilitando a conexão de infraestrutura que combina geração e consumo. A Lei define uma nova categoria de ‘<i>Sistema de Geração/Consumo</i>’ de eletricidade como “infraestruturas produtivas destinadas a fins como a produção de hidrogênio ou a dessalinização de água, com capacidade de produção própria, através de meios de geração renováveis, e, que está ligado ao sistema elétrico através de um único ponto de ligação e pode retirar energia do sistema elétrico através de um fornecedor ou injetar o seu excedente”. Os encargos correspondentes, associados aos clientes finais, só se basearão na energia e na potência retiradas do sistema e, em caso algum, na energia e na potência auto-suficiente. A lei permite que essa categoria de projetos retire energia do SEN ou injete seus excedentes na rede, promovendo uma conexão eficiente desse tipo de instalações ao SEN, estabelecendo que eles pagarão apenas as cobranças associadas às suas retiradas de energia, e não pela energia auto-fornecidas. Da mesma forma, a lei aplica aos sistemas de consumo de geração as mesmas disposições aplicáveis às usinas geradoras, clientes livres e finais. Para esses fins, o Ministério da Energia deve emitir um novo regulamento.

	Promoção de novos modelos de negócio para a eletromobilidade. A Lei admite que os veículos elétricos participem da rede de distribuição elétrica como equipamentos de armazenamento que podem injetar energia na rede e ser pagos por tais injeções, aumentando a lucratividade de sua aquisição. Ademais, a Lei autoriza o uso de baterias de veículos como equipamentos de armazenamento para prestar serviços à rede, reutilizando esses instrumentos e contribuindo para a penetração do NCRE. A Lei introduz uma série de modificações à <i>Ley General de Servicios Eléctricos</i> (LGSE) autorizando que os sistemas de armazenamento injetem energia no Sistema Elétrico. Da mesma forma, essas modificações pressupõem que os referidos sistemas estão sujeitos à coordenação do <i>Coordinador Eléctrico Nacional</i>. Os sistemas de armazenamento podem participar de transferências de energia e podem ser avaliados de acordo com os custos marginais instantâneos do Sistema Elétrico e o preço do nó de energia, respectivamente. Quando os excedentes de energia dos sistemas de armazenamento não excederem 9.000 quilowatts, serão elegíveis a um preço estabilizado e as empresas de distribuição terão a obrigação de permitir a conexão às suas instalações, conforme já estabelecido para os meios de geração distribuída. Os usuários finais sujeitos a preços que possuem sistemas de armazenamento poderão injetar a energia que armazenam na rede de distribuição. Isso inclui os sistemas de armazenamento que fazem parte de um veículo elétrico. O Ministério da Energia deve emitir regulamentos que regulam a determinação de preços quando os sistemas de armazenamento estão conectados diretamente às instalações do sistema nacional, zonal ou de distribuição, bem como os mecanismos de estabilização de preços aplicáveis à energia injetada, e a forma como a expedição e coordenação destes sistemas serão realizadas pelo Coordenador. As disposições correspondentes às usinas geradoras e aos clientes finais não sujeitos à regulamentação de preços serão aplicáveis a esses sistemas, que serão especificados por meio de um novo regulamento.
--	--

Fonte: Adaptado de CHILE (2016)

3.5 Lições para o Brasil

As experiências internacionais demonstram que o sucesso da inserção dos SAEs depende de:

- Criação de um marco regulatório específico para armazenamento;
- Definição clara de ativos, responsabilidades e remuneração;
- Integração aos mercados de energia e serviços ancilares;
- Incentivos fiscais e instrumentos financeiros;
- Padronização técnica e garantia de interoperabilidade;
- Participação de consumidores e comunidades locais.

Essas lições servem como base para estruturar a proposta nacional, abordada nos próximos capítulos.

Serviços Ancilares são recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento de energia elétrica, a segurança de operação do sistema e a manutenção dos valores nominais de frequência e tensão. Entre as atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) está a contratação a administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019)

Os serviços ancilares são essenciais para garantir a flexibilidade e eficiência do SIN. Em 2023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) trabalhou em parceria com a ANEEL na elaboração de um diagnóstico para priorizar a evolução desses serviços. A publicação da REN ANEEL nº 1.062/2023 abriu caminho para que qualquer agente de geração possa prestar esses serviços, aumentando a competitividade e a qualidade da operação. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023)

O ONS deve estabelecer os critérios relativos aos arranjos comerciais dos serviços ancilares prestados pelos agentes de geração para a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) e para a apuração dos serviços ancilares. (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2023)

“6.1.1 O CPSA estabelece a prestação e remuneração dos serviços ancilares pelos agentes, referentes aos seguintes serviços:

- (a) controle secundário de frequência, realizado pelas usinas que participam do Controle Automático de Geração (CAG), sempre que solicitado pelo ONS e sem ônus para os demais agentes de operação.
- (b) autorrestabelecimento integral, realizado pelas unidades geradoras integrantes do SIN que tenham equipamentos para essa finalidade, sempre que solicitado pelo ONS e sem ônus para os demais agentes de operação.
- (c) suporte de reativos por unidade geradora que opera como compensador síncrono;
- (d) Sistema Especial de Proteção (SEP); e
- (e) despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.”

O leque de possibilidade de serviços ancilares pode ser ampliado no Brasil de forma a inserir no novo mercado de energia novas possibilidades de receitas como é feito em outros países.

Monetização dos Serviços dos SAEs: Os SAEs podem prestar múltiplos serviços simultaneamente. A proposta prevê a remuneração combinada de:

- Serviços ancilares (frequência, tensão, reserva);
- Serviços de rede (confiabilidade, qualidade de fornecimento);
- Serviços comerciais (arbitragem de preços, modulação de demanda);
- Serviços sociais e ambientais (redução de emissões, acesso à energia em áreas isoladas).

Sugere-se a criação de uma “Tarifa por Valor Agregado” (TVA), baseada na contribuição real do SAE para o sistema elétrico e os consumidores.

A compensação pelos serviços ancilares, por si só, não é suficiente para tornar uma usina viável, geralmente constituindo uma fração pequena do total de suas receitas. Portanto, não se pode esperar que a criação de um mercado competitivo para a oferta desses serviços, isoladamente, seja adequada para impulsionar o avanço de novas tecnologias.

Ao considerar os gastos com transações em um modelo de mercado mais elaborado, simplesmente permitir que diferentes soluções tecnológicas compitam para fornecer os serviços requisitados pelo operador não resulta em um ambiente de mercado que seja tecnologicamente imparcial e que busque o menor custo.

Além disso, em sistemas de mercado onde há competitividade entre produtores de energia, a demanda por reserva de potência podem necessitar a utilização de geradores inframarginais, conferindo a necessidade de escolha entre o fornecimento de energia e a prestação do serviço ancilar, acarretando em eventuais custos de oportunidade, influenciando na dinâmica de interação entre os mercados de energia e serviços ancilares.

Opção 1: uma forma admissível de precificar o serviço de reserva é contrair concomitantemente reserva e energia em um mesmo leilão, compensado as unidades que prestam os serviços de reserva com seu custo de oportunidade derivado do leilão de energia, sendo esta abordagem viável de funcionar em estruturas de mercado onde o órgão responsável pela aquisição dos serviços ancilares é também o responsável pela operação do mercado de energia.

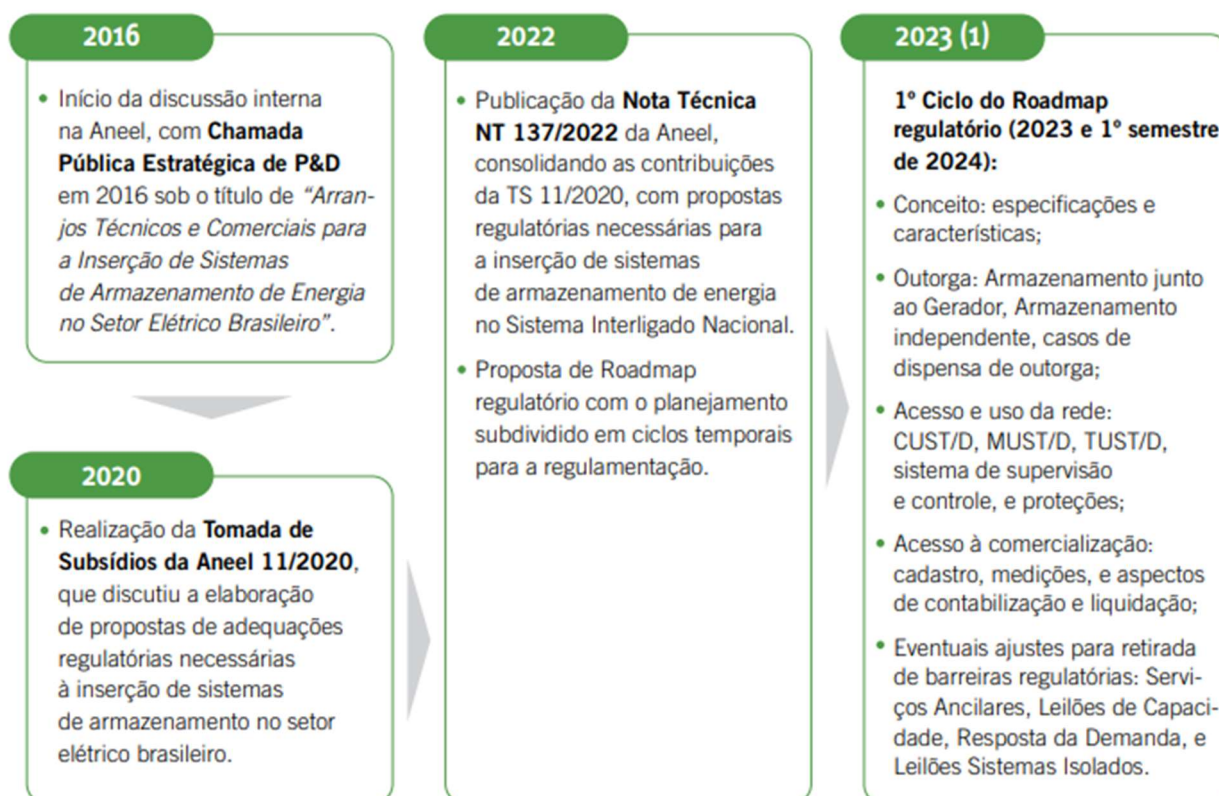
Opção 2: definição de leilões distintos e sequenciados para a obtenção da energia e dos diversos tipos de serviços ancilares, possibilitando que ofertas não escolhidas em um leilão possam ser aceitas no leilão posterior. Essa maneira é a tida como a mais apropriada para modelos de mercado onde o operador do sistema é diferente do operador de mercado.

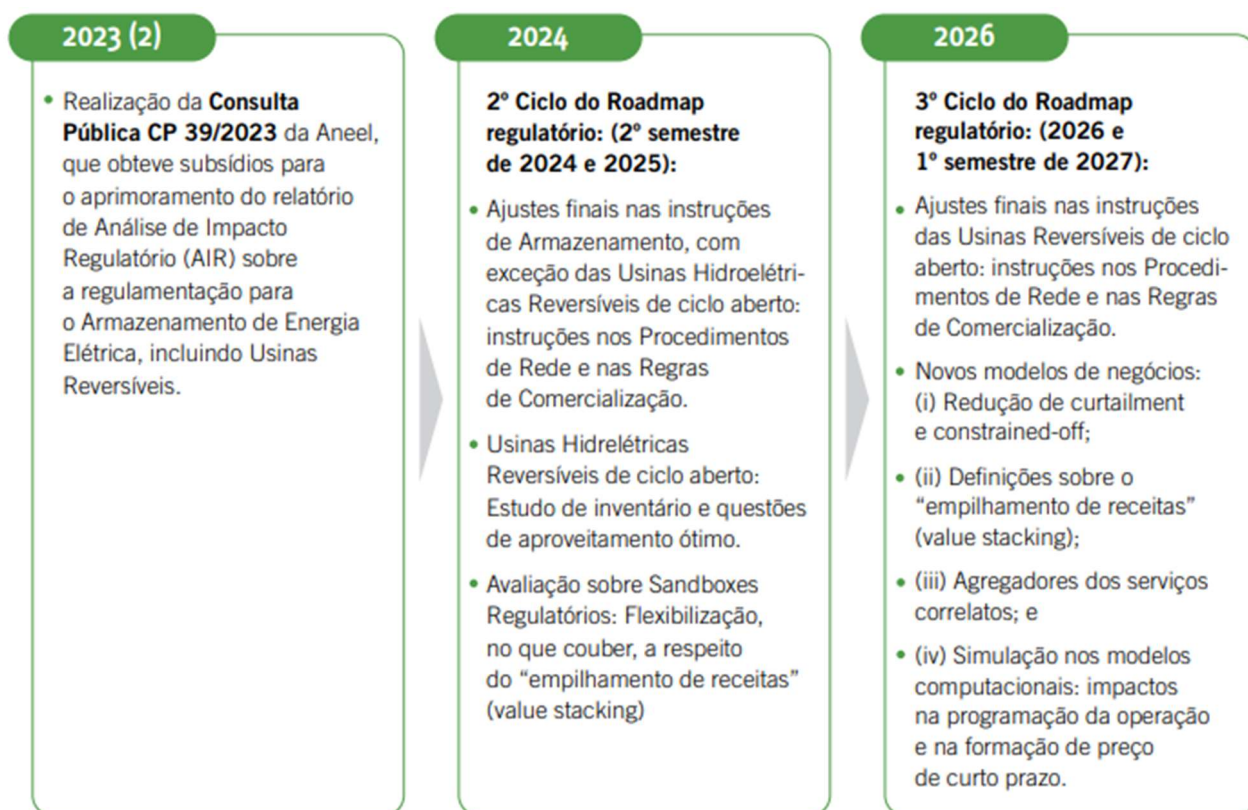
É preciso haver um regime regulamentar de armazenamento de energia tecnologicamente não restritivo a fim de evitar a criação de barreiras à entrada. No atual cenário muitos fluxos de receita não podem ser acumulados e outros benefícios dos sistemas de armazenamento de energia muitas vezes não são monetizados, por exemplo, o adiamento dos custos de reforço da rede. O regime regulatório influencia quais participantes do setor elétrico e indústria podem participar do armazenamento de energia, inclusive se os próprios operadores de rede podem ou não desenvolver projetos de armazenamento de energia – isso se difere a depender do país ou jurisdição.

4 O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA REGULAÇÃO BRASILEIRA

O armazenamento de energia vem sendo progressivamente reconhecido pela regulação brasileira como componente estratégico do setor elétrico. A ANEEL iniciou esse processo com estudos técnicos e audiências públicas, culminando na Consulta Pública nº 039/2023, que propôs diretrizes para o enquadramento regulatório dos SAEs no Brasil. A principal mudança foi a tentativa de superar a lacuna jurídica que impedia o reconhecimento dos SAEs como ativos com papel próprio no sistema elétrico, diferentes da geração, transmissão, distribuição ou consumo. O avanço regulatório busca integrar os SAE como instrumentos de flexibilidade, contribuindo com a confiabilidade do sistema, a segurança energética e a inserção de fontes renováveis (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). A Figura 29 adiante apresenta a evolução regulatória no Brasil referente aos sistemas de armazenamento de energia.

Figura 29 - Evolução regulatória sobre armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro





Fonte: ANGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024)

Segundo o MME, em Nota Técnica Nº 125/2024/DPOG/SNTEP Processo Nº 48360.000272/2024-22, a capacidade de resposta instantânea e à flexibilidade operativa e locacional dos sistemas de bateria os tornam candidatos potenciais a inúmeras aplicações no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), até mesmo, no atendimento à ponta do sistema, mesmo com os desafios regulatórios a serem vencidos para a consolidação da fonte. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).

Em 22 de setembro de 2020, através da Nota Técnica (NT) nº 094/2020-SRG/ANEEL, foi instaurada a Tomada de Subsídios (TS) nº 011/2020 com o fim de alcançar subsídios para a elaboração de propostas de adaptações regulatórias imprescindíveis à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

Em 29 de novembro de 2022, através da Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL foi feita a consolidação das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 011/2020. A Portaria ANEEL nº 6.793, de 6 de dezembro de 2022, alterada pela Portaria ANEEL nº 6.832, de 23 de maio de 2023, aprovou a Agenda Regulatória da Agência para o biênio 2022/2023, definindo a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) em 2023 para a atividade regulatória “GER21-18 – Promover

adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional”. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023)

Conforme a portaria da ANEEL nº 6.876, de 5 de dezembro de 2023, a Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2024-2025 fez previsão de edição de norma no Eixo Temático [G&M] Geração & Mercado, em 2024 para promoção das adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional (SIN) cujo código de referência é GER21-18, e, em 2025 para Atividade Regulatória Definição de ambientes regulatórios controlados – *sandbox*; para prestação de serviços ancilares – Controle Secundário de Frequência, cujo código de referência é GER23-03[B]. A proposta está inserida no rol de atividades previstas na Agenda Regulatório da ANEEL, ciclo 2025/2026. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023)

De acordo com a Lei nº 13.848/2019, a Agenda Regulatória deverá apresentar a relação de atividades prioritárias e que serão normatizadas durante o período de sua vigência. No entanto, o cronograma de atividades regulatórias da Agência vai além e abrange três classificações: além da Agenda Regulatória, apresenta também as Demais Atividades Regulatórias e as Avaliações de Resultado Regulatório (ARR). (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024)

4.1 Consulta Pública 039/2023 da ANEEL

A Consulta Pública 039/2023 propôs uma nova abordagem para os SAEs, reconhecendo-os como uma categoria autônoma, com regras específicas de remuneração, acesso à rede e encargos. Entre os destaques, estão:

- Definição de critérios para SAE operando em diferentes pontos da rede (transmissão, distribuição, geração);
- Estabelecimento de regras de compensação pelos serviços prestados (resposta rápida, controle de frequência, *backup*, etc.);
- Avaliação de SAEs como ativos regulatórios ou ativos de mercado, conforme a finalidade;

- Proposta de mecanismos de incentivo e valoração de serviços ancilares prestados pelos SAEs.

A Consulta Pública 039/2023 objetivou gerar subsídios para o aperfeiçoamento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório no que tange o arcabouço regulatório dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), considerando também como SAEs as Usinas Reversíveis. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). A iniciativa de regulamentação do tema ‘Armazenamento de Energia’ contou também com a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024, pg. 7) para, em conjunto, fomentarem e agirem de forma estratégica para alavancar o aumento exponencial da aceitação quanto ao uso demasiado de sistemas de armazenamento de energia e fortalecimento deste mercado. Outras relevantes modificações regulatórias e tributárias estão em andamento e possibilitaram o grande crescimento do uso de SAEs no Brasil nos anos vindouros. Abaixo é detalhado os três ciclos da CP 039/2023:

O Quadro 48 abaixo apresenta a descrição dos três ciclos da CP 039/2023 da ANEEL.

Quadro 48 - Três ciclos da CP 039/2023 da ANEEL

1º ciclo da CP 039/2023	Em 19 de outubro de 2023, foi aberta a Consulta Pública CP nº 39/2023, para recebimento das contribuições sobre o tema. A CP nº 39/2023 teve prazo de 60 dias para recebimento de contribuições, encerrado em 18 de dezembro de 2023 – a contribuição da primeira fase. A ANEEL separou o tema em três ciclos, com um período de 18 meses cada. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) “Primeiro ciclo: Durante esta fase, foram feitas as conversas iniciais sobre o assunto do Armazenamento de Energia Elétrica, focando na descrição dos recursos de armazenamento e na especificação dos serviços a serem disponibilizados. Também foram abordados tópicos ligados ao acesso à comercialização e ajustes potenciais para remover obstáculos regulatórios aos variados serviços oferecidos ao sistema. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)” Primeira (1ª) fase da Consulta Pública (CP) nº 39/2023 (10/12/2024) com a proposta receber contribuições para regulamentar o armazenamento de energia elétrica. Segundo o MME, em NOTA TÉCNICA Nº 125/2024/DPOG/SNTEP. PROCESSO Nº 48360.000272/2024-22, o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias já é uma solução amplamente adotada globalmente para múltiplas finalidades, como a oferta de serviços ancilares. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Ademais, a caracterização dos diversos serviços a serem prestados ao SIN pelos sistemas de armazenamento e ajustes para eliminar suas barreiras regulatórias foi tema de discussão da ANEEL com a sociedade no primeiro ciclo da CP 39/2023. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).
---------------------------------------	--

	Em 27 de julho de 2023, por meio da Nota Técnica nº 61/2023-SGM-SCE-STDSTE/ANEEL2, foi recomendada a abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL sobre a regulamentação para Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis. A caracterização dos recursos de armazenamento foi tema de discussão da ANEEL com a sociedade no 1º (primeiro) ciclo da CP 39/2023. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Integração de SAE nos níveis do sistema de energia É possível integrar o armazenamento de energia em todos os níveis do sistema de energia: geração, transmissão, distribuição e consumo. O armazenamento de energia não se encaixa perfeitamente em nenhuma dessas categorias – mas pode desempenhar um papel relevante em todas elas.
2º ciclo da CP 039/2023	“Segundo ciclo: Neste período, discutiu-se as particularidades das Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo aberto e foi analisada a viabilidade de criar <i>Sandboxes</i> Regulatórios para assuntos relevantes, principalmente o empilhamento de receitas essenciais para tornar o Armazenamento viável economicamente e proporcionar mais vantagens ao sistema. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)” Proposta de Regulamento do Armazenamento de Energia - Segunda (2ª) fase da Consulta Pública nº 39/2023. 2ª fase da CP nº 39/2023 (10/12/2024) com a proposta de dar conhecimento e receber contribuições sobre a minuta de ato normativo para regulamentar o armazenamento de energia elétrica.
3º ciclo da CP 039/2023	A exploração de novos modelos de negócio como aplicações de armazenamento para a mitigação de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i> das usinas de geração, e as definições estruturais sobre o empilhamento de receitas serão tema de debate da ANEEL com a sociedade no 3º (terceiro) ciclo da CP 39/2023. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). “Terceiro ciclo: Neste ciclo, serão discutidos tópicos mais complexos, como Agregadores para os vários serviços, simulações nos modelos computacionais e seus impactos, além de exploração de novos modelos de negócio como aplicações de armazenamento para a mitigação de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i> das usinas de geração, bem como aprofundar definições estruturais sobre o empilhamento de receitas. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)” Principais temas discutidos pela ANEEL na regulamentação de SAEs: • Agregadores, • Simulações nos modelos computacionais, • Exploração de novos modelos de negócio (aplicações de armazenamento para a mitigação de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i> das usinas de geração) e • O aprofundamento de definições estruturais sobre o empilhamento de receitas.

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023)

4.1.1 *Constrained-off*

O Quadro 49 abaixo apresenta premissas relativas ao *constrained-off*.

Quadro 49 - Premissas relativas ao *constrained-off*

<i>Constrained-off</i>	Diferente do <i>curtailment</i> , esse mecanismo ocorre quando há uma interrupção por falhas externas às usinas, como limitações no sistema de transmissão. Nesse caso, existe a possibilidade de
-------------------------------	---

	ressarcimento aos geradores, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1.407/2022 da ANEEL. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022). A Resolução Normativa nº 1.407/2022 estabelece as diretrizes para o ressarcimento em casos de <i>constrained-off</i> – mas há critérios específicos que determinam quando esse ressarcimento é devido; e define três condições em que os geradores podem pleitear compensação: 1) Restrições externas à usina (<i>Constrained-off</i>): Quando a interrupção ocorre por limitações na rede ou decisões operacionais do ONS. Essa é a única condição aceita para ressarcimento automático. 2) Sobrecarga de rede: Embora afete diretamente a capacidade de escoamento da energia, não há compensação automática. 3) Intervenções operacionais não relacionadas à usina: Situações em que a usina é interrompida por decisões sistêmicas, mas não há compensação automática. No caso do <i>constrained-off</i>, o ressarcimento considera a energia que deveria ter sido gerada durante o período de interrupção, com base na potência instalada da usina, ajustada pela garantia física e subtraída da energia efetivamente gerada. O cálculo é o seguinte: Potência instalada (MW) x Horas de interrupção = Energia não gerada (MWh). A compensação é dada pela diferença entre a energia gerada e a energia que deveria ser entregue, e o valor depende do preço de venda no mercado regulado ou contratado. Embora o <i>constrained-off</i> tenha um mecanismo de compensação, sua aplicação é restrita e não abrange a totalidade dos casos em que há cortes de geração por motivos alheios aos geradores.
--	--

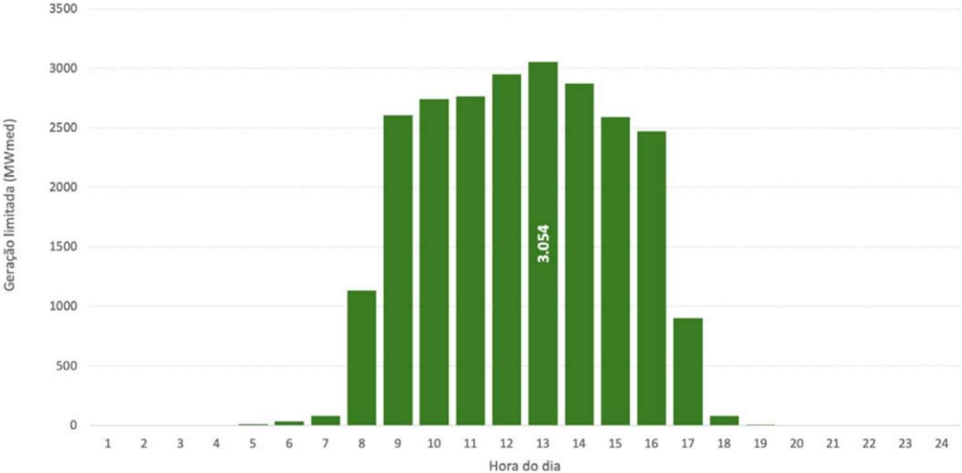
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022)

4.1.2 Curtailment

O Quadro 50 abaixo apresenta premissas relativas ao *curtailment*.

Quadro 50 - Premissas relativas ao *curtailment*

<i>Curtailment</i>	Acontece quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pede a diminuição ou interrupção da geração de energia por causa de restrições na rede de transmissão ou para garantir a segurança do sistema elétrico. Esse corte não é compensado automaticamente, gerando grandes perdas para os geradores, especialmente em usinas solares e eólicas no Nordeste, onde a capacidade de geração excede a de transmissão. Devido à gravidade deste problema, o <i>curtailment</i> tem sido amplamente debatido na indústria e já passou por consultas públicas na ANEEL (CP 45/2019 e CP 48/2022). (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019). A Consulta Pública ANEEL CP045 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019) consiste na definição de critérios para a redução ou limitação de geração não alocáveis na carga – <i>curtailment</i>. Uma das possibilidades de se obter essa redução ou limitação de <i>curtailment</i> é por meio de sistemas de armazenamento de energia em baterias, instaladas em pontos estratégicos, para alocarem esta geração. Em períodos de abundância de recursos para produzir energia, alguns geradores de eletricidade podem sofrer prejuízos na falta de sistemas de armazenamento. Esse impacto financeiro, que afeta usinas solares e eólicas, está conectado ao fenômeno físico-operacional conhecido como <i>curtailment</i>, que em
---------------------------	--

	inglês se refere à diminuição da geração de energia das usinas a pedido do operador do sistema, que no Brasil é o ONS. O <i>curtailment</i> pode ser oriundo de indisponibilidades externas do sistema de conexão – sistema de transmissão da rede básica ou de demais conexões na rede de distribuição; ou por razão energética, que refere-se à impossibilidade de alocação da geração por falta de carga – demanda baixa. Portanto, uma das razões para o <i>curtailment</i> é a ocorrência de uma sobre oferta estrutural, onde a oferta instantânea supera a demanda instantânea. Como a maior parte da geração no sistema elétrico brasileiro é inflexível, em certos momentos de sobre oferta é necessário “desperdiçar” energia potencial na forma de <i>curtailment</i>. Visto isso, os sistemas de armazenamento de energia são uma possível solução para evitar este cenário. A Figura 30 apresenta os parâmetros de <i>curtailment</i> ou <i>constrained-off</i> da fonte solar, conforme os dados do ONS em referência ao mês de julho de 2024. As curvas mostram as médias do mês para cada hora do dia, o que permite verificar o cenário dos montantes da energia “desperdiçados”. Estas restrições tem resultado em perdas financeiras bilionárias para os agentes de geração impactados por estes cortes (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2024). Figura 30 – Constrained-off de parques solar no Brasil (médias do mês de julho 2024)  <table border="1"><thead><tr><th>Hora do dia</th><th>Geração limitada (MWmed)</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>0</td></tr><tr><td>2</td><td>0</td></tr><tr><td>3</td><td>0</td></tr><tr><td>4</td><td>0</td></tr><tr><td>5</td><td>0</td></tr><tr><td>6</td><td>0</td></tr><tr><td>7</td><td>100</td></tr><tr><td>8</td><td>1100</td></tr><tr><td>9</td><td>2600</td></tr><tr><td>10</td><td>2700</td></tr><tr><td>11</td><td>2750</td></tr><tr><td>12</td><td>2900</td></tr><tr><td>13</td><td>3054</td></tr><tr><td>14</td><td>2850</td></tr><tr><td>15</td><td>2600</td></tr><tr><td>16</td><td>2450</td></tr><tr><td>17</td><td>900</td></tr><tr><td>18</td><td>100</td></tr><tr><td>19</td><td>0</td></tr><tr><td>20</td><td>0</td></tr><tr><td>21</td><td>0</td></tr><tr><td>22</td><td>0</td></tr><tr><td>23</td><td>0</td></tr><tr><td>24</td><td>0</td></tr></tbody></table> Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2024) Novos modelos de negócio, como aplicações de armazenamento de energia para a mitigação de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i> das usinas de geração, poderiam ser estruturados, transformando perdas em receitas.	Hora do dia	Geração limitada (MWmed)	1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	100	8	1100	9	2600	10	2700	11	2750	12	2900	13	3054	14	2850	15	2600	16	2450	17	900	18	100	19	0	20	0	21	0	22	0	23	0	24	0
Hora do dia	Geração limitada (MWmed)																																																		
1	0																																																		
2	0																																																		
3	0																																																		
4	0																																																		
5	0																																																		
6	0																																																		
7	100																																																		
8	1100																																																		
9	2600																																																		
10	2700																																																		
11	2750																																																		
12	2900																																																		
13	3054																																																		
14	2850																																																		
15	2600																																																		
16	2450																																																		
17	900																																																		
18	100																																																		
19	0																																																		
20	0																																																		
21	0																																																		
22	0																																																		
23	0																																																		
24	0																																																		

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019)

4.1.3 Resultado da análise das contribuições da 1ª (primeira) fase da Consulta Pública 039 da ANEEL

Resultado da análise das contribuições da primeira fase da Consulta Pública 039 da ANEEL: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

4.1.3.1 Soluções normativas (SN)

O Quadro 51 abaixo apresenta as soluções normativas da primeira fase da CP 039/2023 da ANEEL.

Quadro 51 - Soluções normativas da 1ª fase da CP 039/2023 da ANEEL

SN 1 – Determinação dos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição (MUST/D)	Alternativas regulatórias da SN1 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Montante do SAE ser considerado na faixa de potência; considerar a potência do SAE na faixa de potência que pode ser contratada, de forma similar ao caso das usinas híbridas e associadas. Desta forma, para o piso da faixa, o SAE poderia ser a maior geração, e para o teto, o SAE entraria na somatória de potências. Alternativa 2: Montante do SAE ser igual a zero; considerar como zero o montante adicional que o SAE deve contratar. Alternativa 3: Montante do SAE poder reduzir o piso da faixa de potência; de forma análoga a alternativa 1, mas nesse caso o SAE poderia reduzir o valor do piso da faixa de potência, visto que pode absorver os picos de injeção de potência da geração (peak-shaving da geração).” A ANEEL considera que a Alternativa 1 que propõe que a potência do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) deve ser incluída na faixa de potência contratada é oportuna para o caso geral, e que também é adequado permitir a adoção da Alternativa 3, exceto para instalações existentes, desde que observadas algumas condições que permitam a redução do valor do pico da faixa de potência e o <i>peak-shaving</i> da geração. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)
SN 2 – Determinação da maneira de contratação do uso da rede (CUST/D)	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST): Contrato celebrado entre o Acessante e o ONS, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das Instalações de Transmissão, integrantes da Rede Básica incluindo a prestação de serviços de transmissão, sob supervisão do ONS, assim como a de serviços de coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), pelo ONS. Alternativas regulatórias da SN2 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Possibilitar associação (várias outorgas em apenas um CUST/D); possibilitar a associação de empreendimentos para contratação única, de forma similar a definida para usinas associadas. Alternativa 2: CUST/D individuais; fazer apenas contratação individualizada para sistema de armazenamento.” A escolha recaiu sobre a Alternativa 1, que permite a combinação de várias outorgas em um único CUST/D. Segundo a ANEEL, o objetivo é facilitar e diminuir os custos administrativos e regulatórios, permitindo que as informações sejam reunidas em um único acordo contratual. É importante mencionar que, no caso de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) colocalizado em uma unidade consumidora, a injeção de potência na rede não será autorizada, e a quantidade contratada para injeção deve ser estipulada como zero. Isso se deve ao fato de que as unidades consumidoras não têm outorgas ou leis que permitam a inserção de energia no sistema após a sua conexão. Para unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, conforme estabelecido na Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), o uso do ESS já está regulamentado pela Resolução REN 1.000/2021.

	(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). De acordo com a Resolução nº 1.000, datada de 7 de dezembro de 2021, a empresa de distribuição está obrigada a responder a pedidos de conexão ou de aumento de capacidade feitos por unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, independentemente de haver um sistema de armazenamento de energia, conforme estipulado no Módulo 3 do PRODIST. Quando se trata de uma nova conexão ou do aumento da potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída, que resulte na reversão do fluxo de potência no ponto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deverá conduzir estudos para descobrir as possibilidades que evitem essa reversão. Essas opções podem incluir: reconfiguração dos circuitos e redistribuição da carga; escolha de um circuito elétrico diferente para a conexão da geração distribuída; conexão em um nível de tensão superior ao da unidade consumidora; redução permanente da potência que pode ser injetada; ou diminuição da potência injetável em horários e datas previamente determinados ou de forma dinâmica. Esse estudo realizado pela distribuidora deverá ser parte do orçamento de conexão a ser fornecido ao consumidor. Após a aprovação desse orçamento, o consumidor deve formalmente comunicar à distribuidora sua escolha entre as opções viáveis apresentadas, especificando, no mínimo, como será efetuada a redução da potência injetável, se haverá instalação de sistemas para armazenamento de energia e, caso exista, sugestões sobre como utilizar as funcionalidades dos dispositivos que fazem interface com a rede. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020). Conforme estipulado na Resolução nº 1.000, datada de 7 de dezembro de 2021, os sistemas de energia solar com uma capacidade instalada de até 3 MW, que tenham a habilidade de regular a produção mediante o armazenamento em baterias, com um mínimo de 20% da produção mensal das unidades solares, são classificados como um modelo de central elétrica com fonte despachável, ou seja, uma central que pode ser controlada localmente ou à distância. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).
SN 3 – Determinação da tarifa de uso da rede a ser utilizada (TUST/D)	As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são encargos aplicados aos consumidores de energia elétrica que utilizam a infraestrutura de transmissão para receber a eletricidade. Alternativas regulatórias da SN3 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Definir TUST/D específica para Sistema de Armazenamento de Energia (SAE); a tarifa seria a do perfil dominante do empreendimento, sendo apenas os eventuais excedentes aplicado a tarifa do perfil dominado. Por exemplo, caso o empreendimento absorva mais potência do que gere, se aplicaria tarifa do consumo, e apenas os eventuais excedentes de geração seriam tarifados sob tarifa geração. Alternativa 2: Aplicar TUST/D Consumo; aplicar a tarifa consumo a todo montante contratado. Alternativa 3: Aplicar TUST/D Geração; aplicar a tarifa geração a todo montante contratado.” No que diz respeito à metodologia de cobrança da tarifa de uso da rede (TUST/D) que será aplicada aos SAEs, a maior parte das opiniões favoreceu a Alternativa 1, com a implementação de tarifas específicas com base em um perfil predominante. Entretanto, a ANEEL observou a necessidade de revisões no entendimento do que constitui “perfil predominante”, priorizando a análise do efeito dos SAEs no sistema, em vez de simplesmente observar os montantes de uso. Com isso, sugere-se que a definição das tarifas seja guiada pelos custos reais atribuídos ao sistema, reconhecendo a bidirecionalidade dos fluxos de potência e a possível carga excessiva que os SAEs podem provocar na rede. Essa estratégia fortalece a correspondência entre os incentivos tarifários e a eficácia do sistema energético. A ANEEL ainda está considerando incluir os seguintes desdobramentos na opção: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) • Evitar cobrança duplicada do uso da rede;

	• Estabelecer parcela predominante, como geração ou como consumo; • Calcular parcela de encargo predominante; e • Calcular parcela complementar, a depender da diferença entre os montantes de uso de geração e consumo.
SN 6 – Elaboração e determinação de modo de outorga para o Agente Armazenador Autônomo	Alternativas regulatórias da SN6 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Desnecessidade de autorização específica; não seria emitida autorização ou outorga em específico. Alternativa 2: Registro de implantação específica de Armazenamento Autônomo (nova); seria emitido um registro quando da comunicação da implantação do sistema de armazenamento, similar ao que ocorre para as centrais geradoras de capacidade reduzida. Alternativa 3: Não permitir; não criar o agente Armazenador Autônomo e não permitir essa modalidade. Alternativa 4: Autorização específica de Armazenamento Autônomo (nova). Alternativa 5: Tratamento similar ao consumidor livre, sobre outorga; o agente deve necessariamente ter relacionamento com a CCEE e a rede, mas não seria emitido um ato de outorga. Não será um consumidor livre, apenas terá um tratamento similar quanto ao assunto outorga.” A avaliação das sugestões levou à recomendação de que a Alternativa 4 seja implementada, contanto que o agente mantenha a conexão com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, assegura-se o lastreio das transações comerciais e a capacidade de a unidade se comunicar com o centro de operações, possibilitando a supervisão do fluxo de potência e a eventual recepção de ordens do operador, visando a segurança do sistema. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).
SN 7 – Determinação do modo de outorga para usina de geração – outras fontes – com Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)	Alternativas regulatórias da SN7 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Alteração de características técnicas em usina já existente; alterar as características técnicas da outorga da usina. Alternativa 2: Desnecessidade de autorização/outorga específica; não seria emitida autorização e nem nenhum ato legal específico. Alternativa 3: Separar a outorga do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) da outorga de geração; emissão de nova outorga, separada da outorga do Gerador.” Houve consonância a sugestão originalmente apoiada pela ANEEL e a maior parte das contribuições obtidas. Assim, a ANEEL optou pela Alternativa 1, que permite ao agente do setor pedir a modificação das características técnicas para a inclusão do SAE ou a outorga independente para o SAE, mesmo que o ativo esteja colocalizado ao gerador. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)
SN 8 – Aperfeiçoar o modo de remuneração que envolva Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)	Alternativas regulatórias da SN8 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; manter regulamentação do jeito que está. Alternativa 1: Empilhar serviços competitivos separados. Permitir que o empreendimento com sistema de armazenamento (autônomo ou associado a geração ou consumo) possa explorar a prestação dos diversos serviços, e receber múltiplas receitas. Alternativa 2: Empacotar serviços e pagar por disponibilidade horária; o sistema de armazenamento receberia receita para ficar disponível ao

	sistema, que poderia operá-lo da maneira que julgar adequada, prestando vários serviços.” As sugestões obtidas alinharam-se à opção inicial da ANEEL, que é a Alternativa 1, com o empilhamento de serviços competitivos permitindo ao agente encarregado do SAE perceber diversas receitas. Essa opção visa promover a inclusão do SAE através de mercados competitivos, ou seja, mercados livres, o que deve ser distinguido de possíveis propostas de inclusão do SAE pelo Poder Concedente em sua estratégia setorial, que se refere aos mercados regulados. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)
--	--

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023)

4.1.3.2 Soluções não normativas (SNN)

O Quadro 52 abaixo apresenta as soluções não normativas da primeira fase da CP 039/2023 da ANEEL.

Quadro 52 - Soluções não normativas da 1ª fase da CP 039/2023 da ANEEL

SSN 1 – Publicação de dados da regulação e de mercado no sistema elétrico brasileiro	Alternativas regulatórias da SNN1 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; não realizar qualquer ação. Alternativa 1: Realização de reuniões para divulgação dos dados; a divulgação de dados seria por meio de reuniões periódicas, encontros com agentes e atores especializados, e <i>webinars</i>. Alternativa 2: Divulgação dos dados por meio de sites, sistemas, BI, plataformas e mídias sociais; a divulgação de dados relevantes seria por meio da publicação de relatórios online em sites, disponibilização de sistemas para consultas, BI, plataformas e mídias sociais.” A ANEEL optou por delimitar quais informações serão passíveis de publicidade, bem como a forma a ser adotada após finalizar a etapa de regulação.
SNN 2 – Estimular projetos de pesquisa e projetos-piloto	Alternativas regulatórias da SNN2 conforme Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) “Alternativa 0: Não regular; não realizar qualquer ação. Alternativa 1: Realizar projetos-pilotos ou <i>sandboxes</i> regulatórios; incentivar a realização de projetos individuais de P&D, e propor <i>sandboxes</i> regulatórios para explorar modelos de negócio via <i>learn by doing</i> ou solução de pontos críticos de carga/escoamento no sistema. Alternativa 2: Abrir nova chamada pública estratégica no âmbito do P&D; abrir uma nova chamada pública estratégica de P&D para o tema armazenamento “ Com base na avaliação das contribuições, a ANEEL sugere a implementação da Alternativa 1, que visa estimular a execução de projetos individuais de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) e estabelecer <i>sandboxes</i> regulatórios para investigar modelos de negócios via <i>learn by doing</i> ou solucionar desafios relacionados a carga/escoamento do sistema, (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) abrindo portas para testes de novas tecnologias e serviços inovadores. Assim, empresas não reguladas (como <i>startups</i>, instituições, etc.) ficam aptas a testar, por um determinado período, seus produtos, serviços e modelos de negócios inovadores no mercado real, enquanto que o regulador observa e monitora o desenvolvimento da nova solução e seu possível impacto no mercado.

Ao final do período de testes, o projeto pode ser autorizado ou não a atuar no mercado de forma plena, e novas regulações são criadas com base nesta experiência.

O mecanismo de experimentação regulatória tem imenso potencial para estimular a inovação em sistemas de armazenamento de energia, já que é uma forma proativa de acelerar a chegada de modelos inovadores em um mercado tão regulamentado quanto o do setor elétrico. Um modelo de negócio inovador é caracterizado por uma atividade que usa de uma tecnologia inovadora ou faz uso inovador de uma tecnologia já existente. Além disso, ele também pode ser considerado inovador se criar um produto ou serviço que ainda não é fornecido no mercado. Para ser qualificado desta forma o modelo necessita gerar ganhos de eficiência, redução de custos ou ampliação de acesso do público em geral a produtos e serviços do mercado.

Novas tecnologias de armazenamento de energia, chamadas estratégicas ANEEL: A Tabela 5 apresenta as rotas prioritárias dos investimentos em P&D de tecnologias de armazenamento de energia segundo a CGEE. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019, p. 12)

Tabela 5 - Rotas prioritárias dos investimentos em P&D de SAE

Tabela 9. Rotas prioritárias dos investimentos em P&D de tecnologias de armazenamento de energia

Prioridade	Rota Tecnológica
1	BMS – Battery Management Systems
2	Baterias
3	Bombeamento Reverso
4	Supercapacitores
5	Armazenamento energético em forma de gás
6	Volante de inércia
7	Armazenamento térmico com e sem transformação de fase
8	Termoquímicos (reatores)
9	CAES - armazenamento de energia de ar comprimido
10	LAES - armazenamento de energia de ar liquefeito
11	Supermagnetos

Fonte: CGEE (2018).

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2019, pg. 12)

Projeto de P&D intitulado “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistemas de Armazenamento por Baterias na Rede Básica” (PD-11138-0001/2023), iniciado em 13/03/2024.

Encerramento da Chamada Estratégica nº 21/2016, ocorrido em 27/06/2024, resultou em 11 patentes.

Figura 31 - Resultados sobre os Projetos da Chamada Estratégica Nº 21/2016 da ANEEL (2024)



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024)

A Figura 31 apresenta os resultados em 2024 sobre os projetos da chamada estratégica nº 21/2016 da ANEEL. Foram investidos R\$ 300 milhões em 20 projetos executados por 13 empresas. Foram recebidos 29 projetos de PDI de arranjos técnicos e comerciais para inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro. Desses, 21 foram aprovados em avaliação inicial e 20 foram concluídos. As principais tecnologias de armazenamento desenvolvidas foram baterias químicas e hidrogênio. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024).

Entre os produtos, metodologias e sistemas com patentes publicadas, estão, por exemplo, um sistema flutuante para usinas fotovoltaicas, desenvolvido por Furnas; um sistema de armazenamento de energia padrão para o controle local da tensão da rede e a gestão da produção e consumo local de energia em unidades conectadas às redes de baixa tensão, da Copel; e um sistema *Smart battery* para controle ativo do fluxo de potência e equalização para armazenadores eletroquímicos conectados à rede elétrica, desenvolvido pela Petrobras. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024).

Pode-se também incentivar a operação *off-grid* com SAEs semelhante a oferecida por empresas como a SolaX, para sistemas como o apresentado na Figura 32 abaixo.

Figura 32 – Microgrid Ready



Fonte: SOLAX (2024)

	Nota: A SolaX Power é uma—empresa que conta com 30% da força de trabalho dedicada à pesquisa e desenvolvimento e classificada entre as três melhores do mundo no ramo de sistemas de armazenamento de energia residencial.
--	---

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023)

4.1.4 Resultado da análise das contribuições da 2ª (segunda) fase da Consulta Pública 039 da ANEEL

Resultado da análise das contribuições da segunda fase da Consulta Pública 039 da ANEEL: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

2º fase consulta pública de 12/12/2024 a 30/01/2025

O anexo da Nota Técnica nº 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024) apresenta a Minuta REN proposta para tratamento regulatório para a implementação de Armazenamento de Energia Elétrica no setor elétrico brasileiro.

Na Minuta, quanto a Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023, (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023) é proposta a adição de obtenção de outorga de autorização para Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), assim como registro desses sistemas com capacidade reduzida; ampliou a definição de modelo de associação de instalações que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão para além de tecnologias apenas de geração para incluir os SAEs, caracterizando a nova finalidade como injeção de energia elétrica, e não mais apenas produção; acrescentou o conceito de SAE como o conjunto de equipamentos, dispositivos e tecnologias que utilizam energia elétrica para armazenamento de energia em qualquer meio, para posterior consumo, injeção na rede ou prestação de serviços ao sistema elétrico, podendo ser autônomo ou colocalizado; não limitando o tipo de tecnologia SAE, e o de SAE autônomo como agente autorizado ou registrado que possui sistema de armazenamento de energia elétrica que absorve potência elétrica integralmente da rede para posterior injeção ou prestação de serviços elétricos.

Adicionou a obrigação de pedido de outorga de autorização para exploração de Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) Autônomo com potência máxima de

descarga superior a 5.000 kW, devendo estas serem emitidas sob o regime de Produção Independente de Energia, nos termos do art. 2º do Decreto 2.003, de 10 de setembro de 1996 (BRASIL, 1996) que considera este como pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco – entendimento não altera art. 20.

A implantação de SAE com capacidade instalada reduzida não necessita realizar comunicação à ANEEL, quer dizer, não precisa ter seus dados cadastrados no sítio da ANEEL na internet. Na Minuta, quanto a Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022, (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022) é proposto a definição de unidade armazenadora de sistema de armazenamento de energia através de baterias como células de baterias conectadas a um inversor, de forma que o número de unidades armazenadoras do sistema de armazenamento de energia seja igual ao número de inversores que nela operarão; potência máxima de carga e descarga como potência máxima que um sistema de armazenamento pode fornecer durante a descarga, ou armazenar durante a recarga, a que for maior, medida em kW; e capacidade máxima de carga como quantidade total de energia que um sistema de armazenamento de energia pode armazenar, medida em kWh; bem como que os agentes detentores de registro, autorização ou concessão de geração, em que se inclui sistemas de armazenamento de energia deverão solicitar à ANEEL, para cada unidade armazenadora nova, a liberação para o início da operação em teste, comercial ou apta à operação comercial – não traz referência na resolução de sistemas de armazenamento de energia geral apenas de sistemas de armazenamento de energia através de baterias, se fosse utilizar a definição geral de sistemas de armazenamento de energia em qualquer meio haveria de referenciar a Resolução 1.071 também (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

Ademais, preconiza que o processo de outorga de autorização de sistema de armazenamento de energia ou de inclusão de sistema de armazenamento de energia colocalizado ou de registro de sistema de armazenamento de energia de capacidade reduzida observará o registro da potência máxima de carga e da capacidade máxima de carga, conforme valores declarados pelo requerente.

Com base nas contribuições colhidas durante a primeira fase da CP nº 39/2023, as áreas técnicas da ANEEL apresentaram uma primeira proposta regulatória consolidada na Nota Técnica (NT) nº 266/2024-SGM-SCE-STD-SCE/ANEEL, discutida e deliberada na 46ª Reunião Pública Ordinária (RPO) da Diretoria Colegiada, realizada em 2024. Principais propostas da ANEEL para a regulamentação do tema: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024)

O Quadro 53 apresenta as principais propostas da ANEEL para regulamentação dos sistemas de armazenamento de energia.

Quadro 53 - Principais propostas regulatórias da ANEEL relativas aos sistemas de armazenamento de energia

a) Determinação do MUST/D a ser contratado	A determinação dos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) e de Distribuição (MUSD) para projetos que envolvam Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) independentemente de serem independentes ou colocalizados junto à geração, é um aspecto fundamental no processo de regulamentação. Assim sendo, das opções apresentadas, as áreas técnicas da agência decidiram levar em conta o sistema de armazenamento na faixa de potência contratada, existindo duas opções: Opção 01 – Levar em conta o sistema de armazenamento dentro do limite de potência acordado: a potência do sistema de armazenamento será contemplada na faixa que pode ser contratada, sendo que o limite inferior será determinado pela maior geração que pode ser injetada e o limite superior pela soma das potências de geração e armazenamento. Isso permitirá que os projetos já existentes instalem sistemas de armazenamento sem modificar os parâmetros que foram anteriormente acordados. Opção 02 – Diminuição do limite da faixa de potência: Existe a chance de diminuir o limite da faixa de potência contratada, desde que sejam atendidas três condições principais: (1) a diminuição máxima de 15% do MUSD/T, que se aplica a sistemas de armazenamento que estão integrados com a usina geradora; (2) fortalecimento das ações de <i>enforcement</i>, englobando normas relacionadas a restrições de ultrapassagens e a necessidade de implementação de sistemas como o Sistema Especial de Proteção (SEP); (3) proibição de serviços que necessitem de despachos de potência do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ou das distribuidoras, em situações que demandem a utilização da rede para injeção em plena potência (geração + armazenamento) além do limite de potência reduzida. É importante destacar, no entanto, que essa opção se aplica apenas aos novos usuários da rede.
b) Definição da forma de contratação do uso da rede (CUST/D)	A sugestão das seções técnicas da ANEEL é que a contratação para utilização da rede seja unificada para projetos que envolvem sistemas de armazenamento, possibilitando a combinação de empreendimentos de geração e armazenamento em um único acordo. Contratação única: (i) é possível juntar os projetos de geração e armazenamento, resultando em um único Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (CUST/D); (ii) essa contratação não faz distinção entre o fluxo de potência (seja de consumo ou de geração), substituindo o modelo atual que possui contratos separados para carga e consumo.

	Ponto a considerar Desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (TUSD/T): o desconto tarifário, conforme estabelecido pela Lei nº 14.120/2021 (BRASIL, 2021) e pela Resolução Normativa (REN) nº 1.031/2022, (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022) depende da origem da energia injetada no sistema. Assim, se o sistema de armazenamento for alimentado unicamente pela energia produzida pela central associada, o desconto na tarifa se mantém, visto que o sistema de armazenamento não gera energia adicional, apenas armazena. Por outro lado, se o sistema de armazenamento for alimentado com energia proveniente do sistema, o desconto tarifário não se aplica, em um procedimento similar ao que é utilizado para as Centrais Geradoras Híbridas (UGH), em que uma das fontes não é elegível para o benefício. Sistema de armazenamento em usuários: não será autorizado que unidades que utilizam sistemas de armazenamento injetem potência à rede, uma vez que não têm outorga e não há amparo legal ou normativo para isso. Deste modo, nessas situações, a quantidade contratada para injeção deve ser estipulada como zero. Exceção MMDG: a colocação de sistemas de armazenamento está sob a regulação da REN nº 1.000/2021, garantindo diretrizes particulares para tais situações. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021)
c) Determinação da Tarifa de Uso da Rede a ser aplicada (TUSD/D)	Um outro ponto importante a ser regulamentado foi a definição da TUSD/D aplicável aos sistemas de armazenagem de energia. Nesse contexto, as divisões técnicas da ANEEL sugeriram a escolha da opção que estipula a tarifa baseada no perfil predominante do projeto. Para esclarecer, a tarifa principal a ser cobrada seria fixada de acordo com o perfil predominante do projeto, ou seja, se é gerador ou consumidor. Já as quantidades que excederem o perfil dominante serão cobradas pela tarifa do perfil secundário correspondente. Por exemplo, se um projeto consumir mais potência do que produz, a tarifa de consumo será a padrão, enquanto os excedentes gerados serão cobrados pela tarifa de geração. Da mesma maneira, para projetos com predominância na geração, a tarifa aplicada será a de geração, e os excedentes consumidos serão tarifados pela tarifa de consumo. Contudo, as divisões técnicas ressaltaram que ainda é preciso avançar na definição do que se considera perfil dominante, além de estabelecer critérios bem definidos para classificar os excedentes e a frequência das revisões que determinarão o perfil de cada projeto. Ademais, a proposta sugere a implementação de uma tarifa flutuante, que muda conforme a utilização da rede, incorporando a ideia de sinal locacional, de forma que os custos reais relativos ao uso da rede em diferentes regiões sejam considerados.
d) Modo de outorga para sistemas de armazenamento	Outorga ao agente de armazenamento independente: a concessão da outorga será determinada conforme autorização como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), levando em consideração a natureza do sistema de armazenamento como um agente autônomo. Outorga para usinas de geração com sistemas de armazenamento: Para usinas que possuem sistemas de armazenamento, a proposta das áreas técnicas da ANEEL oferece aos agentes duas opções: (1) modificar as especificações técnicas, permitindo que o sistema de armazenamento seja incorporado à outorga que já existe da usina de geração; (2) a criação de uma nova outorga independente, possibilitando que o agente escolha criar uma outorga específica para o sistema de armazenamento, mesmo que este esteja situado junto com a central de geração.
e) Modo de remuneração dos sistemas de armazenamento	A proposta aceita pelas subdivisões técnicas da ANEEL sugere que as instalações de armazenamento de energia poderão receber compensações por oferecer diversos tipos de serviços, permitindo a utilização de várias funções e a obtenção de rendas variadas. Contudo, os futuros períodos de regulamentação abordarão a determinação dos serviços que podem ou não ser empilhados por motivos

	técnicos, além de definir um modelo e uma operação dos mercados que impeçam o agente de receber pagamento duplo pelo mesmo serviço.
f) Aplicação dos encargos setoriais aos sistemas de armazenamento	A análise sobre a imposição de encargos setoriais aos sistemas de armazenamento foi realizada pelas divisões técnicas da ANEEL, levando a sugestões que buscam elucidar a forma como esses encargos incidem. Nesse contexto, a proposta indicada sugere que os encargos setoriais sejam calculados com base no total de consumo do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), ou seja, sobre o valor integral retirado da rede, sem considerar a geração injetada, aplicando-se a abordagem aos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e de Encargo de Energia de Reserva (EER). De maneira similar, os encargos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) também devem ser calculados com base no consumo total, sendo cobrados pelas distribuidoras e transmissoras através da TUST/TUSD. As áreas técnicas concluíram que, dado que o SAE não gera energia, mas sim consome, armazena e devolve ao sistema, é apropriado que os encargos sejam aplicados ao consumo bruto, diferenciando-o de um autoprodutor de energia elétrica. Assim, o SAE não teria acesso aos mesmos benefícios concedidos a um autoprodutor. No que diz respeito à participação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foi sugerido que os SAEs sejam reconhecidos como participantes da Câmara na categoria de geradores, de forma semelhante aos Produtores Independentes de Energia (PIE). Ademais, foi ressaltado que há necessidade de revisitar as regras de comercialização para alinhar o tratamento regulatório ao consumo total dos SAEs, uma vez que, segundo as normas vigentes, agentes que possuem tanto consumo quanto geração podem usufruir de descontos nos encargos, o que não se aplicaria aos sistemas de armazenamento. As áreas técnicas também indicaram que este assunto requer uma revisão das Regras de Comercialização, tarefa a ser implementada pela ANEEL em colaboração com a CCEE.
g) Processo de fiscalização	No contexto das sugestões apresentadas pelos setores técnicos da ANEEL, foi incorporada uma previsão na REN nº 846/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019) que abrange as particularidades dos Sistemas de Armazenamento de Energia em relação às atividades de fiscalização, buscando guiar a imposição de sanções aos agentes de armazenamento autônomo, levando em conta as características específicas de suas operações.
h) Prestação de serviços ancilares	Com relação à oferta dos serviços ancilares, é importante ressaltar que, com a emissão da REN nº 1.062/2023, (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023) foi garantida a imparcialidade tecnológica, possibilitando que qualquer fonte que cumpra os critérios operacionais determinados pelo ONS possa fornecer o serviço ancilar de suporte. No âmbito regulatório, já está contemplada a adoção de tecnologias de armazenamento para a prestação de serviços ancilares, como o suporte de reativos, sendo responsabilidade do ONS estabelecer os requisitos técnicos necessários para a efetiva realização desses serviços. Além disso, foi sugerida a atualização da REN nº 1.030/2022, (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022), para adicionar claramente a opção de fornecimento de serviços ancilares por meio de sistemas de armazenamento, desde que atendam os critérios a seguir: (i) evidência dos requisitos técnicos; e (ii) benefício econômico.
i) Programa de Resposta da Demanda	No contexto do Programa de Resposta à Demanda, foi avaliada a possibilidade de integrar Sistemas de Armazenamento de Energia nas propriedades dos consumidores que participam, <i>behind the meter</i>, sem a necessidade de mudanças nas normas. Contudo, as áreas técnicas ressaltaram que pode ser necessário realizar alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização, que são elaborados pela CCEE, além dos Procedimentos de Rede e das Rotinas Operacionais, estabelecidos pelo ONS. Isso se deve ao fato de que, conforme indicado pelas áreas técnicas, as modificações seriam essenciais para gerenciar os efeitos que as operações diárias de carga e descarga dos sistemas de

	armazenamento podem provocar na definição da linha base de consumo, a qual serve como referência para calcular a diminuição do consumo nos mecanismos de resposta à demanda.
--	--

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023)

4.2 Leilões de Reserva de Capacidade e Participação dos SAEs

O Quadro 54 abaixo apresenta as principais premissas relativas aos Leilões de Reserva de Capacidade com participação de SAEs.

Quadro 54 - Premissas relativas aos Leilões de Reserva de Capacidade com participação de SAEs

Leilões de Reserva de Capacidade e Participação dos SAEs	O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais responsabilidades incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O MME é também quem estabelece o planejamento do setor energético nacional, monitora a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e define ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021). O mercado brasileiro é desenhado para contração dos requisitos de energia. Os requisitos de potência e de flexibilidade devem ser assegurados pelo MME com base na contratação de reserva de capacidade. Para atender estes requisitos faz-se leilões de capacidade. (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2024) Contratos de Capacidade: Base Sólida para Investimentos de Longo Prazo Os contratos de capacidade representam uma das formas mais estáveis de monetização para sistemas de armazenamento de energia. No Brasil, o Decreto 10.707/2021 regulamentou a contratação de reserva de capacidade na forma de potência, estabelecendo que vendedores podem assinar Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP) com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com duração de até 15 anos. Este modelo proporciona previsibilidade de receitas para os investidores, pois garante pagamentos pela disponibilidade de potência, independentemente da energia efetivamente despachada. Os leilões de energia promovidos pela ANEEL, admitem a participação de pessoa jurídica de direito privado nacional ou estrangeira e Fundo de Investimento em Participações (FIP), isoladamente ou reunidos em consórcio. A pessoa jurídica de direito privado estrangeira deve necessariamente designar representante legal no Brasil. Caso venha a participar do certame isoladamente, deve constituir, sob as leis brasileiras, uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) para fins de outorga de autorização. Para a pessoa jurídica de direito privado estrangeira que participa em consórcio com pessoa jurídica de direito privado nacional também é obrigatória a constituição de SPE para fins de outorga de autorização, sendo que a liderança do consórcio deve caber, necessariamente, à pessoa jurídica de direito privado nacional. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020) Para participar dos leilões os empreendimentos devem ser previamente cadastrados na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A forma e o conteúdo da documentação necessária para cadastramento de projetos com interesse em participar dos Leilões de Energia Elétrica do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) são disponibilizados pela EPE. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2025)
---	---

	O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência surge da necessidade constatada nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDEs) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024) de contratação de capacidade de potência para atender aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Portaria MME nº 812/2024 e os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) abrem caminho para a inserção dos SAEs em processos de contratação centralizada. A previsão é que os SAEs possam competir em igualdade com outras fontes despacháveis, contribuindo para a confiabilidade do sistema. Diferentemente dos leilões comuns no setor de eletricidade, que costumam envolver a contratação de produtos relacionados à geração de energia por extensos prazos, o Leilão de Capacidade visa a contratação de projetos que aumentem a potência elétrica do sistema. Assim, os produtos que são transacionados neste novo formato de leilão possuem atributos distintos e, por isso, apresentam riscos diferentes dos que os investidores estão acostumados. Entretanto, para viabilizar sua participação efetiva, é necessário adaptar as regras de habilitação técnica, precificação dos serviços e contratos de fornecimento, considerando as peculiaridades do armazenamento. Recomenda-se a utilização de um processo semelhante ao que se aplica à ligação de projetos de geração de energia eólica e solar, onde no leilão é apenas necessário apresentar a disponibilidade de margem de conexão e os CUST correspondentes devem ser regularizados pelo agente antes da data em que o empreendimento comece a operar. O primeiro leilão de capacidade brasileiro foi em 2021 e ele estava restrito a apenas uma tecnologia, termelétricas. É importante abrir os novos leilões para as diferentes tecnologias. Ademais o leilão tinha o período de 15 anos, ou seja, tem que se honrar a capacidade contratada por meio dessa fonte por todo esse período de tempo. Na Consulta Pública nº 160/2024 do MME sobre o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência - LRCAP 2024 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024), a inclusão de sistemas de armazenamento já estava na pauta das contribuições. A Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0 apresenta as baterias como potenciais candidatas a fazerem parte do LRCAP 2024. “Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos: [...] VI - Produto Potência Renovável 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração renovável, novos e existentes, com unidades de armazenamento de energia despachável. [...] III - a não entrega da potência requerida por sistema de armazenamento implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue nas 120 horas críticas de cada ano, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.” EPE-DEE-NT-050/2023-r0: Oferece uma avaliação dos padrões a serem utilizados para estabelecer a exigência de capacidade que o LRCap deve cumprir. A avaliação determina que essa exigência deve ser estabelecida como as 120 horas mais críticas de cada ano, determinada de forma retrospectiva com base nas horas de maior demanda líquida observadas anualmente. A NT da EPE demonstra que o requisito de potência apresenta duração menor ou igual a 4 horas por dia durante todo o horizonte projetado. Assim os empreendimentos contratados devem estar disponíveis nas 120 horas mais críticas do ano, limitadas ao teto de 4 horas críticas por dia. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023) O LRCAP Armazenamento de 2025 inovou com a contratação de sistemas de armazenamento por meio de baterias para a entrega de disponibilidade de potência – contratação de reserva de capacidade de
--	--

	potência por meio de baterias. O Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou para debate com a sociedade a minuta preliminar da Portaria de Diretrizes para a realização deste Leilão. A consulta pública sugere a realização do leilão no segundo semestre de 2025. Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025. Ministério de Minas e Energia (MME). Nota Técnica Nº 125/2024/DPOG/SNTEP. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica Minuta de portaria de diretrizes para a execução do Leilão de Reserva de Capacidade no formato de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025, que envolve a contratação de potência elétrica através de novos sistemas de armazenamento que adicionem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, modificou os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, para possibilitar a realização de leilões para contratação de reserva de capacidade, sob a forma de potência. O Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, estabeleceu normas para a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. (BRASIL, 2021). Segundo o art. 2º do regulamento, a reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada para atender à necessidade de potência requerida pelo SIN com o intuito de assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica. O requisito de capacidade de potência advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e mais recentemente foi sinalizado no Caderno de Estudos dos Requisitos de Energia e Potência do PDE 2034 (SEI nº 0955695). (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024). A capacidade de resposta instantânea e à flexibilidade operativa e locacional dos sistemas de bateria os tornam candidatos potenciais a diversas aplicações no Setor Elétrico Brasileiro, inclusive, no atendimento à ponta do sistema, mesmo com os desafios regulatórios a serem superados para a consolidação da fonte. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) Em 24 de maio de 2024, foi realizado um Seminário, organizado pelo MME, para debater as perspectivas e desafios para a inserção de baterias no SIN. No Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2025, publicado em 2016, a expansão indicativa era baseada unicamente no requisito de energia. Necessidade de atualização, o novo Plano Decenal de Expansão de Energia considera requisitos de energia (montantes médios acumulados no tempo, escala anual, foco na produção, busca da energia por (R\$ por) MWh mais barato) e também de (contratação de) potência (grandezas instantâneas, disponibilidade atual ou disponibilidade do ativo, o (R\$ por) MWh disponível mais barato) critérios de suprimento, mudança das métricas, inclui métrica de potência. Necessidade de adequar devidos às novas fontes de geração no sistema e mudanças (maior geração distribuída, lado da demanda, etc.). Passou a contratar potência também e não mais apenas energia. Instrumentos de avanço na quantificação para melhor adequabilidade dos produtos energia e potência no sistema, o que contribui para uma construção do planejamento da expansão e operação mais ajustados à nova realidade do sistema. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024) A Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 176/2024 trata da proposta de diretrizes para realização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) na forma de potência de 2025, através de Sistemas de Armazenamento. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). A contribuição traz reflexões e análises relevantes para endereçar aspectos relacionados às múltiplas funções do <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS), ao sinal locacional, ao cálculo de margem, à prestação de serviços
--	--

	ancilares e de transmissão, ao regime de outorga, à apuração do desempenho operativo, à incidência de encargos, entre outros. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela estruturação da proposta de regulação aplicável a soluções de armazenamento e levará em consideração a Consulta Pública nº 176/2024 como também a nova fase da Consulta Pública ANEEL nº 039/2023. O Ministério de Minas e Energia (MME) deu um passo significativo no fomento de soluções de armazenamento de energia no SIN com a abertura da Consulta Pública 176/2024 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) para reunir contribuições da sociedade sobre a contratação de energia elétrica por meio de sistemas de armazenamento, através de Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) programado para junho de 2025. Os empreendimentos contratados no LRCAP deverão se comprometer com o fornecimento de até 4 (quatro) horas diárias de potência, com opção de despacho adicional conforme decisão do ONS. Empresas brasileiras e estrangeiras podem participar, o que impulsiona o desenvolvimento e a adoção de tecnologias de armazenamento que já estão consolidadas em mercados internacionais, para adoção de soluções tecnológicas inovadoras no Brasil. Portaria GM/MME nº 812, de 26 de setembro de 2024 A minuta de Portaria Normativa GM/MME Nº 812 estabelece as Diretrizes para a efetivação do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, por meio de novos sistemas de armazenamento que adicionam potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, através de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025". (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) Critérios técnicos: “1-Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 deverão atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária e em tempo real estabelecida pelo ONS. 2-O compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima é igual a 4 (quatro) horas diárias (capacidade de operação contínua por, no mínimo, 4 (quatro) horas consecutivas no mesmo dia), conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento. 3-Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima. 4-Os sistemas de armazenamento de energia em baterias devem possuir Custo Variável Unitário (CVU) menor ou igual a zero. 5- Os sistemas de armazenamento de energia em baterias devem ter disponibilidade de potência total de, no mínimo, 30MW de potência; 6-O Barramento Candidato deve ter capacidade remanescente para escoamento maior ou igual à respectiva potência injetada. 7-O vendedor não é isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF. 8-As Indisponibilidades Programadas - IP do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos Procedimentos de Rede. 9-Os sistemas de armazenamento em baterias podem realizar a prestação de serviços ancilares, desde que: I - o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano;
--	---

	II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o período da recarga seja coordenado com o ONS." Pagamento empreendedor: Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa (a Receita Fixa terá como base de referência o mês de agosto de 2024 e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) verificado entre o mês de agosto de 2024 e o mês de realização do Leilão, junho de 2025. A Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do IPCA), em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores. Crítérios comerciais: "1-A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade (para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE), e será regulamentada pela ANEEL. 2-Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida. 3-Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela ANEEL, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração. 4-A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede. 5- As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos CRCAPs e nos Procedimentos de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o item 3. 6- Serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos. 7- O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029. 8- Os vendedores farão jus à remuneração resultante do LRCAP Armazenamento de 2025 após o início de suprimento (1º de julho de 2029) e após a entrada em operação comercial do empreendimento. 9-O cálculo da Receita Fixa - RF é de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros: a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno); b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão e Distribuição; c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição; d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M; e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor; f) tributos e encargos diretos e indiretos; g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS; e h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato (10 anos) incluindo eventuais investimentos.
--	---

	10-A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP. 11-O empreendedor está sujeito às penalidades: a) pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2025; b) pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS. 12- O empreendedor pode solicitar à ANEEL a antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento, condicionada (a antecipação) à avaliação e concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições: I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento. 13- Na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por <i>constrained-off</i> relativa à prestação de serviços auxiliares" Segundo Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTE, o compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima no LRCAP Armazenamento de 2025 será igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento. Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima. O ONS despachará o empreendimento sempre que necessário. Além disso, a responsabilidade pela recarga das tecnologias de armazenamento recairá sobre o empreendedor, sendo importante que o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia, ou 365 ciclos completos por ano, o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e, o período da recarga seja coordenado com o ONS, e na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por <i>constrained-off</i>. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024) Segundo Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTE, os sistemas de armazenamento em baterias não serão remunerados pelos Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP) por custos referentes à energia. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021). A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças – PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP. Os sistemas de armazenamento necessitarão possuir disponibilidade de potência igual ou superior a 30 MW. Essa última exigência tem o intuito de atender a uma questão operativa, visto o custo envolvido na coordenação da operação de sistemas de menor porte. No que se refere à disponibilidade dos sistemas de armazenamento, propõe-se para o LRCAP Armazenamento de 2025 mecanismos que reforcem o compromisso de entrega de potência pelos empreendimentos vencedores. Além disso, o risco relativo à incerteza de despacho pelo ONS ficará alocado ao empreendedor, inclusive no que tange à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida. Pela disponibilidade da potência contratada, os empreendedores farão jus à uma receita fixa, em R\$/ano, a ser recebida em doze parcelas mensais. Essa receita poderá ser reduzida conforme apuração
--	--

	mensal do desempenho operativo do empreendimento, observando-se a efetiva disponibilidade, em atendimento a necessidade de potência. Nesse sentido, considerando que o objetivo do LRCAP Armazenamento de 2025 é o atendimento das necessidades sistêmicas de potência, o contrato deverá prever redução de 1 (um) por cento da parcela mensal da receita fixa para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30 (trinta) por cento para cada mês de apuração.
--	---

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2024)

4.3 Classificação Regulatória e Enquadramento dos SAEs

A indefinição quanto à classificação dos SAEs — se são geração, carga ou infraestrutura — tem dificultado sua inserção regulatória. O novo marco busca resolver esse impasse com um enquadramento funcional, no qual o SAE é reconhecido conforme a sua aplicação no sistema:

- SAE como gerador virtual;
- SAE como recurso de rede;
- SAE como instrumento de serviços ancilares.

Esse enquadramento possibilita a construção de regras específicas para:

- Tarifas de uso do sistema;
- Encargos e tributos aplicáveis;
- Remuneração por serviços prestados.

4.4 Desafios Atuais e Perspectivas Regulatórias

Apesar dos avanços, ainda persistem obstáculos relevantes:

- Ausência de uma legislação federal que reconheça os SAEs como ativos regulatórios;
- Falta de definição sobre a monetização dos benefícios não energéticos (como alívio de rede ou qualidade de fornecimento);
- Necessidade de coordenação entre ANEEL, ONS, CCEE, MME e agentes de mercado para construção de um modelo integrado;
- Complexidade na modelagem de leilões específicos para armazenamento.

Ainda assim, o Brasil dispõe de oportunidades significativas para liderar a regulação de SAE na América Latina, especialmente se aliar os SAEs a políticas de inovação, desenvolvimento industrial e expansão das energias renováveis. O próximo capítulo propõe um conjunto de diretrizes e instrumentos para acelerar essa agenda.

5 PROPOSTA REGULATÓRIA, POLÍTICA E COMERCIAL DE FOMENTO AOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

É interessante estabelecer diretrizes para o reconhecimento do armazenamento como ativo separado da geração e da carga, garantindo acesso não discriminatório às redes. O armazenamento poderia ser contemplado no contexto de um pacote de energia limpa e nos Planos Nacionais de Energia, além de receber incentivos diretos, mecanismos de leilão e tarifas diferenciadas.

A seguir, no Quadro 55, são apresentados os vários tópicos da proposta regulatória, política e comercial relativa aos sistemas de armazenamento de energia sugerida com base nas experiências internacionais e com a análise do cenário brasileiro:

Quadro 55 - Tópicos da Proposta Regulatória, Política e Comercial relativa aos SAEs

Problemática da <i>double taxation</i>	O <i>double taxation</i> pelo uso da rede é um obstáculo altamente contraproducente para o negócio de armazenamento, pois penaliza financeiramente o agente de armazenamento cobrando o SAE duas vezes, entendendo que, quando é carregado, ele se comporta como um consumidor e, quando é descarregado, se comporta como um gerador. A dupla cobrança é um obstáculo comumente mencionado que precisa ser eliminada, e assim tem ocorrido em vários países que já estão revisando e aprimorando suas legislações iniciais sobre armazenamento de energia.
Proposta de criação de uma nova classe de ativos para sistemas de armazenamento de energia, afim de evitar dupla cobrança tarifária	De acordo com a regulamentação atual do imposto sobre eletricidade, o armazenamento de eletricidade (exceto o armazenamento hidrelétrico bombeado) não está isento do imposto sobre eletricidade importada da rede para fins de armazenamento. A falta de um quadro jurídico claro sobre o armazenamento de energia o faz enquadrar-se muitas vezes como geração quando descarrega energia na rede, ou como consumo, quando se carrega conectado à rede. Assim, com a aplicação da atual legislação há dupla cobrança tarifária, uma pela geração e outra pelo consumo, cada uma com requisitos próprios, de uso dos sistemas de transmissão para os sistemas de armazenamento de energia. Ademais, a celebração de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) precede a cobrança e é separado por modalidade, ou seja, um CUST para geração e outro CUST para consumo. Assim, diferentemente disso, propõe criar uma classe de ativos específica para os sistemas de armazenamento de energia, como acontece no Chile, e eliminar a dupla cobrança de tarifas, ou poder-se-ia optar pela classificação sobre apenas uma, geração ou consumo, como é o caso do Reino Unido onde o SAE é classificado apenas como ativo de geração. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023)
	Planejamento do sistema de energia: • remoção da cobrança dupla de rede para SAE. • definição e classificação de SAE nas legislações relevantes. • clarificação da propriedade de SAE, além de facilitar o acesso à rede.
Definir Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) na legislação principal	A revisão da <i>European Energy Taxation Directive</i> , por exemplo, reclassificou o armazenamento de energia como redistribuidores a partir de janeiro de 2023, resultando em uma única cobrança para extrair ou fornecer energia.

Regulamento declarando serviços prestados pelos SAEs	Embora o armazenamento possa ser tecnicamente capaz de fornecer serviços essenciais à rede, se nenhum regulamento ou diretriz declarar explicitamente que o armazenamento pode fornecer esses serviços, as concessionárias e os operadores de mercado podem não estar dispostos a adquirir serviços do BESS. Os serviços oferecidos por BESSs e passíveis de remuneração devem estar definidos claramente nos regulamentos. A variedade de serviços diferentes que o armazenamento pode fornecer geralmente abrange vários mercados e fontes de compensação. Por exemplo, a regulação da frequência pode ser compensada num mercado grossista, mas os diferimentos do investimento em transporte ou distribuição podem ser compensados como um custo de serviço pela concessionária ou pelo operador do sistema. Em algumas jurisdições, a prestação de serviços em diferentes fontes de remuneração é restrita pela regulamentação. Limitar os serviços que as baterias podem fornecer com base em onde o serviço é prestado ou como é compensado pode influenciar a frequência com que são utilizados e se continuam sendo um bom investimento econômico. (THE FARADAY INSTITUTION, 2021, PG 174) É interessante categorizar os serviços, os mercados e as receitas em cada caso.
Possibilitar, no mercado de energia brasileiro, a prestação e remunerar	Possibilitar, no mercado de energia brasileiro, a prestação e remunerar as funções de flexibilidade da rede, oferecidas por sistemas de armazenamento de energia, descritas na Figura 24 e detalhada pelo Quadro 29.
Remuneração por cada serviço prestado (revenue stacking)	Atualmente, alguns serviços prestados pelo armazenamento não são avaliados nos cálculos de rentabilidade e, em muitos países, apenas certas combinações de serviços podem ser permitidas devido a restrições de empilhamento de valores. Uma remuneração adaptada à capacidade multiserviços de armazenamento permitiria melhorar a rentabilidade do armazenamento fixo através da diversificação das fontes de rendimento.
Habilitação do prestador de suporte de reativos	Atualmente, no ambiente de regulamentação, são considerados como provedores de serviços ancilares de apoio reativo apenas as unidades geradoras que oferecem potência ativa ou atuam como compensadores síncronos. Em relação à remuneração, esta é realizada somente quando a operação é feita na função de compensador síncrono, por meio da tarifa de serviços ancilares – TSA. As outras usinas que fornecem potência ativa oferecem o serviço sem custo para o sistema. No panorama global, observa-se que alguns países possuem sistemas de compensação monetária para serviços ancilares de suporte reativo em um mercado competitivo. Com isso, o item (c) do 6.1.1 do ONS poderia ser mais extensivo quanto o rol de prestadores de suporte de reativos também – Resolução normativa ANEEL N° 1.068, de 25 de julho de 2023.
Remuneração de novos serviços ancilares e prestação deste por novos participantes no mercado	Os serviços ancilares necessitam ser adaptados para aumentar a flexibilidade do sistema, remunerando novos serviços necessários em um contexto de alta variabilidade. Além disso, além de estar aberto a unidades de geração convencionais, o mercado de serviços ancilares deve estar aberto a novos participantes, como geradores de energia renovável em larga escala e armazenamento em baterias, e a provedores de <i>Distributed Energy Resources</i> (DERs), incluindo resposta à demanda, armazenamento em baterias em pequena escala e geração distribuída de energia renovável (VRE). A participação de DERs em mercados de serviços ancilares acontece em vários países. Na Europa, por exemplo, a empresa Next Kraftwerke, detém uma <i>Virtual Power Plant</i> (VPP) com aproximadamente 5.500 unidades distribuídas, que oferecem serviços ancilares – reserva primária, secundária e terciária; no mercado europeu (IRENA, 2019). Os DERs, como sistemas solares em telhados, sistemas de armazenamento de baterias atrás do medidor, veículos elétricos <i>plug-in</i> e cargas comerciais e industriais, podem fornecer serviços ancilares aos operadores do sistema por meio de incentivos baseados em preços, muitas vezes chamados de " <i>explicit demand response</i> ". Ao aumentar a liquidez e a concorrência nos mercados de serviços ancilares, os DERs também podem ajudar a reduzir os custos de aquisição de serviços ancilares. Os DERs podem ser autorizados a participar de forma independente ou por meio de

	agregadores ou varejistas, dependendo do <i>design</i> de mercado em vigor. Os DERs poderiam participar de mercados locais de flexibilidade. Os mercados de flexibilidade local são plataformas que centralizam as ofertas de flexibilidade local para permitir que os operadores do sistema aliviem de forma confiável e econômica os congestionamentos físicos e gargalos da rede. Os DSOs poderiam então adquirir serviços de sistema local de DERs para resolver problemas relacionados à regulação de tensão, qualidade de energia e congestionamento da rede de distribuição.
Medidas para melhorar a segurança sobre o tratamento da armazenagem	Licença de produção modificada que esclarece o armazenamento como um subconjunto de geração e seu tratamento nos códigos industriais aplicáveis para armazenamento. A posse da licença permitiria igualmente que as instalações de armazenamento de eletricidade evitem o pagamento excessivo das quotizações sobre o consumo final. Os consumidores que possuam uma instalação de armazenamento de energia poderiam: (a) ter o direito a uma ligação à rede num prazo razoável após o pedido, desde que estejam cumpridas todas as condições necessárias; (b) não estar sujeitos a '<i>double charges</i>', incluindo tarifas de rede, para a eletricidade armazenada que permanece dentro de suas instalações ou a prestação de serviços de flexibilidade aos operadores do sistema. A exemplo, a <i>Eurelectric</i> apelou à eliminação da dupla tributação existente em matéria de injeção e retirada, uma vez que as instalações de armazenamento não consomem energia e, por conseguinte, não devem estar sujeitas a um imposto sobre a reinjeção, em conformidade com o artigo 18.º da Diretiva UE/2019/943. (EUROPEAN UNION, 2019). A <i>Eurelectric</i> apelou à implementação do Regulamento UE/2019/943 (EUROPEAN UNION, 2019) e da Diretiva UE/2019/944 (EUROPEAN UNION, 2019) sobre a configuração do mercado, adotando uma definição clara de armazenamento de energia, eliminando os limites máximos de preços, reduzindo o tamanho mínimo das ofertas e limitando os serviços ancilares não pagos e não relacionados à frequência. Em março de 2024, numa carta dirigida aos representantes da <i>Economic and Monetary Affairs Committee</i> (ECON), um grupo de industriais (do qual a <i>Eurelectric</i> é membro) propôs uma alteração para que os consumidores com instalações de armazenamento de energia (EV, baterias estacionárias) e transformadores de eletricidade sejam considerados redistribuidores quando fornecem eletricidade e, portanto, não estão sujeitos a dupla tributação. Tal, se aplicada no Brasil, incentivaria o desenvolvimento da participação dos consumidores na estabilidade da rede, incluindo, em especial, a instalação de sistemas locais de baterias estacionárias. (c) não estar sujeitos a requisitos de licenciamento ou taxas de licenciamento desproporcionadas; (d) estar permitidos a fornecer vários serviços simultaneamente, se tecnicamente viável.
Propriedade das instalações de armazenamento de energia pelos operadores das redes de distribuição	Os operadores de redes de distribuição não poderiam possuir, desenvolver, gerenciar ou operar instalações de armazenamento de energia. Eles poderiam ser autorizados a fazer se forem componentes de rede totalmente integrados e a autoridade reguladora tiver concedido a sua aprovação, ou se estiverem cumpridas todas as seguintes condições: (a) outras partes, não tenham recebido o direito de possuir, desenvolver, gerenciar ou operar, tais instalações, ou não tenham podido prestar esses serviços a um custo razoável e em tempo útil; (b) essas instalações são necessárias para que os operadores de redes de distribuição cumpram as obrigações que lhes incumbem, em matéria de funcionamento eficiente, confiável e seguro da rede de distribuição e as instalações não são utilizadas para comprar ou vender eletricidade nos mercados de eletricidade; e (c) a autoridade reguladora avaliou a necessidade de tal derrogação.

Política industrial para as baterias	Promover uma política industrial para as baterias, apoiando a cadeia de valor das baterias, com o objetivo de implantar um montante determinado de GWh. Aumentar a previsibilidade, a segurança e a flexibilidade da eletricidade no Brasil e obrigando a definição de objetivos nacionais para a resposta à demanda e o armazenamento nos seus planos nacionais em matéria de energia e clima.
Regulamento relativo a resíduos de baterias	Estabelecer um regulamento relativo a resíduos de baterias exigindo a declaração da pegada de carbono das baterias industriais, recarregáveis e dos veículos elétricos para a sua colocação no mercado, e estabelecendo objetivos de recolhimento e reciclabilidade para as baterias de lítio, níquel, chumbo, etc., fomentando uma economia circular e uma energia realmente limpa.
Programa de desenvolvimento industrial no setor de baterias	Estabelecer um programa de desenvolvimento industrial, similar ao da <i>European Battery Alliance</i> , a EBA250, gerido pelo EIT <i>InnoEnergy</i> . A EBA250 é uma comunidade orientada por projetos que reúne mais de 800 atores industriais e de inovação – 2024; desde a mineração até a reciclagem, incluindo organizações dos setores público e privado, com o objetivo comum de construir uma indústria europeia de baterias forte e competitiva. A EBA250 é uma plataforma única para as principais partes interessadas em toda a cadeia de valor da bateria e fornece <i>insights</i> e oportunidades de negócios. O serviço <i>One-Stop-Shop European Union Finance</i> simplifica o acesso ao financiamento público para <i>start-ups</i> e <i>scale-ups</i> em toda a cadeia de valor da bateria, fornecendo orientações sobre como obter acesso ao financiamento público de forma mais eficiente. Oficinas EBA250 possibilitam um ponto de encontro para as principais partes interessadas em toda a cadeia de valor das baterias. O programa EBA250 se comprometeu a formar 100.000 trabalhadores até 2025 para superar a escassez de competências na cadeia de valor europeia das baterias, em rápido crescimento. Em janeiro de 2024 metade do marco com 50.000 alunos já haviam concluído com sucesso a formação no âmbito da <i>European Battery Alliance Skills Academy</i> . A <i>European Battery Alliance Skills Academy</i> é um exemplo de como transformar a ambição da política industrial em resultados concretos. (EUROPEAN COMMISSION, 2017)
Lista com dados das diferentes partes interessadas	Realizar colaboração entre as diferentes partes interessadas, desde órgãos reguladores, operadores de rede, empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia, até o prossumidor final (neologismo para o consumidor que também produz sua própria energia). Poderia ser feito, similar a EBA, uma lista de fornecedores confiáveis e certificados por tipo de serviço prestado, disponibilizado digitalmente. Também seria interessante criar um rol de empresas do ramo de armazenamento de energia e disponibilizar, de forma aberta, a lista online.
Licenciamento simplificados para BESS	O licenciamento é, normalmente, um processo custoso e demorado. É necessário que os processos de licenciamento sejam simplificados para BESS (e plantas híbridas), refletindo o seu baixo impacto ambiental se cumpridas normas rígidas de descarte, reciclagem e gestão de resíduos visando uma economia circular. No caso de armazenamento de eletricidade ser operado pelo participante do mercado para suas próprias necessidades, nenhuma licença poderia ser necessária. Uma das pautas é definir se a licença de armazenamento de eletricidade será coberta pela licença de produção de eletricidade ou se um novo tipo de licença será introduzido para tal. Além disso, espera-se que a emissão de autorizações estaduais para armazenamento de eletricidade regule o setor, permitindo o controle sobre o desenvolvimento de quaisquer novas instalações de armazenamento de eletricidade.
Revisar os códigos de rede	É necessário revisar os códigos de rede para considerar a participação no armazenamento de energia e seu quadro regulamentar, incluindo processos e requisitos para conexões, para que o armazenamento possa fornecer serviços (BTM) e nos níveis de distribuição e transmissão (FTM), para a prestação de vários serviços para diferentes domínios de rede. É necessário haver Códigos de Rede específicos para conexão e acesso à bateria, e garantir que os requisitos do código de rede sejam relevantes para BESS (e usinas híbridas).

Migração para comunidades agregadoras	Possibilitar autorização para <i>prosumers</i> com um portfólio SAE para migrar para comunidades agregadoras; lidar com os “ <i>Dual-Use</i> ” de geração combinados com SAE geridos pelos distribuidores; e fazer provisão de reembolso dos custos de ligação para os utilizadores do sistema de compensação que decidam hibridizar a sua carteira com o SAE (uma nova lei pôs termo ao incentivo a contratos futuros).
Mecanismos comerciais e de incentivo econômico	1) Criação de incentivos fiscais como isenção de PIS/Cofins e ICMS para equipamentos e sistemas de SAEs. 2) Linhas de crédito com juros subsidiados via BNDES, Finep ou fundos setoriais para aquisição e implantação de SAE. 3) Estruturação de fundos garantidores para projetos com participação de consumidores e cooperativas de energia. 4) Implantação de tarifas diferenciadas que reconheçam os serviços prestados pelos SAEs (resposta rápida, alívio de rede, <i>backup</i>).
Restrições as exportações em rede	Poder-se-ia criar restrições à exportação em rede para consumidores que participam em sistemas de compensação de crédito (medição líquida) como utilizadores de soluções FV emparelhadas com SAE (FV-BESS, por exemplo); e promover a colaboração entre as partes interessadas.
Dispensa de licença de produção de eletricidade de baixo montante	O governo brasileiro poderia subsidiar a instalação de painéis fotovoltaicos localizados em propriedades domésticas produzindo energia para seu próprio consumo e a compra de soluções de armazenamento de energia co-localizadas. Pequenas instalações fotovoltaicas com capacidade não superior a 10 kW poderiam não precisar obter licença de produção de eletricidade, o que tornaria sua instalação e operação mais acessíveis ao público.
Ressarcimento de <i>curtailment</i>	Para que ocorra o ressarcimento de <i>curtailment</i>, seria mais justo: 1) Inclusão de alguns casos de <i>Curtailment</i> no ESS: Assim como o <i>constrained-off</i>, certos casos de <i>curtailment</i> poderiam ser compensados via Encargos de Serviços de Sistema (ESS), transferindo os custos aos consumidores, que são os beneficiários finais de uma rede elétrica segura e estável, se a instalação se der em pontos estratégicos, próximos aos centros de cargas, de forma a incentivar usinas nestes locais. Instalações em regiões remotas, por exemplo, no Nordeste, onde o corte é mais frequente poderiam não ser habilitados ao ressarcimento, fomentando que estes se interessem por instalarem sistemas de armazenamento de energia para alocarem o excesso de geração. Ao invés de pagar para que os geradores desliguem, poderia ser recompensado o armazenamento desta energia excedente. Os geradores poderiam monetizar o <i>curtailment</i> participando do mercado de serviços ancilares, recebendo por estabilizar a rede. 2) Ampliação da Cobertura da RN nº 1.407/2022: A resolução precisa ser revista para incluir casos de <i>curtailment</i> – do item 1); e garantir uma compensação mais ampla para os geradores, considerando o impacto que as decisões operacionais do ONS têm sobre a geração de energia. O ONS ainda poderia dar prioridade de despacho para usinas que não sobrecarregam as linhas de transmissão, incentivando o planejamento adequado da localização das novas usinas renováveis.
Garantia de Sustentabilidade	Sugerir que a resolução inclua critérios ambientais rigorosos, garantindo que o impacto ambiental seja minimizado. Propor a exigência de estudos de impacto ambiental completos antes da aprovação de novos projetos.
Flexibilidade Operacional	Estabelecer normas que garantam a flexibilidade do armazenamento de energia, permitindo que essas instalações sejam utilizadas tanto para absorver excesso de energia em períodos de baixa demanda quanto para atender rapidamente a picos de consumo.
Integração ao Sistema Elétrico Nacional	A resolução deve incluir critérios claros para a integração de armazenamento de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com regras de operação, despacho e controle. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve ter papel ativo no planejamento e operação dessas usinas.
Aquisição de <i>frequency regulation</i>	A aquisição de <i>frequency regulation up</i> e <i>frequency regulation down</i> como um único produto limita a quantidade de capacidade e os tipos de recursos que podem participar do mercado de serviços

up e frequency regulation down como serviços separados	ancilares. Por exemplo, uma central de ciclo combinado que operando no seu ponto mínimo de produção só pode fornecer <i>frequency regulation up</i> , enquanto uma central eólica que funciona na sua produção máxima pode fornecer apenas <i>frequency regulation down</i> . Portanto, os <i>frequency regulation up</i> e <i>frequency regulation down</i> devem ser adquiridos como produtos separados. Isso permitirá que os recursos do VRE, bem como os DERs, participem de mercados de serviços ancilares, aumentando assim a flexibilidade do sistema e a implantação de recursos.
Ajustes propostos para que sistemas de armazenamento possam participar de leilões	1) Ampliação dos produtos do leilão, permitindo a participação de sistemas de armazenamento independentes (não associados a empreendimentos de geração), também como sistemas de armazenamento acoplados a unidades geradoras com características de flexibilidade operacional; 2) Os requisitos de cadastramento de sistemas de armazenamento precisarão assegurar que certos padrões mínimos de eficiência (<i>roundtrip efficiency</i>) e durabilidade (número de ciclos suportados pelas tecnologias de armazenamento) sejam atingidos; 3) O edital do leilão terá que especificar a frequência máxima de uso (número de ciclos anuais), bem como a autonomia desejada. Este último ponto é crucial, sendo que a precificação dos lances será feita em R\$ por MW de potência, enquanto o CAPEX dos projetos de armazenamento é determinado, predominantemente, pela autonomia desejada (MWh); 4) Também será importante revisar a metodologia de precificação dos lances e levar em consideração o CVU dos projetos que participarão de leilões futuros.
Disposições de fornecimento e consumo de eletricidade	Cada projeto de armazenamento necessitará de acordos comerciais adequados para permitir o fornecimento de eletricidade ao dispositivo de armazenamento dentro do regime regulamentar aplicável. A estrutura de tais acordos também será diferente dependendo se o projeto de armazenamento é <i>standalone</i> , <i>co-located</i> ou <i>behind-the-meter</i> . A venda subsequente da eletricidade armazenada exportada para rede também pode ser monetizada para fornecer um fluxo de receita adicional ao projeto.
Licitações públicas para ativos de transmissão virtual	É interessante lançar licitações públicas para ativos de transmissão virtual para onde as atualizações de transmissão são mais difíceis de se realizar afim de reduzir os custos da rede, à medida que a geração fora do mérito é despachada para garantir a confiabilidade do sistema. O ativo de transmissão virtual poderá aliviar o congestionamento e aumentar a flexibilidade da rede regional, fornecendo alívio de contingência N-1. Isso permitirá que os operadores de rede despachem os geradores de energia de menor custo, mantendo a confiabilidade.
Possibilidade de adicionar SAE sem alteração da outorga, autorizações, concessões e/ou permissões	Neste contexto, a determinação 'sem alteração das suas respectivas outorgas, autorizações, concessões e permissões' é crucial. Significa que o proprietário de uma usina fotovoltaica poderia adicionar um sistema de armazenamento à sua usina, sem que isto altere a natureza do seu ativo. A usina continua sendo um ativo de geração, a única diferença se dá pelo fato que esta usina, diferentemente de uma UFV "padrão", poderá despachar uma parte ou sua potência nominal em momentos quando não há irradiação solar. Por analogia, uma subestação da rede básica com um sistema de armazenamento acoplado aos seus transformadores continuaria sendo um ativo de transmissão, e não uma instalação <i>sui generis</i> .
Possibilidade de possuir e operar sistemas de armazenamento aproveitando-se do ponto de conexão	A regulamentação também precisa prever regras para consumidores que desejam utilizar sistemas de armazenamento para fins de <i>backup</i> , ou para uma melhor gestão do seu consumo de energia elétrica. Estes, seja na qualidade de pessoas físicas ou jurídicas, e de forma individual ou agrupados em <i>Virtual Power Plants</i> (VPPs), deveriam ter a possibilidade de possuir e operar sistemas de armazenamento aproveitando-se do ponto de conexão que eles possuem com a rede elétrica. As regras para a conexão desses sistemas à rede precisam ser especificadas pelo órgão regulador competente.
Separação de lastro e energia adaptada	Separação de lastro e energia adaptada, ou seja, de remuneração das usinas de acordo além dos seus atributos de geração, mas também do seu potencial de reserva de carga por meio de sistemas de

	armazenamento de energia, e garantia de confiabilidade na geração e, adicionalmente, da entrega de capacidade proveniente da energia guardada em sistemas de armazenamento de energia. A criação de uma nova classe de ativos para armazenamento aumentará o valor do armazenamento e também proporcionará benefícios significativos para a operação da rede inteligente.
Reserva de frequência de resposta rápida	A tecnologia de armazenamento em bateria possui uma capacidade de resposta em menos de um segundo, o que a torna adequada para uso por operadores de sistemas como reserva de frequência de resposta rápida. Um produto de mercado de serviços ancilares separado pode ser criado para a aquisição desses serviços de sistemas de armazenamento em bateria.
Critério da neutralidade tecnológica	É importante observar o critério da neutralidade tecnológica, já que não cabe ao legislador, ou regulador, determinar a tecnologia de armazenamento (hídrico, eletroquímico, mecânico, térmico, entre outras) a ser utilizado, sendo igualmente importante não estabelecer nenhuma limitação com relação ao tipo ou origem de energia a ser utilizada para o carregamento de sistemas de armazenamento. Por mais desejável que seja o uso de energia renovável, não faz sentido estabelecer nenhuma prescrição legal ou regulatória a respeito.
Autorização para implantarem e operarem SAE	Conforme relatório <i>"Batteries and Secure Energy Transitions"</i> da <i>International Energy Agency</i> (IEA), quando se discute o uso de SAE pelas transmissoras e distribuidoras, é necessário haver regras claras sobre a propriedade, a operação de otimização do sistema e a contratação de serviços, a fim de se estimular o investimento nestes ativos. Poderia se dar autorização para os distribuidores implantarem e operarem seus próprios recursos SAEs para habilitar a NWA; implantar regulamentação do uso de recursos do SAE e ações do DSM para reduzir picos de demanda em sistemas de distribuição; incentivar as empresas de distribuição de eletricidade e gás natural a empregar o SAE como parte de suas políticas internas de eficiência energética; dar autorização de aplicações SAE BTM para os consumidores aderirem a programas de eficiência energética; e fazer a definição de metas para distribuidores, referindo-se ao uso de SAE para reduzir picos de demanda e aumentar a capacidade.
Possibilidades quanto a propriedade dos ativos de armazenamento na transmissão	1) Propriedade da concessionária de transmissão: o primeiro modelo é quando uma concessionária de transmissão adquire/possui diretamente o ativo e um terceiro contrata serviços dela. Neste caso, as empresas de rede de transmissão podem possuir ativos para serviços de rede, que recebem um retorno regulamentado, ou fornecer serviços de mercado por meio de seus negócios não regulamentados, mas não podem possuir ativos para fazer as duas coisas. Exemplo (Austrália): a "grande bateria" de Ballarat foi adquirida e de propriedade do braço não regulamentado da empresa de transmissão AusNet Services. A Energy Australia, uma geradora e varejista, garantiu um acordo com a AusNet Services para adquirir serviços comerciais da bateria. Exemplo (Alemanha): como as concessionárias de transmissão alemãs não podem possuir ativos que forneçam serviços de mercado, os projetos GridBooster estão atualmente limitados a serviços de rede, como alívio de contingência N-1. 2) Propriedade de terceiros: em mercados onde uma concessionária de transmissão não pode possuir diretamente ativos de armazenamento de energia, a estrutura inversa pode ser aplicada, onde um terceiro possui o ativo e a concessionária de transmissão adquire serviços de rede dele. 3) Propriedade compartilhada: uma concessionária de transmissão e um comprador terceirizado podem compartilhar a propriedade por um longo período de tempo, onde uma parte do sistema é reservada para serviços de rede específicos e o restante do sistema está disponível para o comprador para participação no mercado. 4) Construir-operar-transferir: uma concessionária de transmissão pode possuir um ativo de transmissão virtual por um determinado período e, em seguida, transferir a propriedade total para um comprador terceirizado com aplicativos e receita totalmente definidos. Essa abordagem permitiria que um <i>Transmission System Operator</i> (TSO) adiasse ou evitasse atualizações de rede mais caras e

	intensivas e proporcionaria a um comprador a oportunidade de comprar mercados à medida que crescem. Em alguns mercados, regulamentos locais ou regionais limitados ou pouco claros que regem como as empresas de transmissão podem possuir armazenamento podem limitar a funcionalidade exigindo mudanças nas regras para permitir a propriedade do armazenamento. Em muitos casos, as regras foram projetadas para postes e fios e geração síncrona, sem considerar que as baterias poderiam fornecer essas duas funções. Os fluxos de receita baseados no mercado para armazenamento em aplicações de transmissão ou distribuição são novos e muitas vezes difíceis de determinar. Para ativos regulamentados, as receitas devem ser aprovadas pelos reguladores, o que pode adicionar uma proposta significativa e tempo de aprovação a um projeto. Os operadores de transporte podem acessar ou fornecer serviços por meio de seus ativos que não poderiam por meio de ativos de propriedade de geradores; no entanto, isso pode levar à competição por interconexão ou receita entre concessionárias de transmissão e geradores. É importante prever que os demais agentes do setor elétrico também possam ser donos e operar esses sistemas. A regulamentação deveria prever que: ‘os agentes de geração, autoprodução, transmissão e distribuição de energia elétrica poderão possuir e operar sistemas de armazenamento, sem alteração das suas respectivas outorgas, autorizações, concessões e permissões’.
Produto Potência Renovável	Se o MME não aceitar a definição do intervalo de 4 horas (17/21h) para o Produto Potência Renovável, ainda assim essa tecnologia poderia ser integrada ao LRCAP. Nesse cenário, o produto teria as seguintes especificações: injeção de potência durante um período contínuo de até 4 horas (relacionado à demanda máxima do SIN, conforme indicado pela EPE na NT 050) e um intervalo mínimo de 12 horas entre ativações consecutivas. Isso proporcionaria flexibilidade para o carregamento total das baterias, permitindo uma alocação de carga que maximize a absorção em momentos de menor impacto no sistema ou mesmo diluindo a absorção de potência ao longo de mais horas, diminuindo assim os efeitos na rede elétrica.
Considerar localização no fornecimento de energia reativa	A energia reativa ajuda a manter as tensões na rede dentro dos limites prescritos. No entanto, a potência reativa que flui por longas distâncias na rede de transmissão e distribuição causa uma série de problemas, que incluem excursões de tensão inadmissíveis e aumento das perdas. Portanto, a energia reativa deve ser fornecida, quando necessário, de uma fonte próxima.
CrITÉRIOS locacionais para potência	A minuta da Portaria de Diretrizes, GM/MME Nº 812: LRCAP Armazenamento de 2025, não especifica a localização dos empreendimentos de Armazenamento, deixando o tema para discussão durante consulta. A ANEEL, no Ofício nº 362/2023 – DIR/ANEEL (SEI nº 0830420), de 17 de novembro de 2023, destaca a questão da localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade, tendo em vista a existência de restrições à transmissão de energia elétrica no SIN. Segundo o ONS no documento CTA-ONS DGL 0725/2024 (SEI nº 0934033), a utilização do mapa de margem atende aos critérios locacionais para potência contratada em leilões de reserva, uma vez que o ponto de conexão cadastrado deve permitir margem para carga e descarga das baterias.
Premissas do modelo de mercado de capacidade e serviços ancilares sugerido	1) Implantação, sem riscos, de Mercados de Capacidade e Serviços Ancilares, onde empreendimentos com contratos existentes não podem aproveitar do novo mercado. 2) Empreendimentos contratados no Mercado de Capacidade podem participar do Mercado de Energia. Além de injetar potência (capacidade) eles podem ser remunerados por energia firme (garantia física). 3) Neutralidade tecnológica: define-se requisitos do sistema. Assim, empreendimentos combinam fontes e tecnologias para atender, de forma competitiva, os requisitos estabelecidos. 4) A EPE deve definir a capacidade mínima a ser contratada em determinado período e por leilão, com metodologia transparente, com valores mínimos e máximos, e com novas ferramentas, já que a metodologia de previsão de demanda pelo NEWAVE não é conceitualmente válida.

	5) Deverá se ter a definição de Requisitos para o Sistema Elétrico em Curvas de referência simplificada ou real: contemplando períodos de carga baixa, para que os sistemas de armazenamento possam consumir energia. Deverá tomar como base parâmetros de ciclo, rampa de partida mínima, rampa de parada máxima, potência mínima despachável, intervalo mínimo entre partidas e duração mínima e máxima de uma geração contínua. 6) O despacho Térmico Flexível se dará por ordem de mérito de custo, por restrições elétricas e para descarregamento do sistema de transmissão (<i>peak shaving</i>). 7) O despacho de Sistema de Armazenamento de Energia se dará respeitando as restrições operacionais e técnicas de cada sistema, assumindo que tais sistemas serão remunerados apenas pela capacidade disponibilizada no sistema elétrico, ou seja, sem custos aos consumidores associados ao montante de energia armazenado ou devolvido à rede. 8) A definição de Preços Limites se fará pela EPE, com base em experiências internacionais, a partir do custo do novo entrante. Deverá ser considerada a necessidade de neutralidade tecnológica considerando entre o maior valor de termelétrica a gás de ciclo aberto e os empreendimentos de armazenamento de energia com baterias de lítio, com as aplicações de fatores múltiplos aplicáveis. Isso se faz por banco de dados da EPE e não de estimativas de empreendedores, cabendo a obrigação dos empreendedores de declarar custos para EPE em regime de estrita confidencialidade. 9) Deverá se ter a definição de prazos para a entrada de operação de empreendimento e duração de contratos permitindo que baterias, térmicas a gás de ciclo aberto e hidrelétricas reversível possam competir no mesmo certame. Para isso propõe leilão de A-6, com possível antecipação de início de fornecimento e duração de contratos não superior a 20 anos. 10) A entrada em operação comercial do empreendimento se fará com base na curva de referência adotada, com teste prévio. Não havendo atendimento dos parâmetros deverá implicar em operação comercial com capacidade degradada e redução proporcional da receita fixa. 11) Pela abundância de energia renovável limpa e barata, não há razão para contratação de energia termelétrica poluente e inflexível. Somente será permitida contratação de capacidade de termelétrica a gás natural, vedando percentual de geração inflexível. Poderá ser permitido pleito ocasional de geração fora do mérito de usinas não despachadas para que se beneficiem de oportunidades, como exportação de energia. 12) Preço Locacional: incentivar a implantação de empreendimentos próximos a carga, pelas suas características de alívio do sistema de transmissão quando de cargas elevadas. 13) Precificação de Serviços Ancilares: Serviços Ancilares prestados por empreendimentos de mercado de capacidade terão seus preços definidos administrativamente em antecipação aos leilões de capacidade. 14) Deverá se ter a formação de Regramento para Indisponibilidade e Penalidade por falha de cumprimento por ordem de despacho proporcional a receita fixa. 15) Deverá se ter a contratação dos Leilões de Capacidade com Demanda Flexível (faixa possível de contratação de capacidade) em alternativa às contratações com Demandas Inflexíveis (quantidade pré-definida a ser contratada), com pagamento de receita fixa anual, a ser contabilizada em conta de encargos setoriais a ser rateado por todos os consumidores (cativos e livres). 16) Deverá se ter a criação de Indicadores de Eficiência e Vedação de Contratação de empreendimentos incentivados, impedindo benefícios duplos, com destaque para as fontes renováveis.
--	---

	17) Propõe-se a criação de um Ambiente Livre de Comercialização de um Mercado de Capacidade, a semelhança do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Desta forma, sobras de capacidade poderão ser comercializadas para cobrir degradação de capacidade de agentes. 18) Condena-se o termo “Lastro de Capacidade” por não haver termo comparável em outro mercado, não indicando, portanto, as variáveis importantes deste mercado.
Criação do Marco Legal de Armazenamento de Energia	Proposta de criação de Marco Legal do Armazenamento de Energia, pelo agente regulador, similar, mas com outras premissas, ao que se sucedeu para a Geração Distribuída pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022) para distinção dos sistemas de geração de energia com armazenamento dos sem armazenamento e definição de critérios e particularidades aplicáveis a cada microgeração ou minigeração.
Elaboração de Plano de Desenvolvimento de Armazenamento de Energia	É importante promover o desenvolvimento de novos tipos de armazenamento de energia e criar para o Brasil um Plano de Desenvolvimento de Armazenamento de Energia que estabeleça uma meta nacional de armazenamento de energia para que o empenho seja feito para este fim. Ademais, fazer a integração de SAE no planejamento de expansão do setor elétrico e promover um plano de capacitação profissional abrangente para formar muitos profissionais para atender ao aumento por mão-de-obra qualificada em SAEs que se terá a medida que este mercado cresce,
Fornecer proteção física nas transações de venda de energia	É importante ressaltar que os sistemas de armazenamento podem desempenhar a função de proteção física nas transações de venda de energia. A habilidade de absorver e fornecer energia de maneira controlada e flexível por parte de um agente pode ser uma opção estratégica para minimizar excedentes ou <i>déficits</i> nas contas financeiras horárias e no ajuste do balanço energético da operação, considerando as obrigações contratuais e regulamentares. Essa abordagem pode integrar o modelo de negócios de uma empresa, substituindo ou complementando contratos financeiros, de maneira mais eficiente em termos de receita, especialmente em um ambiente de contratação livre que tem crescido rapidamente nos últimos anos. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023)
Aquisição de <i>balancing energy</i>	Deve mudar de aquisição anual para mensal, ou mesmo diária. Isso aumentará os recursos de VRE e a participação do DER nos mercados de serviços ancilares, aumentando assim a flexibilidade do sistema e levando a uma maior implantação de tais recursos.
Incentivos fiscais	A recém-sancionada Lei nº 15.103/2025 estabeleceu um programa de incentivos para projetos de energia limpa no Brasil, incluindo benefícios fiscais para empresas que investirem em tecnologias como sistemas de armazenamento. Estas medidas contribuem com a redução do custo de capital dos projetos. (BRASIL, 2025) Art. 3º Para os fins desta Lei, consideram-se projetos de desenvolvimento sustentável aqueles destinados à execução de obras de infraestrutura, modernização, expansão ou implantação de parques de produção energética de matriz sustentável, à pesquisa tecnológica e ao desenvolvimento de inovação tecnológica que proporcionem benefícios socioambientais ou mitiguem impactos ao meio ambiente. [...] V - desenvolvimento e integração dos sistemas de armazenamento de energia; Correspondem à aplicação de recursos públicos que não serão reembolsados, incluindo mecanismos tributários, como reduções de alíquotas, isenções, deduções e créditos tributários, bem como a concessão de subsídios. Em relação aos incentivos financeiros para impulsionar a implementação de sistemas de armazenamento, com especial atenção ao BESS, que aplica a aplicabilidade do BTM e do FTM, destaca-se que os países pioneiros na definição de políticas de incentivo priorizaram os 3 (três) tipos

	de incentivos seguintes: créditos tributários, incentivos fiscais de compra/venda, e programa de subsídios.
Armazenamento de energia contribuindo para fornecer “white certificates” de eficiência energética	obrigações em matéria de poupança de energia é uma medida na qual as empresas de energia (fornecedores e varejistas ou distribuidores) têm a obrigação legal de realizar atividades de eficiência energética com seus clientes. Em alguns casos, essa obrigação pode ser cumprida pela negociação de certificados de economia de energia, geralmente chamados de “white certificates”. Sistemas de armazenamento de energia poderiam ser enquadrados para fornecer isso.
Mecanismos de financiamento inovadores para SAEs	O desenvolvimento de mecanismos de financiamento inovadores como, por exemplo, <i>crowdfunding</i> , <i>low interest loans</i> , <i>cooperative models</i> , <i>P2P lending</i> , pode reduzir a dependência de financiamento externo e criar comunidades de energia autossustentáveis. O apoio das <i>autoridades</i> locais é muitas vezes fundamental para superar os desafios como, por exemplo, <i>planning permits</i> , <i>funding applications</i> .
Instrumento de redução de risco financeiro para SAEs, Political Risk Insurance (PRI)	Devido à sua menor bancabilidade em comparação com os incumbentes industriais, os inovadores não conseguem acessar boas garantias, amarrando capital de giro precioso em garantias que poderiam ser usadas para aumentar a capacidade de fabricação. O PRI (às vezes chamado de garantia de investimento) protege os investidores contra riscos políticos no exterior. Ele opera como qualquer seguro: os investidores pagam a um provedor de seguros um prêmio (as taxas anuais geralmente variam entre 0,5% e 3% do valor contábil do investimento) para receber um pagamento se ocorrer um evento de risco político (conforme definido em uma apólice de seguro detalhada). Mas o PRI é mais do que um produto de seguro. É um instrumento político que se situa na intersecção do financiamento do desenvolvimento, promoção das exportações e diplomacia comercial. Menos de 10% da cobertura do PRI vem de provedores de seguros privados. Em vez disso, as seguradoras públicas dominam o espaço na forma de multilaterais (por exemplo, a <i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i> (MIGA), regionais (por exemplo, Afreximbank) e seguradoras nacionais (dos EUA. <i>International Development Finance Corporation</i> (DFC) para <i>Chinailits SINOSURE</i>). Em suma, o PRI patrocinado pelo Estado – público; é fundamentalmente uma ferramenta de políticas públicas e diplomacia comercial. O PRI é tipicamente obtido no momento em que o investimento é feito. Ao reduzir efetivamente os riscos dos projetos de investimento e reformular o cálculo de risco-retorno, os PRIs desempenham um papel fundamental na garantia de financiamento e na viabilização dos investimentos. Os PRIs usam garantias públicas para gerar novos investimentos privados e, assim, podem canalizar capital para projetos de energia renovável, inclusive em países em desenvolvimento de alto risco. Soluções fiscalmente eficientes mobilizam capital privado, em vez de subsídios. As contragarantias públicas oferecem uma solução promissora para liberar capital de giro a um custo mínimo para o contribuinte.
Criação de uma estrutura tarifária ou de mercado que remunere adequadamente os serviços de armazenamento	As estruturas tarifárias existentes estão sendo desafiadas, especialmente para clientes residenciais, nos quais as atuais estruturas tarifárias da rede são, predominantemente, baseadas no volume consumido. No entanto, esta abordagem não é capaz de formular as respostas necessárias às necessidades futuras dos clientes finais, geradores descentralizados, partes do mercado comercial (ESCOs, <i>aggregators</i>, <i>suppliers</i>) e <i>Distribution System Operators</i> (DSOs). Os custos para os operadores de rede são predominantemente determinados por seus investimentos em capacidade de rede com base na capacidade de conexão atual e esperada, e não pelas variações no volume consumido pelos consumidores. Uma quantidade crescente de geração distribuída, na verdade, exigirá maiores investimentos em componentes de rede e TI, monitoramento de rede, automação e aquisição de serviços de flexibilidade, o que leva a custos de distribuição mais altos. A <i>Energy Efficiency Directive</i> 2012/27/EU, em seu Anexo XI, estabelece como critério que as tarifas de rede ou de varejo podem suportar preços dinâmicos para medidas de resposta à demanda por clientes finais, tais como: (EUROPEAN UNION, 2023) (a) <i>time-of-use tariff</i> (tarifas por tempo de uso);

	(b) critical peak pricing (preços de pico críticos); (c) <i>real time pricing</i> (fixação de preços em tempo real); e (d) <i>peak time rebates</i> (descontos nas horas de ponta). A <i>Energy Efficiency Directive</i> 2012/27/EU, em seu Anexo XI, estabelece como critério que a regulação de rede e as tarifas não impedem os operadores de rede ou os varejistas de energia de disponibilizarem serviços de rede para medidas de resposta à demanda, gestão da demanda e geração distribuída nos mercados organizados de eletricidade, em especial: (EUROPEAN UNION, 2023) (a) o deslocamento da carga dos tempos de pico para fora do pico pelos clientes finais, levando em conta a disponibilidade de energia renovável, energia de cogeração e geração distribuída; (b) economia de energia resultantes da resposta à demanda de consumidores distribuídos por agregadores de energia; (c) redução da demanda resultante das medidas de eficiência energética tomadas pelos prestadores de serviços energéticos, incluindo as empresas de serviços de energia; (d) a conexão e despacho de fontes de geração em níveis de tensão mais baixos; (e) a conexão das fontes de geração a um local mais próximo do consumo – geração distribuída (GD); (f) armazenamento de energia. É preciso considerar a aplicação de taxas e a fixação de tarifas como iniciativas previstas nos Planos de Negócios a fim de identificar as intervenções regulamentares necessárias para facilitar a integração dos DER, incluindo o armazenamento. É possível dar isenção de equipamentos BESS de taxas de importação, como também apoios diretos ao investimento (<i>grants</i>) ou incentivos fiscais/depreciação acelerada.
Tarifas de rede baseadas em capacidade	A capacidade é o verdadeiro fator de custo para os custos de rede. A rede foi projetada para cobrir a demanda de pico. Quanto menor a capacidade necessária, menores serão os investimentos em rede. A capacidade é o fator de custo correto para o DSO. O faturamento de uma tarifa fixa baseada em capacidade por ano ou mês simplifica o processo de faturamento e facilita a <i>switching</i> e a <i>moving-out</i>. Tem-se assim tarifas de rede mais baixas devido a custos operacionais mais baixos e tarifas de rede mais estáveis, uma vez que a capacidade é mais estável, mais previsível e conduz a um número consideravelmente menor de ajustamentos de receitas <i>ex post</i>.
Subsídio específico para armazenamento de energia	Um subsídio específico para armazenamento de energia poderia ser elaborado. O principal órgão regulador do setor energético poderia emitir licenças de energia, aprovar termos e condições técnicas para acesso à rede de distribuição e especificar as tarifas. Operadores de sistemas de distribuição poderiam estar envolvidos em projetos de armazenamento de energia, principalmente em casos em que o armazenamento de energia pode compensar diferenças de tensão dentro da rede de baixa tensão operada por eles.
Agência de gestão macroeconômica para fixação de preços de energia	Também seria interessante ter uma agência de gestão macroeconômica, responsável pela fixação de preços de energia, pode ter grande influência no setor de armazenamento de energia ao impulsionar seu plano de reforma de preços.
Modernização do mercado de energia	Em tramitação na câmara dos deputados, o PL 414/21 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021) que trata da modernização do setor elétrico seria um excelente “veículo” para agrupar essas regras relativas aos SAEs. Como proposta, também seria possível a elaboração de um projeto de lei específico acerca das atividades de armazenamento no sistema elétrico brasileiro, com atingimento tanto para o SIN (sistema interligado nacional), como também para os sistemas isolados.

	MME estuda modernização do setor elétrico por meio da Portaria 187/19. (MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, 2019) Art. 1º Instituir Grupo de Trabalho que desenvolva propostas de Modernização do Setor Elétrico, tratando de forma integrada, inclusive, dos seguintes temas: VI - inserção das novas tecnologias; e O armazenamento de energia se enquadra em novas tecnologias e é referenciado assim pelo inciso VI, art 1º.
Integração de armazenamento de energia no Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI)	Tramita na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei 2.932/2015, que cria o Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI). O PL já foi aprovado em comissão e falta sua votação em plenário. (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015). A matéria tramita em regime ordinário e sujeita-se à apreciação conclusiva (art. 24, II, do RICD) pela Comissão de Minas e Energia e terminativa (art. 54 do RICD) pelas Comissões de Finanças e Tributação e de Constituição e Justiça e de Cidadania (art. 54 do RICD). No decorrer do prazo regimental, não foram apresentadas emendas na Comissão de Minas e Energia. (COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA, 2017). A integração de outras formas de armazenamento de energia elétrica ao sistema elétrico brasileiro é um dos objetivos do Projeto de Lei 2.932-C/2015 (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015) que cria o Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI). O referido projeto estabelece que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que visa o desenvolvimento energético dos Estados, proverá recursos para financiar projetos das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no âmbito do PNREI, na forma da regulamentação. Para isso, prevê que o <i>caput</i> do art. 13 da Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2002) passe a vigorar acrescido de inciso IX que estabeleça a CDE o objetivo de prover recursos para financiar a implantação de projetos no âmbito do Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI). (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015). O armazenamento de energia poderia ser alicerçado pelo PNREI. O documento é um importante marco para o setor, abordando muitos dos desafios associados à automação do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil e, em seu Art. 1º, enumera os seguintes objetivos: (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015). I – o aumento da confiabilidade e redução dos tempos de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, com melhoria dos indicadores de qualidade; II – a redução das perdas elétricas; III – o uso racional da infraestrutura de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica; IV – a disseminação de micro e minigeração distribuída de energia elétrica; V – a integração dos veículos elétricos ao sistema elétrico, bem como de outras formas de armazenamento de energia elétrica; VI – o gerenciamento do consumo de energia elétrica pelos consumidores." Outra ação importante é a possibilidade de venda do excedente de energia em unidades consumidoras com sistema de microgeração. Ademais, a definição de metas para substituição dos medidores eletromecânicos de energia elétrica por medidores eletrônicos inteligentes é um dos instrumentos do Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI) do Projeto de Lei 2.932/2015. (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015).
Problemática dos contratos legados	A postergação da reforma amplia os contratos legados, multiplica os problemas setoriais. O custo da nova capacidade de geração está cada vez mais baixo, aumentando a cada ano o <i>gap</i> entre o preço de uma nova usina e o preço médio dos contratos existentes, que possuem fornecimento entre 15 e 30 anos com reajuste pelo índice IPCA. Estudo realizado pela PSR estimou que o preço para remunerar

	um investimento em eólica é de R\$ 120/MWh, que é 50% inferior ao preço desta mesma eólica contratada em 2010 e 50% inferior ao preço do <i>mix</i> de contratos das distribuidoras. Portanto, a pergunta é “quem vai pagar a conta destes contratos legados?” Os mecanismos criados para auxiliar as distribuidoras, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e Mecanismos de Venda de Excedentes (MVE), não se tornaram efetivos em caso de redução da demanda, como em 2015-2016 e 2020-2021, onde todas as distribuidoras ficaram sobrecontratadas e não puderam utilizar do MCSD para troca de energia. No caso do MVE, o problema é a não garantia de recuperação dos custos dos contratos legados, uma vez que o excedente é vendido a preço de mercado, que possui grande chance de estar abaixo do preço dos contratos legados, cuja média está acima de R\$ 200/MWh. A solução mais óbvia para os contratos legados seria aumentar o limite de sobrecontratação das distribuidoras e alocar o custo no consumidor regulado remanescente. Porém, isso elevaria a tarifa, tornando ainda mais atrativa a migração para o ACL, aumentando a pressão para abrir o mercado e permitir que todos os consumidores tenham livre escolha pelo seu provedor de energia. No entanto, a migração de consumidores para o mercado livre cria risco de volume para as distribuidoras, com potenciais sobras de contratos não repassáveis às tarifas (limite de 105% do consumo). O custo dos contratos legados para a distribuidora é a diferença entre o preço do MWh definido no contrato original e o preço de mercado deste mesmo MWh multiplicado pelo montante de sobre contratação do mercado regulado causada pela migração destes consumidores para o mercado livre. Esta diferença pode ser positiva (custo), negativa (receita) e varia ao longo do tempo. Os “causadores” do custo são, em tese, os consumidores regulados para os quais a distribuidora compra seu fornecimento futuro e eleva a discussão sobre quem deve arcar com esses custos. A opção de alocar apenas nos consumidores cativos que venham a migrar para o mercado livre pode tornar o benefício de sua migração inexistente (pois no total o consumidor vai pagar aproximadamente a mesma conta). Assim, a migração ocorreria apenas para o consumidor que está buscando um melhor serviço ou contratos customizados e para novos empreendimentos.
Criação de um encargo setorial	Outra solução também discutida no setor elétrico, proposta originalmente pela Consulta Pública 33 do Ministério de Minas e Energia (MME) em 2017, e que consta no projeto de lei da modernização do setor elétrico (PLS 232/2016, atual PLS 414/2021) (SENADO FEDERAL, 2016), é a criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos contratos legados entre todos os consumidores. Na Consulta Pública 33 a proposta permitia que o excesso residual de contratos das distribuidoras – depois de medidas para reduzi-lo, como redução das cotas, venda de excedentes, etc. – fosse vendido ao mercado (pois este excesso possui valor e proporcionaria liquidez ao mercado), e que a diferença (positiva ou negativa) entre o preço de mercado e o preço original seria alocada a todos os consumidores através de um encargo de sobrecontratação. Este encargo representaria o custo de transição para um ambiente liberalizado.
Inova Mineral, Plano de Desenvolvimento, Sustentabilidade e Inovação do Setor de Mineração e Transformação Mineral	O Inova Mineral fomenta e seleciona Planos de Negócios baseados em PD&I, apoiando as cadeias produtivas da indústria de mineração, complementares e/ou consorciáveis com atores de outras cadeias a montante ou a jusante, com exceção dos segmentos de Óleo e Gás, nas linhas temáticas.
Fundo de desenvolvimento técnico-científico, BNDES Funtec	Promove apoio financeiro não reembolsável a projetos de pesquisa aplicada, desenvolvimento tecnológico e inovação executados por Instituições Tecnológicas, selecionados de acordo com os focos de atuação definidos pelo BNDES. (BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E

	SOCIAL, 2025). Poderia ser incluído no rol de apoio financeiro todo trabalho ligado direta ou indiretamente aos sistemas de armazenamento de energia.
Industrialização, importação e exportação de minerais	Até 2020, as operações de comércio exterior dos materiais de lítio somente eram realizadas mediante prévia autorização da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), porém em 2022, por meio do Decreto nº 11.120, de 5 de julho de 2022, as operações de comércio exterior de todos esses minerais e minérios de lítio e de seus derivados passaram a não precisar desta autorização, não se sujeitando assim a critérios, restrições, limites ou condicionantes de qualquer natureza, exceto aqueles previstos em lei ou em atos editados pela Câmara de Comércio Exterior (Camex) (BRASIL, 2022).
Acordos de cooperação técnica, parcerias	Estabelecer acordos de cooperação técnica entre órgãos, instituições públicas e privadas para a economia de SAEs.
Exigência a empresas	Medidas de incentivo ao desenvolvimento e à consolidação do domínio tecnológico e industrial do setor. Exigir das empresas que assumam compromissos de investimento, de desenvolvimento tecnológico e de suprimento do mercado interno.
Elaboração de estudos técnicos	Por consultoria especializada a partir de concorrência internacional, promovida pelo Projeto de Assistência Técnica (Projeto Estal) do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), mais conhecido como Banco Mundial. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021)
Elaboração de oficinas temáticas	Com a presença de representantes dos diversos segmentos sociais e econômicos da indústria mineral brasileira, incluindo representantes de entidades e empresários do setor mineral, trabalhadores, gestores públicos de estados e municípios mineradores, profissionais da área técnico-científica, professores universitários e participantes de ONGs. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021)
Política de inclusão de Armazenamento de Energia no Programa de Energia Renovável Social (PERS)	A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 também cria o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a financiar a instalação de geração fotovoltaica e outras fontes renováveis para consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda, sendo que os recursos devem ter origem no Programa de Eficiência Energética (PEE). (BRASIL, 2022) Art. 36. Fica instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. A referida lei poderia incluir os sistemas de armazenamento de energia neste rol de destinação de investimentos
Política de inclusão de Armazenamento de Energia no Programa Luz para Todos e um Programa Nacional de Eletrificação Rural	O Programa Nacional de Eletrificação Rural, lançado em 2000, conhecido como programa “Luz no Campo” (BRASIL, 1999), entre os anos de 2000 e 2003 foram realizadas cerca de 650.000 ligações; o Programa de Universalização “Luz para Todos” (BRASIL, 2011), revogado pelo Decreto nº 11.628 (BRASIL, 2023), de 4 de agosto de 2023, foi o maior programa de eletrificação rural que o Brasil já teve, superando inclusive o “Luz no campo” – até 2012, 12 milhões de pessoas haviam sido atendidos. (SCHLICKMANN, ESTEVAM, 2019) Como forma de operacionalizar tais programas e políticas públicas, o processo tarifário surgiu como uma das ferramentas de execução, concedendo descontos para as unidades consumidoras por eles abrangidas. (SCHLICKMANN, ESTEVAM, 2019) Sugere-se a criação de um novo Programa Nacional de Eletrificação Rural que concede descontos à população rural para implantação de sistemas de armazenamento de energia integrados à energia solar fotovoltaica.
Política de inclusão de Armazenamento	O Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) estabelece que: (BRASIL, 1994)

de Energia no Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM)	Art. 1º Fica criado o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, com os seguintes objetivos: I - viabilizar a instalação de microssistemas energéticos de produção e uso locais, em comunidades carentes isoladas não servidas por rede elétrica, destinados a apoiar o atendimento das demandas sociais básicas; II - promover o aproveitamento das fontes de energia descentralizadas no suprimento de energéticos aos pequenos produtores, aos núcleos de colonização e às populações isoladas; III - complementar a oferta de energia dos sistemas convencionais com a utilização de fontes de energia renováveis descentralizadas; IV - promover a capacitação de recursos humanos e o desenvolvimento da tecnologia e da indústria nacionais, imprescindíveis à implantação e à continuidade operacional dos sistemas a serem implantados. Sugere-se a alteração do texto do PRODEEM para inclusão da utilização de fontes de energia renováveis descentralizadas juntamente com sistemas de armazenamento de energia.
Estímulo à produção nacional de equipamentos e ao desenvolvimento de tecnologia nacional via R&D ANEEL	O mercado de armazenamento de energia no Brasil está em vertiginoso crescimento com exponencial implantação de SAEs, sendo grande parte oriundos de projetos de P&D decorrentes, em especial, das Chamadas Estratégicas: N.º 021/2016 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referentes a 'Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro' e N.º 022/2018 que trata do 'Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente' (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).
Recursos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) para SAEs	Lei nº 12.783/2013: (BRASIL, 2013) O Art. 13 § 11º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 estabelece que: (BRASIL, 2002) “§ 11º Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.” (NR)” A mesma premissa também é apresentada no Módulo 5: Encargos Setoriais, Submódulo 5.2, Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Versão 1.2, '3.2.10. Programa de Desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica' da ANEEL. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022) “52. Os recursos da CDE poderão ser destinados a Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica, conforme regulamentação pelo poder concedente.” O parágrafo § 11º acima, bem como o item 52, poderiam ser atualizados para incluir também a instalação de sistemas de armazenamento de energia.
Criação de fórum de discussão	Criação de fórum de discussões no âmbito dos sistemas de armazenamento de energia que inclua as partes interessadas da indústria e os líderes e decisores políticos para discutirem uma visão conjunta para o futuro a longo prazo da indústria brasileira de armazenamento de energia. Organização de workshop que promovam contribuições substanciais para um Plano de Ação Estratégica para Armazenamento de energia e Baterias.
Elaboração de normas de segurança	Estabelecer, desenvolver e implementar normas de segurança e desempenho para baterias, padrões podem ser usados para melhorar a segurança e o desempenho, aumentar os níveis de eficiência energética e proteger os consumidores, os trabalhadores e o meio ambiente - vide Anexo A (Segurança em Baterias).
Fomento à Inovação Tecnológica	Incluir diretrizes que incentivem o desenvolvimento de novas tecnologias para armazenamento de energia, além de usinas reversíveis, como baterias de lítio, e tecnologias emergentes. Sugere-se Parcerias Público-Privadas (PPPs) para pesquisa e desenvolvimento no setor.

Aporte de recurso financeiro aos participantes do Sandbox Regulatório	Secretaria de Competitividade e Política Regulatória do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (SCPR/MDIC). A utilização do <i>Sandbox</i> Regulatório foi positivada nacionalmente pelo Marco Legal das <i>Startups</i> e do Empreendedorismo Inovador instituído pela Lei complementar nº 182, de 1º de junho de 2021. (BRASIL, 2021). O novo instrumento representa um conjunto de condições especiais simplificadas para que as pessoas jurídicas participantes recebam autorização temporária dos órgãos ou das entidades com competência de regulamentação setorial para desenvolver produtos, serviços e modelos de negócios inovadores, de forma experimental e em ambiente real controlado, mediante o cumprimento de critérios e de limites previamente estabelecidos. (ADVOCACIA GERAL DA UNIÃO, sem data, pg. 4). O <i>Sandbox</i> Regulatório é uma ferramenta pioneira que garante a flexibilidade necessária para testar novas ideias, sem comprometer os padrões de segurança exigidos pelo Estado, preservando a segurança jurídica da ação estatal, com foco nos benefícios que um ambiente regulatório saudável pode apresentar para o cidadão e para o empreendedorismo nacional. A experimentação é capaz de gerar evidências para orientar o processo decisório, além de promover aprendizado contínuo de todos os atores envolvidos, o qual pode ser disseminado e aproveitado por diferentes setores.																				
Políticas de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (P&D)	Incentivos regulatórios, financeiros, creditícios e fiscais são um dos instrumentos do Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI) do Projeto de Lei 2.932/2015. (CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS, 2015). O conhecimento, as tecnologias, as ideias e os processos inovadores impulsionam o desenvolvimento das nações, em uma perspectiva de autonomia e soberania, com potencial de inclusão, justiça e sustentabilidade. A busca de um ambiente jurídico regulatório eficaz e saudável requer a promoção de segurança jurídica para soluções inovadoras.																				
Empresas de SAEs no Inova Simples	O Inova Simples é um processo simplificado de formalização do negócio que concede às iniciativas empresariais de caráter incremental ou disruptivo, que se autodeclarem como empresas de inovação, tratamento diferenciado com vistas a estimular sua criação, formalização, desenvolvimento e consolidação como agentes indutores de avanços tecnológicos e da geração de emprego e renda. O Inova Simples foi instituído pela Lei Complementar nº 167, de 24 de abril de 2019, (BRASIL, 2019) e regulamentado pela Resolução CGSIM nº 55, de 23 de março de 2020 (BRASIL, 2020) que define o rito sumário para abertura, alteração e fechamento de empresas sob o regime do Inova Simples. A Resolução nº 55, de 23 de março de 2020, dispõe sobre o procedimento especial simplificado para a Empresa Simples de Inovação (Inova Simples), instituído pela Lei Complementar nº 167, de 24 de abril de 2019 (BRASIL, 2020). Os sistemas de armazenamento de energia são uma inovação no setor elétrico brasileiro, e as empresas deste ramo podem se beneficiar do Inova Simples.																				
Armazenamento de energia como Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor elétrico e como programa de eficiência energética	De acordo com a Lei nº 9.991/2000, de 24 de julho de 2000, (BRASIL, 2000), as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica tinham o dever de aplicar, anualmente, ao menos, 0,75% de sua receita operacional líquida em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor elétrico e 0,25% em programas de eficiência energética no uso final – que priorizem iniciativas, serviços e produtos de empresas nacionais, bem como a inovação e a pesquisa produzidas no País, conforme regulamento a ser editado pela ANEEL; porém após a redação dada pela Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025, os percentuais passaram, ambos, para 0,50%, conforme pode-se ver na Tabela 6 abaixo. (BRASIL, 2025). Tabela 6 - Regras para aplicação dos recursos em P&D e Eficiência Energética <table><tr><th rowspan="2">Empresa</th><th colspan="3">Regra de transição</th><th colspan="3">Regra definitiva</th></tr><tr><th>P&D (%ROL)</th><th>Eficiência (%ROL)</th><th>Prazo de validade</th><th>P&D (%ROL)</th><th>Eficiência (%ROL)</th><th>Prazo de validade</th></tr><tr><td>Geração*</td><td>0,25**</td><td>-</td><td></td><td>1,00</td><td>-</td><td>Após 31/12/2005</td></tr></table>	Empresa	Regra de transição			Regra definitiva			P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade	Geração*	0,25**	-		1,00	-	Após 31/12/2005
Empresa	Regra de transição			Regra definitiva																	
	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade															
Geração*	0,25**	-		1,00	-	Após 31/12/2005															

	1,00		Até 31/12/2005			
Transmissão	-	-	-	1,00	-	Após celebração de contrato
Distribuição	0,50	0,50	Até 31/12/2005	0,75	0,25	Após 31/12/2005

Fonte: Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 (2000)

*Excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

** Percentual válido para as empresas Gerasul, CGEET e CGEEP.

É preciso zelar pelo princípio da impessoalidade, ter um órgão independente para gerenciar os recursos. O programa que se destina a melhorar a eficiência energética – dando mais independência e economia ao consumidor, de forma que, como consequência, ter-se-ia a diminuição da demanda por energia que reduziria a receita operacional líquida da concessionária; é realizado pela própria concessionária, ou seja, não há impessoalidade ou imparcialidade de interesse pelo próprio executor da ação. Ademais, a ação atualmente depende de corpo técnico especializado da concessionária para poder gerir os recursos do programa de forma apropriada. Há incongruência, uma vez que a boa execução do programa pela concessionária reduz a receita líquida dela, ademais além de verificar a capacidade para realização é preciso estabelecer métodos claros de seleção dos projetos, e dar transparências aos dados dos projetos (a) nome do projeto, (b) entidade executora, (c) valor, (d) prazo (e) região a ser beneficiada (f) como se deu o processo seletivo e escolha do local, quando aplicável, preferencialmente em formato eletrônico. Os montantes originados da aplicação do disposto anteriormente serão deduzidos daquele destinado aos programas de conservação e combate ao desperdício de energia, bem como de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, estabelecidos nos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica.

Segundo a Lei nº 9.991/2000, de 24 de julho de 2000, (BRASIL, 2000) os recursos para pesquisa e desenvolvimento (P&D) devem ser distribuídos da seguinte forma: 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) – por meio de categoria, a ser criada, de programação específica para aplicação no financiamento de programas e projetos de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico – que devem incluir os que tratem da preservação do meio ambiente, da capacitação dos recursos humanos e do desenvolvimento tecnológico; como também na eficiência energética no uso final; 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento, conforme regulamentos determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); e 20% para o Ministério de Minas e Energia (MME), para financiar estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético e os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. No mínimo 30% de todos estes recursos de P&D mencionados devem ser alocados em projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais.

No caso dos recursos para eficiência energética a distribuição deve ser: 80% serão aplicados pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL; e 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

“V – as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão aplicar até 80% (oitenta por cento) dos recursos de seus programas de eficiência energética em unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica, em comunidades de baixa renda e em comunidades rurais, na forma do parágrafo único do art. 5º desta Lei. (Redação dada pela Lei nº 13.280, de 2016) (BRASIL, 2000)

VII - as concessionárias e as permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão aplicar recursos de pesquisa e desenvolvimento em **tecnologias para armazenamento** de energia

	solar, eólica e de biomassa. (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021) (BRASIL, 2000)". Poderia haver um setor independente responsável por gerir os recursos destinados a pesquisa e desenvolvimento (P&D) do setor elétrico e programas de eficiência energética e fomentar os SAEs nestes.
Modelos de assinatura e <i>leasing</i> para SAEs	É uma alternativa flexível, removendo barreiras de entrada e permitindo que mais empresas e consumidores adotem essas soluções inovadoras de armazenamento. Tais soluções revolucionam o mercado ao eliminar a barreira do investimento inicial. Algumas empresas oferecem sistemas de armazenamento "<i>plug & play</i>" com contratos flexíveis a partir de 6 (seis) meses, incluindo serviços de operação e manutenção, monitoramento remoto e garantias de desempenho. Para uso comercial e industrial o mercado tem desenvolvido quatro modelos principais nesta categoria: 1) Modelo de Investimento do Proprietário: O consumidor investe diretamente na aquisição do sistema. 2) Modelo de Contrato de Gestão de Energia (EMC): Um provedor de serviços investe no sistema e compartilha as receitas resultantes. 3) Modelo de <i>Leasing</i>: O consumidor aluga o sistema, com opção de compra ao final do contrato. 4) Modelo EMC + <i>Leasing</i>: Combina os benefícios dos dois modelos anteriores, onde uma empresa de leasing fornece o equipamento e o provedor de serviços gerencia a operação.
Modelo <i>battery-Storage-as-a-Service</i> (bSaaS) para SAEs	No Brasil, outros <i>players</i> passaram a oferecer este modelo onde o cliente não precisa investir na instalação dos equipamentos, pagando apenas pela economia gerada. As aplicações incluem geração na ponta, estabilização de demanda e <i>backup</i> de energia. Além disso, há apostas em baterias para armazenar energia solar, com foco no agronegócio (pivôs de irrigação) e mobilidade urbana (estações de recarga para veículos elétricos). Esta abordagem setorial demonstra como os modelos de assinatura podem ser adaptados para mercados específicos.
Modelo <i>Microgrid-as-a-Service</i> (MaaS) para SAEs	<i>Microgrid-as-a-Service</i> é um mecanismo de financiamento inovador que permite que mais organizações aproveitem os benefícios das microrredes. Com o MaaS, uma empresa terceirizada fornece o capital inicial para projetar, instalar e operar uma microrrede em nome de um cliente. O cliente paga pela energia que usa, semelhante a uma conta de serviços públicos, mas com os benefícios adicionais de maior confiabilidade energética, melhor qualidade de energia e custos de energia potencialmente mais baixos. Com o MaaS os riscos financeiros e a complexidade da implantação de uma microrrede são removidos, permitindo que mais organizações adotem essa solução de energia.
Modelo <i>Energy-as-a-Service</i> (EaaS) para SAEs	Nesse modelo, empresas fornecem soluções completas de energia — incluindo armazenamento, monitoramento e gestão — mediante pagamento mensal ou por performance. O consumidor não precisa investir diretamente no sistema, reduzindo barreiras de entrada. Os SAEs nesse modelo garantem economia, previsibilidade de tarifas e maior resiliência energética, principalmente em setores comerciais e industriais.
Modelo de Plataformas Digitais e P2P <i>Energy Trading</i>	Com a digitalização do setor elétrico, surgem modelos baseados em <i>blockchain</i> e plataformas <i>peer-to-peer</i> (P2P) de comercialização de energia. Os SAEs permitem que prosumidores armazenem energia excedente e a comercializem diretamente com vizinhos ou comunidades. Essa inovação é promissora para áreas urbanas com alta densidade e grande penetração de geração distribuída. No mercado de energia <i>peer-to-peer</i> ao invés realizar compra de eletricidade de grandes centrais elétricas tradicionais ou da concessionária de energia, é possível realizar compra diretamente de clientes com renováveis locais, usando medidores inteligentes para medir a energia transacionada <i>peer-to-peer</i> sobre a rede. Além de estar disponível para empresas a solução também já está em uso por pessoas físicas, uma vez que medidores inteligentes sejam instalados em todas as casas, estará disponível para todos.

Agregação para SAEs	Proprietários de ativos de geração distribuída, armazenamento distribuído e a combinação de ambos podem obter receitas pelos serviços prestados ao sistema quando participam de uma agregação. O que caracteriza a agregação é a utilização de um conjunto de recursos energéticos descentralizados com o objetivo de comercializar eletricidade ou oferecer serviços ancilares no mercado regulado de energia. Para realizar essa tarefa, é essencial que os recursos energéticos do grupo estejam dentro da área de atuação de uma distribuidora em operação e que a soma da capacidade desse grupo de recursos energéticos ultrapasse um limite de potência, como por exemplo 0,5 MW. Além disso, no que diz respeito à classificação dos recursos energéticos, também é viável a inclusão de aplicações que estejam localizadas atrás ou depois do medidor. No caso das aplicações que estão atrás do medidor, geralmente é necessária a presença de um agregador.
Selo de certificação por armazenar energia	O EDGE é um sistema global de certificação de edifícios verdes da <i>International Finance Corporation</i> (IFC), membro do <i>World Bank Group</i> . A Certificação EDGE é uma das certificações mais acessíveis e ágeis do mercado para quem busca sustentabilidade em edificações. A Sintali é um organismo de certificação ambiental, fundado para verificar o impacto do ambiente construído em todo o mundo. A Sintali atua como parceira de certificação global para o programa de construção verde EDGE da IFC, transformando o ambiente construído e criando um caminho para garantir que todos os edifícios sejam verdes. Assim como há o EDGE, poderia ser criada uma certificação de “empreendimento armazenador de energia” que demonstre alinhamento por sustentabilidade.
SAEs em comunidades energéticas	A eletrificação rural teve progresso lento, especialmente devido aos altos custos associados à extensão de rede e no desenvolvimento descentralizados de oferta de energia. O mercado consumidor rural, em geral, é disperso geograficamente e com baixa demanda por energia, promovendo dessa forma o desinteresse de concessionárias em atuar em tais regiões, uma vez que essa atuação requer altos custos associados à extensão de rede e ao desenvolvimento descentralizado da oferta de energia, com um retorno financeiro inferior ao da atuação em outras localidades. No que tange a universalização do acesso à energia elétrica, a mesma é regida pela Lei no 10.438/2002 (BRASIL, 2002) complementada pelo decreto no 4.336/2002 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2002) e implementada pela resolução nº 223 de 2003 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003). A Resolução ANEEL 223/03 exclui as regiões das cooperativas que ainda não foram reguladas do processo de universalização, pelo qual cada futuro consumidor – cidadão rural sem luz; pode ter acesso à eletricidade sem custos, com isso este consumidor desta área específica é responsável pelos custos de sua ligação e não tem previsão de prazo para ser atendido. Sugere-se facilitar a criação de novas cooperativas, por meio do cooperativismo, da união das famílias rurais; e a respectiva regularização para prestação de serviços, e estabelecer tratamento diferenciado às Cooperativas de Eletrificação que implantem sistemas de armazenamento de energia para gerar viabilidade de investimento.

Fonte: Elaboração própria (2026)

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

O avanço da tecnologia de armazenamento de energia e o aumento da escala de produção têm reduzido custos e aumentado a eficiência dos sistemas, abrindo oportunidades para novos modelos de negócio, integração com comunidades energéticas e desenvolvimento de novos mercados de flexibilidade no Brasil. O benefício adicional das energias renováveis e das usinas de energia baseadas em armazenamento é a previsibilidade dos custos futuros, pois não há necessidade de adquirir e importar combustíveis fósseis com preços voláteis.

Há um grande aumento na implantação de energia renovável em todo o mundo e as sociedades estão cada vez mais procurando como podem trabalhar essa infraestrutura em suas redes elétricas existentes – as baterias de fluxo são uma das soluções (P&D FRAUNHOFER ICT, 2024).

O estudo enfatizou os *insights* e boas práticas obtidas dos países que implementaram Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs). Esses *insights* incluem a importância de estabelecer uma definição precisa de SAE, promover o envolvimento colaborativo com as partes interessadas relevantes e desenvolver uma série de estratégias de incentivo.

Os SAEs representam uma solução tecnológica essencial para a modernização do setor elétrico brasileiro, especialmente diante dos desafios impostos pela crescente penetração de fontes renováveis intermitentes, pela necessidade de flexibilidade e pela meta de descarbonização. O trabalho demonstrou que, embora o Brasil tenha avançado no reconhecimento regulatório dos SAEs, ainda há lacunas significativas no tratamento legal, tarifário e comercial que impedem sua ampla adoção. A comparação internacional revelou que a adoção bem-sucedida de SAEs requer uma combinação coordenada de marcos regulatórios claros, incentivos econômicos e modelos de negócio inovadores.

As barreiras relacionadas com a integração dos SAEs nos mercados de eletricidade incluem problemas como a prestação de serviços ancilares devido à falta de disposições regulamentares para os mesmos. Os reguladores devem incentivar e apoiar a participação dos SAEs nos mercados de serviços ancilares, a fim de aumentar a

estabilidade e a fiabilidade da rede e criar um ambiente de mercado que permita o negócio de armazenamento.

As estruturas regulatórias bem-sucedidas exigem a colaboração do governo nas esferas executiva e legislativa, agências reguladoras e concessionárias de serviços públicos. O desenho atual das normas brasileiras, de forma geral, assume que o serviço elétrico se dá segundo sistemas radiais ou, mais genericamente, que os fluxos de energia sejam unidirecionais, da geração para as cargas. Entretanto, a difusão da geração distribuída, com, a exemplo, a venda de excedentes de autoprodutores para o mercado, leva a inversões de fluxo e caracteriza uma nova situação e novas exigências na operação dos sistemas, considerando inclusive o papel da geração distribuída na prestação de serviços ancilares, tais como a correção do fator de potência e o apoio ao sistema em condições de “*black start*”.

A importância do armazenamento de eletricidade — em conexão com redes inteligentes e outros elementos de gerenciamento de eletricidade; poderia ser mais frequentemente discutida em vários níveis no Brasil. Apesar das discussões em andamento, não há desenvolvimento significativo na área de armazenamento de energia. Um órgão deveria se encarregar de preparar o sistema energético brasileiro para novas tendências e permitir que cidadãos e empresas façam uso confiável e seguro das crescentes oportunidades oferecidas pelo desenvolvimento tecnológico no setor elétrico, uma vez que um conjunto de questões precisam ser abordadas antes da introdução de quaisquer projetos de armazenamento de energia em larga escala.

Para que um projeto de armazenamento de energia obtenha financiamento, os financiadores precisam ter total confiança nas projeções de receita, pois a previsibilidade é fundamental para mitigar os riscos e garantir retornos adequados. Um modelo financeiro robusto baseado em previsões credíveis pode fazer a diferença entre um projeto que atrai capital e um que não se materializa, especialmente em um mercado que ainda está amadurecendo.

O financiamento de projetos de armazenamento está se tornando mais acessível. O Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE Verde) alocou R\$ 7,7 bilhões para sistemas de armazenamento em 2025, demonstrando o apoio institucional crescente.

Ao permitir um melhor equilíbrio entre oferta e demanda e ser também uma solução possível aos eventos de *curtailment*, esses sistemas de armazenamento não apenas aumentam a eficiência no uso da capacidade instalada do SIN, mas também fomentam a necessária adoção de fontes energéticas limpas. A abertura do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) – Armazenamento é um passo importante neste caminho.

O leilão, nomeado LRCAP Armazenamento 2025, traz uma inovação significativa: a contratação de sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias. O LRCAP no Brasil facilita a transição energética.

A exploração de sistemas de armazenamento em baterias representa uma alternativa à expansão da geração de energia a partir de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro. É necessário projetar mecanismos adequados para garantir que esses ativos contribuam para o controle da potência reativa como, por exemplo: requisitos de conexão adequadamente projetados em códigos de rede, o que pode aumentar ligeiramente os requisitos de gastos de capital para geradores e, assim, orientar as decisões de investimento; e incentivos orientados especificamente para a aquisição de energia reativa como um produto separado, que têm sido menos comuns até agora.

É basilar deixar a livre concorrência prevalecer, deixando ao estado o papel da regulação onde necessário. Instituir medidas que visam aumentar a participação do investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor elétrico. O mercado de baterias é impulsionado por avanços tecnológicos, aumento da demanda do consumidor e maior investimento no desenvolvimento de produtos. Esses fatores alimentaram a sua adoção em diversos setores, à medida que os produtos de baterias melhoram a eficiência e reduzem os custos. Além disso, a conscientização crescente sobre soluções sustentáveis e ecológicas contribui para a popularidade da bateria. Os *players* da indústria se concentram em inovações que atendem às necessidades em evolução dos clientes, impulsionando o crescimento do mercado.

Com o incentivo a um mercado organizado, aberto a entrada de novas tecnologias de armazenamento de energia e que inclua submercados para fornecerem serviços de suporte à geração pode-se ter a consolidação da capacidade de energias renováveis, reserva, gestão da produção variável da geração renovável, equilíbrio,

resposta à demanda e redução de picos nas curvas de carga, suavizando as flutuações e pico de demanda. (TRONCHIN; MANFREN; NASTASI, 2018). Ademais, é preciso que haja remuneração empilhada para cada diferente serviço que for prestado à rede/sistema de energia para fomentar investimentos.

Esta pesquisa abordou recomendações estratégicas referentes às aplicações de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) no contexto do mercado de energia elétrica desregulado. Os resultados do estudo demonstram que os SAEs têm características distintas que desafiam sua classificação convencional como carga ou gerador dentro de sistemas de energia.

Várias empresas oferecem soluções de armazenamento para uso em instalações conectadas à rede. Estas são capazes de fornecer suporte para a rede existente e são adequadas para integração em redes inteligentes. Os produtos incluem: – bateria de íons de lítio (Saft, Mitsubishi Heavy Industries, Tesla); – baterias de sódio-enxofre (NaS) (NGK); – sistemas de volante (Vycon, Beacon Power, Piller); – sistemas supercondutores (Maxwell), dentre outros. (ROBYNS, DAVIGNY, BARRY, KAZMIERCZAK, SAUDEMONT, ABBES, FRANÇOIS, 2019, pg. 86 e 87).

Espera-se que um segmento de negócios completamente novo de armazenamento de eletricidade seja criado no mercado de eletricidade brasileiro. Este novo setor deve necessariamente ter as regras de operação em vigor – com base nos princípios de mercado; e os direitos e deveres de seus novos participantes devem ser especificados. É necessário alterar a atual estrutura do mercado de energia, gerar mudanças disruptivas no mercado atual e estabelecer uma nova estrutura regulatória específica para os sistemas de armazenamento de energia.

O governo brasileiro também poderia apoiar a pesquisa e desenvolvimento na área de armazenamento, uma vez que continuam sendo uma barreira fundamental para o setor. É crucial para o governo começar uma pesquisa avançada sobre armazenamento de energia elétrica para encontrar novas soluções e tecnologias no setor de armazenamento. O plano é focar em um investimento-chave inovador que garantirá o progresso de todo o setor de energia e permitirá um mercado mais competitivo.

Os operadores de rede reduzem custos de forma eficaz, minimizam o risco de períodos de pico de demanda, prolongam a vida útil da infraestrutura da rede e economizam em apagões caros, bem como em despesas de expansão de capacidade

quando integram dispositivos com supercapacitor. Assim, podem equilibrar a rede altamente estressada e garantir o fornecimento ininterrupto de energia, pois o sistema é capaz de fornecer suporte rápido, sob demanda e controlável para redução de picos, eliminando a necessidade de tecnologias de resposta lenta, como condensadores síncronos ou geradores de *backup* convencionais.

SAE é, muitas vezes, determinado como um dispositivo de geração que é uma barreira para uma ampla gama de fluxos de receita de serviços do lado da demanda. A maioria dos regulamentos atuais trata o armazenamento de energia de maneira semelhante aos geradores a *granel* sem prestar atenção aos diferentes tamanhos e tipos de SAE. A geração de energia atrelada à entrega de capacidade firme limita a flexibilidade do sistema e gera ineficiência.

Um dos primeiros passos é desclassificar SAE de dispositivo de geração – uma vez que possui perfil distinto; fazer revisão da política de interligação para novas unidades das Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Pode-se também diminuir a discretização dos modelos de planejamento fazendo com que a valoração das tecnologias de armazenamento de energia seja melhor realizada. Em relação à co-localização com fontes renováveis intermitentes, com uma irradiância solar altíssima, o Brasil tem excelentes possibilidades para vários projetos de armazenamento de energia co-localizados com PV, incluindo em escala de utilidade, distribuição comercial e industrial e microrredes. O armazenamento de energia também representa ativos para realizar a gestão de congestionamentos ao nível do sistema de transporte.

Se a regulamentação favorece o desenvolvimento do setor, a rentabilidade dos projetos de armazenamento estacionário ainda deve ser melhorada para atrair mais investimentos privados. Espera-se que outras concessionárias de serviços públicos e desenvolvedores independentes estejam na vanguarda da implantação de armazenamento de eletricidade em larga escala no Brasil. Os SAEs podem ajudar a aliviar o congestionamento na transmissão de energia renovável e contribuir para projetos de fontes de *Variable Renewable Energy* (VRE), melhorando o controle das injeções de energia na rede.

Os *balancing services*, como *frequency regulation* e *load following*, são fundamentais para garantir a estabilidade da rede. Além disso, a incorporação de SAEs um componente crítico dos serviços ancilares, ajuda a mitigar a natureza intermitente

das fontes renováveis, armazenando o excesso de energia durante períodos de alta geração e liberando-a quando a demanda é alta ou a geração renovável é baixa. Os *policymakers* e os *grid operators* reconhecem o valor dos serviços ancilares para facilitar a integração confiável e segura de energia renovável, resultando em um sistema de energia mais sustentável e resiliente.

O ritmo acelerado do avanço tecnológico cria o desafio da obsolescência. Os *ancillary service providers* devem atualizar constantemente seus sistemas para incluir as inovações mais recentes, garantindo que permaneçam eficazes e em conformidade com as mudanças nos *grid requirements*. Para enfrentar o desafio da integração tecnológica, os *stakeholders* do setor, os *policymakers* e as *research institutions* devem trabalhar juntos para desenvolver padrões comuns e promover um setor de energia tecnologicamente adaptável.

As três principais recomendações regulatórias e políticas foram identificadas como um alinhamento das políticas renováveis às do SAE; criando uma classe de ativos separada para o SAE e regras associadas para operações regulamentadas e competitivas; e normalizar os quadros de avaliação, procedimentos de ligação e operacionais para a utilização de SAE. Por último, três recomendações principais do mercado da eletricidade incluem a atualização das regras de apoio à operação simultânea de SAE nos mercados grossista, de serviços ancilares e de capacidade; atualização das regras de mercado para permitir a compensação por tecnologias de geração e demanda responsivas flexíveis e altamente precisas, como SAE; e atualização dos requisitos de energia dos serviços ancilares de mercado.

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) são fundamentais para o eficaz planejamento e operação dos sistemas de energia. Os SAEs possibilitam inúmeros benefícios no setor elétrico para suprimento da demanda de energia. Com as novas e mais eficientes tecnologias já consolidadas que passaram a serem utilizadas nos últimos anos o custo requerido para a sua implantação tem sido drasticamente reduzido fazendo com que as barreiras e incertezas de seu uso sejam rompidas. Dessa forma, vê-se nos mercados de energia a extensiva e crescente aplicação dos sistemas de armazenamento de energia. Os profissionais ganharam *expertise* na implantação. Frente a este novo cenário, as estruturas regulatórias em vigor para os sistemas elétricos

convencionais precisam considerar e se adaptar a tais mudanças para não prejudicar a expansão do setor.

Com sistemas de geração fotovoltaica integrado a SAE *off-grid* elimina-se o problema de integração com a rede elétrica de distribuição, da adequação da frequência de injeção – sincronismo; do surgimento do ilhamento; dos riscos de *déficit* de energia; da dificuldade do controle dos harmônicos gerados pela intermitência da geração por meio de fontes renováveis e de realizar a previsão do montante injetado que por vezes causa o sobre carregamento dos transformadores de energia e diversas dispêndios com manutenções constantes das linhas de distribuição de energia que elevam as tarifas cobradas aos consumidores cativos e aos subsídios dados pelo governo e refletidos nos impostos.

O *Sandbox* Regulatório se firma como um instrumento com potencial para estabelecer novos caminhos regulatórios que se ajustem à capacidade nacional de inovar, por meio de uma metodologia estruturada, que permite a colaboração e a aprendizagem entre entidades reguladoras. A sua adoção é uma oportunidade para que a inovação aconteça tanto pelo lado da oferta de novos modelos de negócio, produtos e serviços quanto pela definição ou aprimoramento do arcabouço regulatório que modela os mercados.

Propõe-se um melhor sistema de gestão de energia que reduz consideravelmente as despesas relacionadas ao consumo de energia elétrica, além de aumentar a confiabilidade do sistema, dar maior eficiência energética e sanar problema de interrupção no suprimento de energia, principalmente em locais remotos e isolados como as zonas rurais onde o atendimento da equipe de manutenção da rede é custosa e demorada. Conscientizando os usuários, e todos os *players* envolvidos acerca de tais custos e de como reduzi-los.

Serão necessárias quantidades crescentes de armazenamento de energia, mas implantar as tecnologias em escala provavelmente exigirá mais inovação, demonstração, melhores casos de negócios, investimento e apoio do governo. A implantação também dependerá da evolução contínua nos mercados da energia e de uma melhor compreensão e comunicação dos riscos.

A definição clara de metas e mecanismos de apoio podem ajudar a implantação adequada e oportuna de tecnologias de armazenamento. Regimes

governamentais podem incentivar a investigação e a demonstração de armazenamento em opções de maior duração e a implantação de armazenagem co-localizada com usinas renováveis.

Por fim, referindo-se à participação do SAE no ambiente de mercado energético, o chamado mercado desregulado, para a compra e venda de energia elétrica, a pesquisa identificou que os países de referência na implantação do armazenamento priorizaram a remuneração no mercado energético por meio dos seguintes serviços, como já abordado: (a) *peak shaving*, (b) *frequency response*, (c) *RES support*, e (d) *energy arbitrage*.

Antes de qualquer tomada de decisão futura sobre armazenamento de eletricidade, é interessante realizar um estudo sobre a localização futura ideal dos projetos de armazenamento de eletricidade dentro do sistema de energia e sua capacidade e aplicação necessárias, além dos papéis dos participantes individuais do mercado.

Alguns mercados também produziram um novo produto a Regulação de Frequência Rápida (como PJM e ISO-NE), geralmente gerado por ferramentas de armazenamento e resposta à demanda que podem ajustar a produção mais rapidamente do que os geradores convencionais. Os recursos do lado da demanda que podem responder aos sinais do AGC também podem fornecer serviços regulatórios.

O aumento gradual das instalações de armazenamento de eletricidade é esperado como uma reação à redução considerável prevista no preço das tecnologias de armazenamento de eletricidade. É interessante introduzir novas baterias de íons de lítio para residências no mercado brasileiro e em outros projetos de baterias domésticas. Além disso, é interessante incentivar fundos que invistam em empresas inovadoras de tecnologia limpa de pequeno a médio porte.

6.1 Impactos Esperados da Proposta

A implementação das diretrizes propostas neste estudo pode resultar em:

- Maior confiabilidade e resiliência do sistema elétrico;
- Redução de custos operacionais e postergação de investimentos em infraestrutura;

- Estímulo à cadeia produtiva nacional de tecnologia e serviços relacionados a SAE;
- Inclusão energética em áreas remotas ou vulneráveis;
- Contribuição efetiva para metas ambientais e compromissos climáticos.

6.2 Limitações e Sugestões para Pesquisas Futuras

Esta dissertação concentrou-se na formulação de uma proposta regulatória, política e comercial para o incentivo aos SAEs, com base em dados secundários, documentos públicos e experiências internacionais. Futuras pesquisas podem se aprofundar nos itens listados no Quadro 56:

Quadro 56 - Sugestões para pesquisas futuras

Sugestões para pesquisas futuras	• A modelagem econômica e financeira de diferentes aplicações de SAE; • O impacto da adoção de SAE sobre tarifas e sobre o planejamento da expansão elétrica; • A análise quantitativa dos serviços prestados pelos SAEs e sua valoração; • A viabilidade de integração dos SAEs com hidrogênio verde e mobilidade elétrica. • Uma análise comparativa entre os diferentes tipos de armazenamento de energia para uma determinada potência e característica de sistema pré-estabelecidos – um estudo de caso. • Levantamento relativo aos demais tipos de armazenamento de energia que não foram abordados neste trabalho, mas que são possíveis; • Aprofundar no texto da lei que trata do setor elétrico brasileiro para mudar artigos e incisos que tratam de responsabilidades, magnitude e regras que afetam o mercado de energia e a comercialização de ativos; • Explorar a regulação sobre armazenamento de energia em demais países que não foram neste estudo analisados; • Aprofundar em solução de armazenamento de energia de sistemas <i>off-grid</i> e embasar uma regulação que a favoreça e fomenta. • Novas pesquisas que incorporem avaliações tecno econômicas detalhadas. • <i>Insights</i> de fornecedores de tecnologia e facilitadores de mercado quanto a disponibilidade de tecnologia, custo real das soluções de armazenamento, desempenho e impacto ambiental das tecnologias de armazenamento. • Fazer um estudo comparativo de rentabilidade prevista de diferentes tipos de tecnologias de armazenamento de energia. • Desenvolver trabalhos sobre os tópicos 'Inovação' dos subcapítulos dos tipos de tecnologias de armazenamento de energia.
---	---

	• Como pode se dar a liquidação de serviços ancilares (comercialização) em diferentes mercados de energia. A gestão do impacto ambiental das tecnologias de armazenamento, particularmente no final da vida útil, representa uma grande lacuna. Uma regulamentação mais detalhada, eficaz e generalizada sobre os procedimentos de fim de vida, juntamente com o apoio ao surgimento de um maior número de empresas de reciclagem respeitáveis, de alta qualidade e alta segurança, melhoraria as práticas nesta área. À medida que a utilização de baterias em veículos e aplicações de rede aumenta o foco na reciclagem e a legislação em torno dela se intensificará. O desenvolvimento de políticas públicas robustas, apoiadas em evidências e inovação regulatória, é o caminho para viabilizar o papel dos SAEs como catalisadores da transição energética no Brasil.
--	---

Fonte: Elaboração própria (2026)

REFERÊNCIAS

ADVOCACIA GERAL DA UNIÃO (sem data). **Guia Referencial de Sandbox Regulatório**. Laboratório de Inovação da AGU. Disponível em: <https://www.gov.br/agu/pt-br/assuntos-1/labori/GUIAREFERENCIALDESANDBOXREGULATRIO18112024.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2003). **Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003**. Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pelas Leis no 10.762, de 11 de novembro de 2003, e no 10.848, de 25 de março de 2004, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003223.pdf>. Acesso em: 13 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2016). **Chamada Estratégica N.º 021/2016**: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro (Processo: 48500.003172/2016-04). Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20172292_1.pdf. Acesso em: 19 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2016). **Resultados da chamada de P&D estratégico ANEEL n.º 21**. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=180044&tipoMidia=0>. Acesso em: 13 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019). **Chamada Estratégica N.º 022/2018**: Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente (Processo: 48500.005797/2018-64). Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20192506_1.pdf. Acesso em: 19 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019). **Consulta pública nº 45/2019**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/acp2019045ti.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019). **Resolução normativa nº 846, de 11 de junho de 2019**. Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019846.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020). **Anexo I da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020**. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, Módulo 1 – Glossário. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2.pdf. Acesso em: 17 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020). **Anexo V da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020**. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, Módulo 5 –

Acesso ao Sistema. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf. Acesso em: 17 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020). **Cooperativas de eletrificação rural.**

Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cooperativas%20de%20eletrifica%C3%A7%C3%A3o%20rural%20-%2053.pdf>. Acesso em: 06 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020). **Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020.** Aprova as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2020905.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020). **Resolução normativa nº 876, de 10 de março de 2020.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2020905.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022). **ANEXO XXXIX Módulo 5: Encargos Setoriais, Submódulo 5.2.** Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Versão 1.1 C. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_2_V1_1C.pdf. Acesso em: 10 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022). **Módulo 5: Encargos Setoriais. Submódulo 5.2.** Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Versão 1.2. Versão 2.6. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_2_4.pdf. Acesso em: 13 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.031, de 26 de julho de 2022.** Consolida os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022). **Resolução normativa ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022.** Consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.html>. Acesso em: 17 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022). **Resolução normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022.** Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda; à prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por

alteração na configuração do sistema elétrico; aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas; ao montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física; e ao Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Armazenamento de energia: ANEEL acompanha essa tendência que promete confiabilidade e flexibilização das operações**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/armazenamento-de-energia-aneel-acompanha-essa-tendencia-que-promete-confiabilidade-e-flexibilizacao-das-operacoes>. Acesso em: 13 maio 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Consulta Pública 039/2023**. Obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=n18rFdHj&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3828&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 19 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Portaria ANEEL nº 6.876, de 5 de dezembro de 2023**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20236876.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Portaria nº 6.832, de 23 de maio de 2023**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20236832.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2023001sgm.pdf>. Acesso em: 09 junho 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.071, de 29 de agosto de 2023**. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, bem como à associação de centrais geradoras que contemplem essas tecnologias de geração, e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-

2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54311&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacao_publica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 17 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). **Resolução normativa ANEEL nº 1.062, de 25 de abril de 2023**. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que estabelece, dentre outros, os procedimentos relacionados à prestação e à remuneração de serviços ancilares por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN e à adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231062.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Agenda Regulatória**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/governanca-regulatoria/agenda-regulatoria>. Acesso em: 16 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Anexo da Nota Técnica nº 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL- Minuta REN**. Estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Armazenamento de Energia Elétrica, bem como alterar as Resoluções Normativas nº 846, de 11 de junho de 2019, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.009, de 22 de março de 2022, nº 1.029, de 25 de julho de 2022, nº 1.030, de 25 de julho de 2022, nº 1.031, de 26 de julho de 2022 e nº 1.071, de 29 de agosto de 2023. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54311&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacao_publica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 16 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Nota Técnica ANEEL nº 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL, de 5 de dezembro de 2024**. Processo: 48500.004885/2020-63. Fechamento da primeira fase da Consulta Pública nº 39/2023 e proposta de abertura de segunda fase com vistas a obter subsídios para aprimoramento de minuta de Resolução Normativa sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54310&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacao_publica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 16 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica**. Módulo 1 – Glossário. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241097_2.pdf. Acesso em: 12 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica**. Módulo 5 – Acesso ao Sistema. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241097_2_1.pdf. Acesso em: 12 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2024). **Resultados da chamada de P&D Estratégico da ANEEL n. 21: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro**. Número de chamada 620.91 A265r. Disponível em:

<https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=180044&tipoMidia=0> Acesso em: 16 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2022). **ANEEL - Consulta Pública nº 31/2022**.

Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/consultas-publicas-govbr/aneel-consulta-publica-no-31-2022>.

Acesso em: 19 mar. 2024

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2022). **Resolução normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022**. Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO (2019). **Economia Mineral**. Lítio. Disponível em:

https://www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/economia-mineral/publicacoes/sumario-mineral/litio_sm_2019-ano-base-2018.pdf. Acesso em: 06 jan. 2025.

AUGWIND ENERGY TECH (2021). **AirBattery energy storage system**. Designed to enable total renewable integration. Providing grid-scale, ultra-long duration storage. Disponível em <https://www.augwind.com/airbattery>. Acesso em: 14 maio 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2019). **Electricity Rule Change Proposal**. Integrating Energy Storage Systems Into the NEM. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/initiatives/emerging-generation/23-august-2019--integrating-ess-rule-change-proposal-final.pdf?la=en&hash=F500525F8539D6BA070629AA3E0ACEDD>.

Acesso em: 14 maio 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2021). **Australian Energy Market Commission—Rule Determination on Integrating Energy Storage Systems into the NEM—National Electricity**

Amendment Rule 2021. Disponível em: [https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-](https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-12/1._final_determination_-_integrating_energy_storage_systems_into_the_nem.pdf)

[12/1._final_determination_-_integrating_energy_storage_systems_into_the_nem.pdf](https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-12/1._final_determination_-_integrating_energy_storage_systems_into_the_nem.pdf). Acesso em: 14 maio 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2024). **2024 Integrated System Plan (ISP)**. Disponível em: <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>. Acesso em: 14 maio 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (2024). **2024 Integrated System Plan**. For the National Market. A roadmap for the energy transition. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/2024-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>. Acesso em: 14 maio 2025.

AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY (2022). **Monash University Building Integrated PV Study**. Disponível em <https://arena.gov.au/projects/monash-university-building-integrated-pv-study/>. Acesso em: 14 maio 2025.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (2025). **BNDES Funtec - Fundo de desenvolvimento técnico-científico - BNDES Apoio à Inovação**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-funtec>. Acesso em: 14 maio 2025.

BATTERIES (2017). **Nickel Metal Hydride Batteries 2017**. Disponível em: <https://www.mdpi.com/books/reprint/587-nickel-metal-hydride-batteries-2017>. Acesso em: 12 maio 2025.

BEACON POWER (2015). **Operating Plants**. Hazle Township, Pennsylvania. Disponível em: <https://beaconpower.com/hazle-township-pennsylvania/>. Acesso em: 12 maio 2025.

BRASIL (1994). **Decreto de 27 de dezembro de 1994**. Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/DNN/Anterior_a_2000/1994/Dnn2793.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL (1995). **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm. Acesso em: 20 dez. 2024.

BRASIL (1996). **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm. Acesso em: 17 dez. 2024.

BRASIL (1997). **Decreto nº 2.413, de 4 de dezembro de 1997**. Dispõe sobre as atribuições da Comissão Nacional de Energia Nuclear nas atividades de industrialização, importação e exportação de minerais e minérios de lítio e seus derivados. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2413.htm. Acesso em: 06 jan. 2025.

BRASIL (2000). **Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000**. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19991.htm. Acesso em: 24 jan. 2025.

BRASIL (2002). **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de

dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm. Acesso em: 20 dez. 2024.

BRASIL (2006). **Lei complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006**. Institui o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte; altera dispositivos das Leis no 8.212 e 8.213, ambas de 24 de julho de 1991, da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT, aprovada pelo Decreto-Lei no 5.452, de 1º de maio de 1943, da Lei no 10.189, de 14 de fevereiro de 2001, da Lei Complementar no 63, de 11 de janeiro de 1990; e revoga as Leis no 9.317, de 5 de dezembro de 1996, e 9.841, de 5 de outubro de 1999. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp123.htm#art65a. Acesso em: 18 dez. 2024.

BRASIL (2013). **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm. Acesso em: 10 mar. 2025.

BRASIL (2016). **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Conversão da Medida Provisória nº 735, de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm#art1. Acesso em: 10 mar. 2025.

BRASIL (2019). **Lei complementar nº 167, de 24 de abril de 2019**. Dispõe sobre a Empresa Simples de Crédito (ESC) e altera a Lei nº 9.613, de 3 de março de 1998 (Lei de Lavagem de Dinheiro), a Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, e a Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006 (Lei do Simples Nacional), para regulamentar a ESC e instituir o Inova Simples. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LCP/Lcp167.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL (2020). **Resolução nº 55, de 23 de março de 2020**. Dispõe sobre o procedimento especial simplificado para a Empresa Simples de Inovação (Inova Simples), instituído pela Lei Complementar nº 167, de 24 de abril de 2019. Disponível em: https://www.gov.br/empresas-e-negocios/pt-br/drei/cgsim/arquivos/Resolucao_55_de_2020.pdf. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL (2021). **Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021**. Regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/d10707.htm. Acesso em: 16 maio 2025.

BRASIL (2021). **Lei complementar nº 182, de 1 de junho de 2021**. Institui o marco legal das startups e do empreendedorismo inovador; e altera a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e a Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LCP/Lcp182.htm. Acesso em: 18 dez. 2024.

BRASIL (2021). **Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021**. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14120.htm. Acesso em: 16 maio 2025.

BRASIL (2022). **Decreto nº 11.120, de 5 de julho de 2022**. Permite as operações de comércio exterior de minerais e minérios de lítio e de seus derivados. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Decreto/D11120.htm#art2. Acesso em: 06 jan. 2025.

BRASIL (2023). **Decreto nº 11.581, de 27 de junho de 2023**. Dispõe sobre a qualificação de empreendimentos públicos federais do setor de energia elétrica no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11581.htm. Acesso em: 16 maio 2025.

BRASIL (2025). **Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025**. Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten); e altera as Leis nºs 13.988, de 14 de abril de 2020, 11.484, de 31 de maio de 2007, 9.991, de 24 de julho de 2000, e 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Lei/L15103.htm. Acesso em: 24 jan. 2025.

BRASIL. (1999). **Decreto de 2 de dezembro de 1999**. Institui o Programa Nacional de Eletrificação Rural "Luz no Campo", e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03//DNN/Anterior_a_2000/1999/Dnn8715.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. (2004). **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de

julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. (2011). **Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011**. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - “LUZ PARA TODOS”, para o período de 2011 a 2014, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7520.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. (2022). **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 19 mar. 2024.

BRASIL. (2023). **Decreto nº 11.628, de 4 de agosto de 2023**. Dispõe sobre o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11628.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS. (2015). **Projeto de Lei nº 3.138, de 2015**. Estabelece políticas relativas à implantação de redes elétricas inteligentes nos sistemas elétricos brasileiros, e dá outras providências. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1401547&filename=Avulso%20PL%203138/2015. Acesso em: 20 dez. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS FEDERAIS. (2015). **Projeto de Lei nº 2.932-C, de 2015**. Dispõe acerca do Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes, e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; tendo parecer: da Comissão de Minas e Energia, pela aprovação deste e do de nº 3138/15, apensado, com substitutivo (relator: DEP. MARCO ANTÔNIO CABRAL); da Comissão de Finanças e Tributação, pela não implicação da matéria em aumento ou diminuição da receita ou da despesa públicas, não cabendo pronunciamento quanto à adequação financeira e orçamentária deste e do de nº 3138/15, apensado, e do Substitutivo da Comissão de Minas e Energia (relatora: DEP. YEDA CRUSIUS); e da Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania, pela constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa deste, do de nº 3138/15, apensado, e do Substitutivo da Comissão de Minas e Energia, com subemenda (relator: DEP. NICOLETTI). Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2283658&filename=Avulso%20PL%202932/2015. Acesso em: 20 dez. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. (2002). **Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002**. Dispõe sobre a utilização de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para o financiamento do atendimento a consumidores de baixa renda, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2002/decreto-4336-15-agosto-2002-470770->

publicacaooriginal-1-pe.html. Acesso em: 13 maio 2025.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. (2021). **PL 414/2021**. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/enquetes/2270036>. Acesso em: 13 maio 2025.

CASTAGNETO GISSEY, G.; DODDS, P. E.; RADCLIFFE, J. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 781–790, 2018.

CHILE (2016). **Ley 20936 Firma electrónica**. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Disponível em: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>. Acesso em: 16 maio 2025.

CHILE (2019). **Decreto 345 Exento**. Modifica decreto de educación n° 123 exento, de 1989, del instituto profesional de arte y comunicación arcas. Disponível em: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1132497&idVersion=2020-11-27>. Acesso em: 16 maio 2025.

CHILE (2022). **Ley 21505**. Firma electrónica promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Disponível em: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572&tipoVersion=0>. Acesso em: 16 maio 2025.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (2022). **Resolução CVM nº 158, de 28 de junho de 2022**. Altera a Resolução CVM nº 88, de 27 de abril de 2022. Disponível em: <https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/resolucoes/anexos/100/resol158.pdf>. Acesso em: 13 maio 2025.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (2022). **Resolução CVM nº 88, de 27 de abril de 2022, com as alterações introduzidas pelas Resoluções CVM nº 158/22 e 226/25**. Dispõe sobre a oferta pública de distribuição de valores mobiliários de emissão de sociedades empresárias de pequeno porte realizada com dispensa de registro por meio de plataforma eletrônica de investimento participativo e revoga a Instrução CVM nº 588, de 13 de julho de 2017. Disponível em: <https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/resolucoes/anexos/001/resol088consolid.pdf>. Acesso em: 13 maio 2025.

CONGRESSO NACIONAL (2015). **Projeto de Lei Nº 1.917/2015**. Disponível em: <https://www.congressonacional.leg.br/materias/materias-bicameras/-/ver/pl-1917-2015>. Acesso em: 10 mar. 2025.

CONGRESSO NACIONAL (2016). **Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>. Acesso em: 10 mar. 2025.

DSIRE (2023). **Database of State Incentives for Renewables & Efficiency**. Disponível em: <https://www.dsireusa.org/>. Acesso em: 14 maio 2025.

EATON (2017). **Eaton Energy Storage System Helps the Catholic University of Lille in France Move Towards a Zero Carbon Future**. Disponível em:

https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/energy-storage/catholic-university-of-lille---success-story---images/Eaton-CSS-Creation-Lille-English_EN_EN.pdf. Acesso em: 12 maio 2025.

EATON (2024). **A sustainable future at the Johan Cruijff ArenA**. Disponível em: <https://www.eaton.com/gb/en-gb/products/energy-storage/johan-cruijff-arena-success-story.html>. Acesso em: 12 maio 2025.

EATON (2024). **A University committed to the Energy Transition**. Disponível em: <https://www.eaton.com/gb/en-gb/products/energy-storage/toward-a-zero-carbon-campus.html>. Acesso em: 12 maio 2025.

EATON (2025). **Energy storage systems, xStorage Buildings**. Disponível em: <https://www.eaton.com/gb/en-gb/catalog/energy-storage/xstorage-buildings.html>. Acesso em: 12 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019). **N. EPE-DEE-NT-098/2019-r0. Sistemas de Armazenamento em Baterias**. Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em: 20 mar. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021). **Expansão da Geração. Empreendimentos Fotovoltaicos**. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013_R8_UFV.pdf. Acesso em: 16 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021). **NOTA TÉCNICA Nº EPE-DEE-NT-090/2021-r0. Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf. Acesso em: 26 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia. **PDE 2029**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-479/00%20Introdu%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 14 maio 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2024). **4º Workshop de apresentação de resultados do projeto “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistema de Armazenamento por Baterias na Rede Básica”**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/4-workshop-de-apresentacao-de-resultados-do-projeto-analise-tecnico-economica-da-insercao-de-sistema-de-armazenamento-por-baterias-na-rede-basica->. Acesso em: 14 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2024). **PDE 2034, Plano Decenal de Expansão de Energia**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034_Aprovado.pdf. Acesso em: 16 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2024). **Portaria nº 102, de 22 de março de 2016**. Manual para empreendedores: Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/Manual%20do%20Empreendedor.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2025). **Instruções para cadastramento nos leilões**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/instrucoes-para-cadastramento>. Acesso em: 16 maio 2025

EUROPEAN ASSOCIATION FOR ENERGY STORAGE (2020). **Energy Storage Applications Summary**. Disponível em: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2020/06/ES-Applications-Summary.pdf>. Acesso em: 3 de junho de 2025.

EUROPEAN ASSOCIATION FOR ENERGY STORAGE (2020). **Services to Support Generation and Services to Support Bulk Storage**. Disponível em: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2021/08/Services-to-Generation_Bulk-Storage.pdf. Acesso em: 3 de junho de 2025.

EUROPEAN ASSOCIATION FOR ENERGY STORAGE (2021). **Ancillary Services Energy Storage Applications Forms**. Disponível em: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2021/08/Ancillary-Services.pdf>. Acesso em: 3 de junho de 2025.

EUROPEAN BATTERY ALLIANCE (2019). Building a European Battery Industry. **Energy Battery Alliance - EBA250**. Disponível em: <https://www.eba250.com/>. Acesso em: 20 de maio de 2024.

EUROPEAN COMMISSION (2002). **Council Regulation (EC) No 1/2003 of 16 December 2002 on the implementation of the rules on competition laid down in Articles 81 and 82 of the Treaty (Text with EEA relevance)**. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2003/1/oj/eng>. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2017). **European Battery Alliance**. Disponível em: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-battery-alliance_en. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2017). Network. **EBA 250**. Disponível em <https://www.eba250.com/about-eba250/network/>. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2023). **Antitrust and Cartels**. Disponível em: https://competition-policy.ec.europa.eu/antitrust-and-cartels_en. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2023). **Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union - PART THREE: UNION POLICIES AND INTERNAL ACTIONS - TITLE VII: COMMON RULES ON COMPETITION, TAXATION AND APPROXIMATION OF LAWS - Chapter 1: Rules on competition - Section 1: Rules applying to undertakings - Article 101 (ex Article 81 TEC)**. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A12008E101>. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2023). **Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union - PART THREE: UNION POLICIES AND INTERNAL ACTIONS - TITLE VII: COMMON RULES ON COMPETITION, TAXATION AND APPROXIMATION OF LAWS - Chapter 1: Rules on competition - Section 1: Rules applying to undertakings - Article 102 (ex Article 82 TEC).**

Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A12008E102>. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2023). **Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance).**

Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj/eng>. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2024). **EU energy policy.** Disponível em:

https://energy.ec.europa.eu/index_en. Acesso em: 12 maio 2025.

EUROPEAN COMMISSION (2024). Study on the designation of Renewables Acceleration Areas (RAAs) for onshore and offshore wind and solar photovoltaic energy. **Directorate-General for ENERGY.**

Disponível em: https://managenergy.ec.europa.eu/document/download/af1ed39c-fe91-4124-aea1-2fc8ea1cfdb3_en?filename=study%20on%20the%20designation%20of%20renewables%20acceleration-MJ0224705ENN.pdf. Acesso em: 16 jan. 2025.

EUROPEAN UNION (2017). **Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (Text with EEA relevance).** Disponível em:

<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng>. Acesso em: 10 junho 2025.

EUROPEAN UNION (2019). **Consolidated text: Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019.** Document 02019L0944-20240716. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019L0944-20240716>. Acesso em: 28 jan. 2025.

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019L0944-20240716. Acesso em: 28 jan. 2025.

EUROPEAN UNION (2019). **Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (versión refundida) (Texto pertinente a efectos del EEE).** Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>. Acesso em: 14 maio 2025.

content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943. Acesso em: 14 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Consolidated text: Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012.** Document 02012L0027-20230504. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02012L0027-20230504>. Acesso em: 28 jan. 2025.

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02012L0027-20230504. Acesso em: 28 jan. 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending.** Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive

98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>. Acesso em: 15 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Energy communities**. Disponível em:

https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en. Acesso em: 15 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance)**.

Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj/eng>. Acesso em: 09 junho 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Regulation (EU) 2023/955 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a Social Climate Fund and amending Regulation (EU)**

2021/1060. Document 32023R0955. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/955/oj/eng>.

Acesso em: 15 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2023). **Rural Energy Community Advisory Hub**. Disponível em:

[https://ruralpact.rural-vision.europa.eu/sites/default/files/2024-](https://ruralpact.rural-vision.europa.eu/sites/default/files/2024-09/rpso_green_transition_recah_roscoe.pdf)

[09/rpso_green_transition_recah_roscoe.pdf](https://ruralpact.rural-vision.europa.eu/sites/default/files/2024-09/rpso_green_transition_recah_roscoe.pdf). Acesso em: 15 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2023). Summaries of EU Legislation. **Energy efficiency**. Disponível em:

<https://eur-lex.europa.eu/PT/legal-content/summary/energy-efficiency.html>. Acesso em: 28 jan. 2025.

EUROPEAN UNION (2023). The Rural Energy Community. **National Legal and Policy Frameworks**.

Disponível em: [https://wayback.archive-it.org/12090/20240322154623/https://rural-energy-community-hub.ec.europa.eu/document/download/6c797a17-3064-46d1-b835-](https://wayback.archive-it.org/12090/20240322154623/https://rural-energy-community-hub.ec.europa.eu/document/download/6c797a17-3064-46d1-b835-9da95e30b997_en?filename=Guidance%20document%20on%20national%20legal%20and%20policy%20frameworks_0.pdf)

[9da95e30b997_en?filename=Guidance%20document%20on%20national%20legal%20and%20policy%20frameworks_0.pdf](https://wayback.archive-it.org/12090/20240322154623/https://rural-energy-community-hub.ec.europa.eu/document/download/6c797a17-3064-46d1-b835-9da95e30b997_en?filename=Guidance%20document%20on%20national%20legal%20and%20policy%20frameworks_0.pdf). Acesso em: 15 maio 2025.

EUROPEAN UNION (2024). **Consolidated text: Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance)**. Document 02018L2001-20240716. Disponível em:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02018L2001-20240716>. Acesso em: 16 jan. 2025.

EUROPEAN UNION (2024). **Directive (EU) 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of 24 April 2024 on the energy performance of buildings (recast) (Text with EEA relevance)**.

Document 32024L1275. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/eng>. Acesso em: 15 maio 2025.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (2018). **FERC 841**. Disponível em:

<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>. Acesso em: 14 maio 2025.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (2018). **FERC 845**. Disponível em:

<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-845.pdf>. Acesso em: 14 maio 2025.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (2021). **FERC 2222**. Disponível em:

<https://www.energy.gov/sites/default/files/2021->

04/EAC%20FERC%20Order%202222%20Recommendations_Aproved.pdf. Acesso em: 14 maio 2025.

FLUENCE (2022). **QuantumScape and Fluence to Collaborate on Stationary Storage with Solid-State Lithium-Metal Technology**. Disponível em: <https://blog.fluenceenergy.com/quantumscape-fluence-stationary-storage-solid-state-lithium-metal-technology>. Acesso em: 14 maio 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (2006). **Contribuição do Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE à Audiência Pública Nº 010/2006 para alterar a Resolução Normativa nº 265/03 da ANEEL sobre os serviços ancilares**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/010/contribuicao/inee_-_instituto_nacional_de_efici%C3%Aancia_energetica.pdf. Acesso em: 14 maio 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2023). **Global installed energy storage capacity by scenario, 2023 and 2030**. Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-energy-storage-capacity-by-scenario-2023-and-2030?_cf_chl_rt_tk=__qq.1oCofS96MhBVdUEqDa6e4k.I1Sy3O_e_I78Zzg-1751646473-1.0.1.1-1gigbqitUhbug4cdmRKp1jA5Kkoshw3XvmdYdDTvZxs. Acesso em: 14 maio 2025.

INVINITY ENERGY SYSTEM (2022). **A World-First Low-Carbon Mobility, Electricity and Heat Energy Superhub**. Disponível em: <https://invinity.com/energy-superhub-oxford/>. Acesso em: 12 maio 2025.

IRENA (2019). **Ancillary Services - Innovation Landscape Brief. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency**. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf. Acesso em: 13 maio 2025.

ISA ENERGIA (2022). **ISA CTEEP inicia operação do primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro**. Disponível em: <https://www.isaenergiabrasil.com.br/centro-de-midia/noticias/isa-ctEEP-inicia-operacao-do-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no-sistema-de-transmissao-brasileiro/>. Acesso em: 13 maio 2025.

KONDORI, A., ESMAEILIRAD, M., HARZANDI, A. M., AMINE, R., SARAY, M. T., Yu, L., LIU, T., WEN, J., SHAN, N., WANG, H.-H., NGO, A. T., REDFERN, P. C., JOHNSON, C. S., AMINE, K., SHAHBAZIAN-YASSAR, R., CURTISS, L. A., & ASADI, M. (2023). **A room temperature rechargeable Li₂O-based lithium-air battery enabled by a solid electrolyte**. *Science* (New York, N.Y.), 379(6631), 499–505.

LIVA (2025). **The LIVA Hybrid Energy Storage System (Hybrid ESS)**. Disponível em: <https://livapms.com/products-service/the-liva-hybrid-energy-storage-system>. Acesso em: 12 maio 2025.

MENG L., ZAFAR J., KHADEM S. K., COLLINSON A (2019). **Fast Frequency Response from Energy Storage Systems – A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues**. Disponível em: https://pure.strath.ac.uk/ws/portalfiles/portal/100773736/Meng_et al IEEE TSG 2019 Fast frequency response from energy storage systems.pdf. Acesso em: 2 maio 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2016). **Portaria no 102, de 22 de março de 2016**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria-n-102-2016.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA (2019). **Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-187-2019.pdf/@@download/file>. Acesso em: 10 mar. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2021). **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 20 dez. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2024). **Consulta Pública nº 176/2024 - Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025**. Disponível em: <https://www.gov.br/participamaisbrasil/cp-176>. Acesso em: 16 maio 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2024). **Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP. PROCESSO Nº 48360.000272/2024-22**. Apresenta a minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025, a qual traz a contratação de potência elétrica a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=6542ebfd-ad30-ea98-9ddc-35fb219653bb&groupId=436859. Acesso em: 20 dez. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2024). **Portaria GM/MME nº 812, de 26 de setembro de 2024**. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=57285680-2729-cb01-850c-5c53d07840b9&groupId=436859. Acesso em: 16 maio 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (2024). **Consulta Pública MME Nº 160/2024**. Diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c002cf60-17fa-7492-488e-3f8566763f2b&groupId=436859. Acesso em: 13 maio 2025.

NATIONAL GRID (2016). **Enhanced Frequency Response**. Disponível em: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf. Acesso em: 14 maio 2025.

NATIONAL GRID (2016). **Enhanced Frequency Response**. Invitation to Tender for Pre-qualified Parties. Disponível em: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20IT%20v2_2%20clean.pdf. Acesso em: 14 maio 2025.

NIOBIUM (2025). **The role of Niobium in advancing renewable energy**. Disponível em: <https://niobium.tech/en/energy>. Acesso em: 12 maio 2025.

NKG (2023). **NGK's first sodium-sulfur battery installation in Eastern Europe comes online in Bulgaria**. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/ngks-first-sodium-sulfur-battery-installation-in-eastern-europe-comes-online-in-bulgaria/>. Acesso em: 12 maio 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2023). **Submódulo 8.1 Administração dos Contratos**. Procedimental. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20232100_2_1.pdf. Acesso em: 17 maio 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2024). **ONS define seis assuntos regulatórios prioritários em 2024**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=10675>. Acesso em: 12 mar. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2024). **Planejamento da operação elétrica de médio prazo**. Submódulo 3.1. Disponível em: https://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%203.1-PR_2024.07.pdf. Acesso em: 12 mar. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2024). **Top 6, Mapa Regulatório**. Armazenamento de Energia. Disponível em: <https://my.visme.co/v/w4x08gk1-o73mp31#s1>. Acesso em: 12 mar. 2025.

PJM (2018). **Current Rules Related Energy Storage in PJM Markets**. Regional Transmission Organization. Disponível em: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180510-special-electric/20180510-item-03b-all-manual-citing-of-esr-status-quo.ashx>. Acesso em: 4 abril 2024.

POLITECNICO DI MILANO (2020). **Battery Energy Storage Systems for Ancillary Services Provision in the US Grid**. Politecnico di Milano. Disponível em: <https://www.politesi.polimi.it/retrieve/87ea3917-96ae-4a28-9a21-4f5fc94f6d20/Battery%20Energy%20Storage%20Systems%20for%20Ancillary%20Services%20Provision%20in%20the%20US%20Grid.pdf>. Acesso em: 16 junho 2025.

RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION (2016). **Energy storage in the UK An Overview**. Disponível em: <https://www.r-e-a.net/wp-content/uploads/2019/10/Energy-Storage-FINAL6.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2024.

ROBYNS, B., DAVIGNY, A., BARRY, H., KAZMIERCZAK, S., SAUDEMONT, C., ABBES, D., & FRANÇOIS, B. (2019). **Electrical Energy Storage for Buildings in Smart Grids**. Demonstrating frequency regulation using flywheels to improve grid performance. Disponível em <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119058694>. Acesso em: 14 maio 2025.

SADEQ, Abdellatif M. **Energy Storage Systems: A Comprehensive Guide**. 1. ed. Qatar, Ásia Ocidental: The Book Author, 2023. 185 p.

SCHLICKMANN, F.; ESTEVAM, D. O. (2019). **Políticas públicas de eletrificação rural no Brasil: a trajetória da cooperativa de eletricidade de São Ludgero/SC**. Revista Observatorio de la Economía

Latinoamericana, (marzo 2019). Disponível em: <https://www.eumed.net/rev/oel/2019/03/eletrificacao-rural-brasil.html>. //hdl.handle.net/20.500.11763/oel1903eletrificacao-rural-brasil. Acesso em: 21 jun. 2025.

SCHMIDT, O.; STAFFELL, I. Monetizing Energy Storage, a toolkit to assess future cost and value. **OXFORD University Press**, v. 14, n. 7, 2023, 353 p.

SENADO FEDERAL (2016). **Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>. Acesso em: 21 fev. 2025.

SENADO FEDERAL (2021). **Projeto de Lei nº 327, de 2021**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/162766>. Acesso em: 21 fev. 2025.

SIGLASUL (2025). **Experiência Internacional Sobre Recursos Energéticos Distribuídos**. Subproduto 1.2. Consultores em Regulação. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/cooperacao-internacional/ArquivosCooperacaoInternacional/PSR_GIZ_RED_Produto_1_2_Final.pdf. Acesso em: 30 maio 2025.

SKELETON TECHNOLOGIES (2023). **The power of Curved Graphene**. Disponível em: <https://www.skeletontech.com/skeleton-blog/curved-graphene-the-future-of-batteries-without-critical-raw-materials>. Acesso em: 14 maio 2025.

STATISTA (2021). **Planned investments in lithium production and processing in Brazil as of February 2021, by project**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1087959/investments-lithium-production-brazil-company/>. Acesso em: 14 maio 2025.

STATISTA (2024). **Distribution of lithium reserves worldwide in 2024, by country**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/606014/distribution-of-world-lithium-reserves-by-country/>. Acesso em: 14 maio 2025.

STATISTA (2024). **Major countries in worldwide lithium mine production in 2024**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/268789/countries-with-the-largest-production-output-of-lithium/>. Acesso em: 14 maio 2025.

STATISTA (2024). **Market capitalization of the leading lithium mining companies worldwide as of February 2024**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/799740/global-market-cap-of-lithium-mining-companies/>. Acesso em: 14 maio 2025.

STATISTA (2024). **Mine production of lithium in Brazil from 2011 to 2024**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/717596/brazil-lithium-production/>. Acesso em: 14 maio 2025.

SUNGROW (2024). **Setting a New Safety Benchmark for the Industry: Sungrow Achieves Success in the World's Largest BESS Burn Test**. Disponível em: <https://en.sungrowpower.com/newsDetail/5842/setting-a-new-safety-benchmark-for-the-industry-sungrow-achieves-success-in-the-world-s-largest-bess-burn-test>. Acesso em: 14 maio 2025.

THE FARADAY INSTITUTION (2020). **High-energy battery technologies**. Disponível em: <https://faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2020/01/High-Energy-battery-technologies-FINAL.pdf>. Acesso em: 12 maio 2025.

THE FARADAY INSTITUTION (2021). **Techno-economic Analysis of Battery Energy Storage for Reducing Fossil Fuel Use in Sub-Saharan Africa**. Disponível em: https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2021/10/TEA_Report_Faraday_BESS_FINAL.pdf. Acesso em: 12 maio 2025.

THE FARADAY INSTITUTION (2023). **Battery storage in developing countries**. Disponível em: <https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2024/03/Battery-Storage-in-Developing-Countries.pdf>. Acesso em: 12 maio 2025.

THE FARADAY INSTITUTION (2023). **Market and Technology Assessment of Grid-Scale Energy Storage required to Deliver Net Zero and the Implications for Battery Research in the UK. An Energy Storage Partnership Report**. Disponível em: https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2023/09/20230908_Rho_Motion_Faraday_Institution_UK_BESS_Report_Final.pdf. Acesso em: 12 maio 2025.

THE FARADAY INSTITUTION (2024). **Batteries in Stationary Energy Storage Applications**. Faraday Battery Challenge. Disponível em: https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2024/11/Faraday_Insights_21_FINAL.pdf. Acesso em: 21 fev. 2025.

THE ROYAL SOCIETY (2023). **Large-scale electricity storage**. Disponível em: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/large-scale-electricity-storage/large-scale-electricity-storage-report.pdf>. Acesso em: 16 maio 2025.

TRONCHIN, L.; MANFREN, M.; NASTASI, B. Energy efficiency, demand side management and energy storage technologies – A critical analysis of possible paths of integration in the built environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 95, p. 341–353, 2018.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2023). **Federal Solar Tax Credits for Businesses**. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-03/Federal-Solar-Tax-Credits-for-Businesses-3-23.pdf>. Acesso em: 14 maio 2025.

UNITED STATES OF AMERICA (2013). **S S.1030 - A bill to amend the Internal Revenue Code of 1986 to provide for an energy investment credit for energy storage property connected to the grid, and for other purposes**. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/113th-congress/senate-bill/1030/text>. Acesso em: 15 maio 2025.

UNITED STATES OF AMERICA (2016). **S.3159 - A bill to amend the Internal Revenue Code of 1986 to provide tax credits for energy storage technologies, and for other purposes**. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/114th-congress/senate-bill/3159/all-actions>. Acesso em: 15 maio 2025.

UNITED STATES OF AMERICA (2016). **S.3159 - Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act of 2016. 114th Congress**. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/114th-congress/senate-bill/3159/summary/00>. Acesso em: 20 jun. 2024.

UNITED STATES OF AMERICA (2018). **Order nº 841, de 15 fevereiro de 2018**. Federal Energy Regulatory Commission. Disponível em: <https://www.ferc.gov/media/order-no-841>. Acesso em: 4 abril 2024.

UNITED STATES OF AMERICA (2022). **H.R.5376 - Inflation Reduction Act of 2022**. Federal Energy Regulatory Commission. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>. Acesso em: 4 abril 2024.

ZELINSKY, M., KOCH, J., FETCENKO, M. (n.d.) (2010). **Heat tolerant nimh batteries for stationary power**. Ovonic Battery Company. Disponível em: <https://www.vertiv.com/48df58/globalassets/documents/battcon-static-assets/2010/heat-tolerant-nimh-batteries-for-stationary-power.pdf>. Acesso em: 12 maio 2025.

ANEXO A – Segurança em Baterias

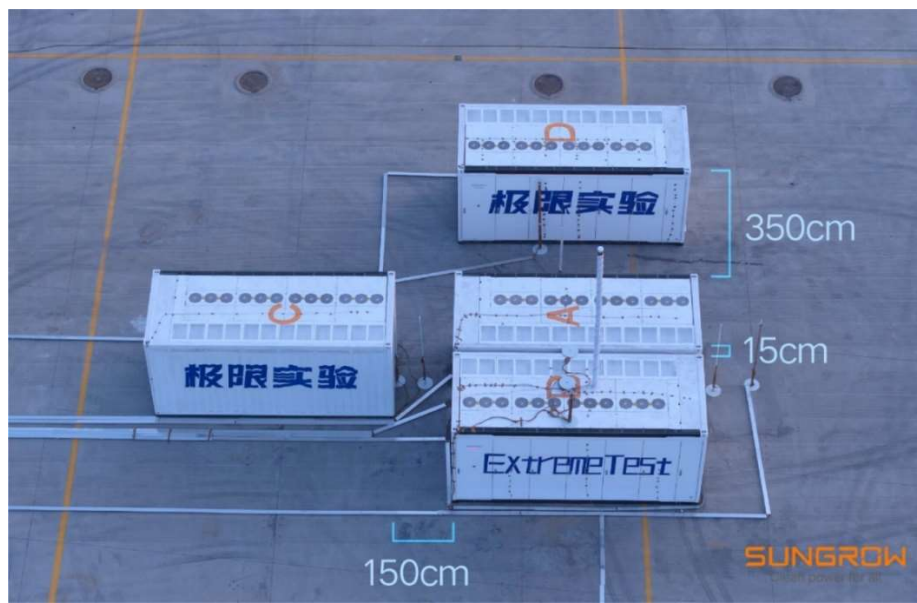
Teste de incêndio da Sungrow

Em junho de 2024, a Sungrow tomou a ousada decisão de queimar deliberadamente 10 MWh de seu *Battery Energy Storage System* (BESS) refrigerada a líquido *PowerTitan* 1.0, tornando-se a primeira empresa global a realizar um teste de queima em grande escala em um sistema de armazenamento de energia. Recentemente, a empresa investiu aproximadamente 4,23 milhões de USD para realizar o maior e mais longo teste de queima do mundo em 20MWh de seu BESS *PowerTitan* 2.0 refrigerado a líquido.

Esses dois testes de queima realizados em um período de seis meses ressaltam o compromisso da Sungrow com a inovação tecnológica, sua busca pela qualidade do produto e sua dedicação para garantir a segurança tanto do pessoal quanto dos ativos nas plantas de armazenamento de energia. Enquanto isso, o teste representa o compromisso firme da Sungrow em manter o padrão de segurança para a indústria de armazenamento de energia.

O teste de queima de 20MWh, representado nas Figuras 33 e 34 a seguir, replicou um cenário real de incêndio em planta de energia, realizado sob a supervisão de especialistas da *Det Norske Veritas* (DNV) e mais de 100 clientes, e apresentou resultados que superaram as expectativas. Os resultados foram claros: não houve propagação de fogo durante o incidente de fuga térmica. Em contraste com os testes de queima convencionais da indústria, este teste foi um *upgrade* significativo em termos de duração da combustão, condições de teste e padrões de segurança, estabelecendo um novo marco para a segurança por meio de testes rigorosos e extremos.

Figura 33 - Sungrow, teste de incêndio



Fonte: SUNGROW (2024).

Quatro PowerTitan 2.0 BESS da *Sungrow* totalmente carregados (5MWh cada), cada um com 100% SOC (estado de carga), foram dispostos em configurações consecutivas (15 cm), lado a lado (150 cm) e face a face (350 cm), com todos os sistemas de supressão de incêndio desativados.

O Quadro 57 a seguir apresenta os 3 (três) desafios que foram superados nos testes de incêndio realizados pela *Sungrow*.

Quadro 57 - Desafios superados pela Sungrow nos testes de incêndio

Desafio 1: Suportando mais de 25 horas de combustão, provando a capacidade superior de proteção do sistema	Diferente dos testes de combustão padrão da indústria, que duram de 4 a 8 horas, este teste desafiador foi projetado para durar de 3 a 6 vezes mais. Após a queima contínua por 25 horas e 43 minutos, a estrutura do contêiner da unidade de fuga térmica permaneceu intacta, e o sistema ainda podia ser içado com segurança para remoção. É importante ressaltar que o fogo não se espalhou além da unidade, demonstrando as avançadas capacidades de ventilação de explosão, retardância de chama e resistência a impactos do PowerTitan 2.0.
Desafio 2: Suportando temperaturas altas o suficiente para derreter aço, verificando a contenção de fuga térmica	Para simular condições operacionais extremas, quatro unidades de armazenamento de energia totalmente carregadas foram dispostas nas proximidades - os contêineres A e B estavam apenas a 15 cm de distância, que é a distância mínima absoluta permitida na indústria (a maioria dos contêineres de usinas de energia estão espaçados a 3 metros de distância). Apesar das chamas do contêiner A atingirem 1.385°C - temperaturas altas o suficiente para derreter aço - o fogo não se espalhou para o contêiner vizinho B, que manteve uma temperatura segura de 40°C. Este resultado valida a superior capacidade de isolamento contra fogo do PowerTitan 2.0, mesmo quando as unidades estão colocadas em espaços extremamente próximos.

Desafio 3: Testando a resistência ao fogo e a retardância de chama sem proteção contra incêndios	Nesta fase do teste, todos os sistemas de combate a incêndios dos contêineres BESS foram intencionalmente desligados, deixando as unidades desprotegidas e aumentando significativamente os riscos de segurança. Apesar disso, o PowerTitan 2.0 teve um desempenho admirável, com todas as quatro portas dos contêineres de armazenamento permanecendo intactas e não queimadas. O fogo foi efetivamente contido dentro do contêiner, e os danos foram limitados. Isso demonstrou a capacidade do BESS de responder autonomamente a situações extremas de incêndio, destacando o robusto design de proteção passiva contra incêndios que minimiza riscos.
---	--

Fonte: SUNGROW (2024)

Figura 34 - Sungrow, teste de incêndio



Fonte: SUNGROW (2024)

A segurança é a pedra angular da indústria de armazenamento de energia. Os dois testes de combustão consecutivos, de alto investimento e em grande escala da série PowerTitan da Sungrow refletem o compromisso da empresa em proteger pessoal, ativos e operações em usinas de energia, bem como sua dedicação em reforçar os padrões de segurança para toda a indústria. O sucesso deste rigoroso e elevado teste de combustão estabelece um novo marco para a segurança no setor de armazenamento de energia, fornecendo evidências valiosas do mundo real para futuros protocolos de segurança.