



Análise de experiências internacionais

MODELOS PARA INTEGRAÇÃO EFICIENTE DO **ARMAZENAMENTO** **DE ENERGIA NO SISTEMA** **ELÉTRICO BRASILEIRO**

ABRIL 2026

Sumário

1. Introdução.....	3
1.1 Objetivos específicos do relatório	3
2 Detalhamento das Experiências	5
1.1. China	5
1.1.1. <i>Políticas de Incentivo à Inserção dos BESS</i>	7
1.1.2. <i>Segurança e Meio Ambiente</i>	9
1.1.3. <i>Reciclagem e recuperação das baterias</i>	12
1.1.4. <i>Impactos na Educação</i>	13
1.2. Índia.....	15
1.2.1. <i>Políticas de Incentivo à Inserção das BESS</i>	16
1.2.2. <i>Leilões de BESS Standalone</i>	19
1.2.3. <i>BESS em aplicações distribuídas</i>	20
1.2.4. <i>Reciclagem e Descarte</i>	22
1.3. Estados Unidos.....	25
1.3.1. <i>Havaí</i>	27
1.3.2. <i>Califórnia</i>	31
1.4. Chile.....	39
1.4.1. <i>BESS como Solução para os Cortes de Geração</i>	40
1.4.2. <i>BESS em Localizações Estratégicas para o Sistema</i>	43
1.4.3. <i>Aplicação de BESS em localizações remotas</i>	45
1.5. Austrália	47
1.5.1. <i>BESS como Agente do Mercado</i>	48
1.5.2. <i>Impactos Sociais dos BESS</i>	51
1.5.3. <i>Segurança Operativa</i>	52
2. Aplicações das experiências analisadas ao contexto brasileiro.....	54
2.1. Definição Clara do Papel das Baterias no Sistema Elétrico	54
2.2. Dependência Externa e Estratégias de Desenvolvimento Industrial.....	55
2.3. Remuneração e Desenvolvimento de Mercados	57
2.4. Mitigação de Curtailment	59
2.5. Requisitos de Segurança	61

2.6. Uso dos BESS com viés social.....	63
2.7. Segunda Vida e Reciclagem dos BESS	64
2.8. Outras Aplicações	66
3. Referências	69

Lista de Tabelas

Tabela 1 Seleção de Países.....	4
Tabela 2 Exemplos de Incentivos em Províncias da China.....	9
Tabela 3 Visão Geral da Norma GB 44240-2024.....	10
Tabela 4 Metas progressivas para uso mínimo de materiais reciclados em diferentes categorias de baterias na Índia.....	23
Tabela 5 IRA incentivo fiscal de impostos federais via ITC - Crédito Base.....	25
Tabela 6 IRA Incentivo via ITC - Crédito Bônus.....	26
Tabela 7 Redução do valor do incentivo conforme a duração de descarga e a capacidade de backup.....	35
Tabela 8 Capacidade e reconhecimento atrelado.....	43

Lista de Figuras

Figura 1 Distribuição geográfica da cadeia global de suprimentos de baterias	5
Figura 2 Capacidade Licitada (MW) em Leilões por Duração do Armazenamento na Índia .	19
Figura 3 Evolução da Capacidade Instalada (MW; esquerda) e Duração Máxima do Armazenamento (MWh; direita) de Baterias no CAISO	33
Figura 4 Remuneração de Mercado de Baterias no CAISO (USD milhões).....	34
Figura 5 Histórico de Cortes de Geração por ano (GWh)	40
Figura 6 Zonas selecionadas pelo CEN para inserção de BESS	44
Figura 7 Receita líquida trimestral dos sistemas de baterias do National Electricity Market, por fonte de receita - AEMO	48
Figura 8 Capacidade de armazenamento contratada nas rodadas do Capacity Investment Scheme (CIS) – GWh.....	50

1. INTRODUÇÃO

A transição energética em curso no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem sido marcada pela expansão expressiva das fontes renováveis variáveis, especialmente a geração eólica e solar. Esse processo altera a dinâmica tradicional de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior variabilidade na oferta de energia, o crescimento das rampas de carga líquida e a intensificação de fluxos desbalanceados entre regiões tornam a operação mais complexa e demandam novas abordagens para endereçar problemas de curto, médio e longo prazo.

Esses desafios foram amplamente diagnosticados no primeiro relatório deste projeto, [Contexto e Desafios do SEB do Presente e do Futuro](#), que destacou a necessidade crescente por flexibilidade sistêmica, serviços ancilares e capacidade firme no SIN. Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB, ou Battery Energy Storage Systems – BESS) emergem como aliados fundamentais da transição energética, desempenhando papel estratégico na integração das renováveis, na estabilidade da rede elétrica e na segurança do suprimento.

Contudo, enquanto diversos países já avançaram significativamente na adoção dessas tecnologias e observam seus benefícios em escala sistêmica, o Brasil ainda se encontra em estágio inicial, estruturando as bases regulatórias e institucionais necessárias para viabilizar a inserção eficiente dos BESS no SEB. Diante desse cenário, o estudo das experiências internacionais torna-se essencial para compreender como diferentes países vêm conduzindo a integração dos BESS em seus sistemas elétricos, quais instrumentos regulatórios e econômicos têm se mostrado mais eficazes e quais desafios foram observados nesse processo.

Nesse contexto, o presente relatório tem como objetivo analisar experiências internacionais de inserção de BESS, identificando lições e referências aplicáveis ao contexto brasileiro. Os resultados aqui apresentados constituirão insumos para os relatórios subsequentes do projeto: o terceiro, dedicado à Identificação de Barreiras e Proposição de Soluções; o quarto, voltado à Formulação de Modelos Operacionais para Integração dos SAE; e o quinto, focado na Avaliação dos Impactos Socioeconômicos e no Fortalecimento de Comunidades Locais via inserção dos SAE.






1.1 Objetivos específicos do relatório

A análise proposta não se limita aos aspectos energéticos e de mercado: ela envolve também as dimensões de segurança operacional, com normas específicas para gerenciamento de riscos e prevenção de acidentes; a dimensão ambiental, incluindo requisitos de licenciamento, mitigação de impactos e redução de emissões; a dimensão social, que considera como o armazenamento pode ampliar o acesso à energia de qualidade e fortalecer a resiliência de comunidades vulneráveis; e, por fim, a dimensão do ciclo de vida, que abrange políticas de segunda vida e reciclagem para garantir destinação adequada e recuperação de materiais críticos.

Para tanto, foram selecionados cinco países com perfis econômicos e sociais distintos, de modo a capturar a diversidade de abordagens e aplicações que os BESS vêm assumindo em diferentes

contextos. A escolha contemplou casos cuja experiência apresenta características marcantes, seja pela maturidade regulatória, pela escala de implantação ou pela inovação nos mecanismos de incentivo, refletindo diferentes estágios de desenvolvimento e contextos institucionais. A *Tabela 1* apresenta os países selecionados e as respectivas justificativas.

Tabela 1 Seleção de Países

País		Justificativa da Seleção
	Austrália	Referência em integração de BESS a mercados de serviços ancilares e programas de apoio à transição energética.
	Chile	Caso pioneiro na América Latina, com regulação avançada e primeiros projetos em larga escala.
	China	Líder global em capacidade instalada e em toda cadeia produtiva de baterias.
	Estados Unidos	Mercado consolidado, com múltiplos mecanismos de incentivo e integração operacional.
	Índia	País com protagonismo emergente com leilões e metas para expansão do armazenamento.

Com base no detalhamento dessas experiências, o estudo consolida lições aplicáveis ao Brasil, organizadas em torno de temas-chave: definição do papel das baterias no sistema elétrico, estratégias para lidar com a dependência externa de equipamentos, estruturas de remuneração e desenvolvimento de mercados, mitigação de curtailment, requisitos de segurança, uso dos BESS com viés social, e políticas de segunda vida e reciclagem.

2 DETALHAMENTO DAS EXPERIÊNCIAS

1.1. China

A China consolidou-se como líder mundial na produção e utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), alcançando essa posição como consequência de uma estratégia abrangente combinando política de fomento industrial, incentivos regulatórios, segurança energética e metas de descarbonização.

O país domina toda a cadeia produtiva, desde o refino de metais raros, como lítio e cobalto, até a fabricação de células, respondendo por cerca de 85% da capacidade global de produção[1]. O desenvolvimento nacional permitiu atender às recentes demandas do sistema elétrico, como o rápido crescimento da demanda elétrica, os recorrentes episódios de curtailment em regiões de alta geração renovável e a necessidade de serviços que mantenham a estabilidade e a resiliência da rede.

A Figura 1 ilustra a distribuição geográfica da cadeia global de suprimentos de baterias, destacando o domínio da China em praticamente todas as etapas da cadeia de valor. Observa-se que a China lidera com ampla vantagem nas fases de processamento de materiais, fabricação de componentes (cátodo e ânodo) e produção de células e baterias completas.

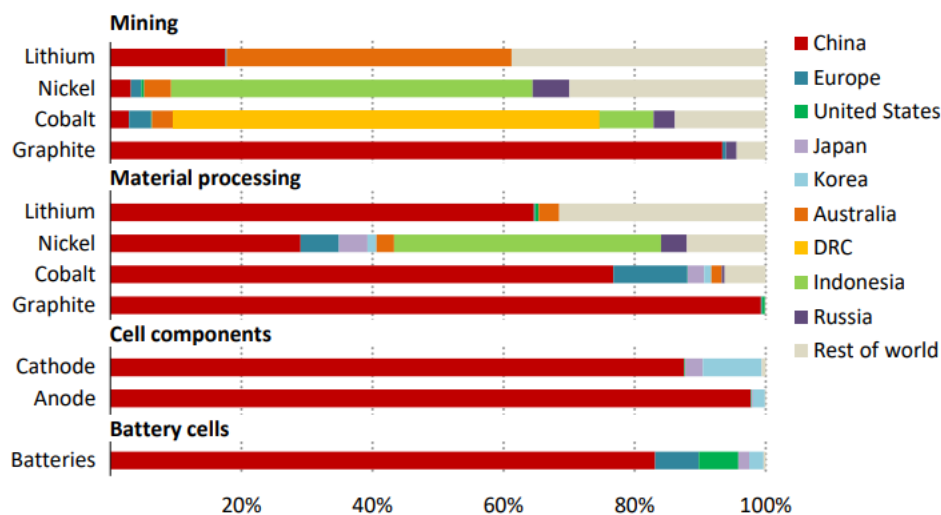


Figura 1 Distribuição geográfica da cadeia global de suprimentos de baterias [3] ¹

Essa liderança resultou em níveis expressivos de capacidade instalada de armazenamento em baterias (BESS), alcançando cerca de 100 GW em junho de 2025. Complementarmente, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (*National Development and Reform Commission, NDRC*) e a Administração Nacional de Energia (*National Energy Administration, NEA*) publicaram um plano de ação que prevê investimentos da ordem de 250 bilhões de yuans (aproximadamente US\$ 35 bilhões) ao longo de três anos, com o objetivo de atingir 180 GW de capacidade instalada até 2027[4].

¹ Na lista de países do gráfico, DRC: Democratic Republic of Congo (República Democrática do Congo)

Em relação à universalização, a China já atingiu a universalização, com cobertura praticamente total tanto em áreas urbanas quanto rurais, resultado de décadas de investimento em infraestrutura e programas de eletrificação rural [2]. Atualmente, o foco político mudou da simples "universalização do acesso" (que foi largamente alcançada) para a melhoria da qualidade e da sustentabilidade do fornecimento de energia, com metas para integrar ainda mais as energias limpas no mercado elétrico e expandir a infraestrutura para usos modernos, como o carregamento de veículos elétricos.

É neste contexto que estão inseridas as baterias. Atualmente na China, as baterias são utilizadas de forma estratégica para enfrentar os novos desafios do sistema elétrico, com três aplicações principais:

- **Redução do Curtailment:** fenômeno que ocorre principalmente em decorrência do distanciamento entre a carga e a produção de energia, com 70% das usinas solares e eólicas localizadas nas províncias do norte e do oeste do país, enquanto a carga está concentrada nas regiões costeiras e mais urbanizadas da China, por exemplo, nas províncias leste e sudeste [5]. Em 2025, as perdas chegaram a cerca de 12% da geração eólica na Mongólia Interior e 10% da produção solar em Qinghai[6], excedente que não pode ser transmitido aos consumidores devido à baixa demanda local e à insuficiência de infraestrutura de transmissão capaz de levar a eletricidade até os maiores centros de consumo.
- **Gerenciamento de Picos de Demanda (Peak Shaving):** suavizar os picos de consumo, armazenando energia durante períodos de baixa demanda e preços reduzidos, e descarregando-a nos horários de pico. Esta estratégia reduz a necessidade de acionamento de geradores flexíveis, mais caros e poluentes.
- **Serviços Ancilares:** mais recentemente, os sistemas de armazenamento passaram a prestar serviços ancilares ao sistema elétrico, como regulação de frequência, contribuindo para a estabilidade e qualidade do fornecimento.

Assim, na China, o armazenamento não surge como uma política de universalização, mas como um **pilar estrutural** do funcionamento de um sistema elétrico de escala continental, altamente renovável e em expansão acelerada — desempenhando papel decisivo para garantir estabilidade, flexibilidade e eficiência ao sistema, ao mesmo tempo em que sustenta a liderança tecnológica e industrial global do país.

A experiência da China é extremamente relevante, pois sua evolução foi estruturada com base em um ambiente favorável à inovação tecnológica, à capacitação de profissionais especializados e à sustentabilidade do setor elétrico. Essa combinação de política industrial e incentivos não apenas garante a viabilidade econômica e operacional dos BESS, mas também oferece importantes lições para o desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil.

A seguir serão detalhadas as principais experiências chinesas relacionadas a políticas públicas de incentivo, segurança, meio ambiente e educação ligadas a tecnologia BESS, que servirão de referência para a expansão do mercado de armazenamento de energia em baterias no Brasil.

1.1.1. Políticas de Incentivo à Inserção dos BESS

Governos em níveis nacional e local implementaram políticas em áreas como serviços ancilares, resposta da demanda e subsídios diretos para incentivar o desenvolvimento estratégico do novo armazenamento de energia.

Na fase inicial de expansão das baterias na China, a política de colocação obrigatória foi o principal instrumento de incentivo responsável pelo desenvolvimento exponencial dessa tecnologia no país. Introduzida em 2017 e implementada em mais de 20 províncias, essa política determinava que a novos projetos de usinas solares ou eólicas deveria ser acoplada uma capacidade mínima de armazenamento em baterias para que fossem aprovados e integrados à rede[7].

O objetivo dessa política era, de forma planejada, dotar os operadores locais da capacidade de manejar as flutuações na rede e mitigar episódios de curtailment, com requisitos específicos variando conforme cada província.

Em 2021, o 14º Plano Quinquenal (2021–2025) introduziu o *New Energy Storage Development Implementation Plan*, cujo objetivo era instalar 30 GW de capacidade de armazenamento até 2025. Esse plano representou um marco na estratégia de descarbonização da China, alinhada às metas de atingir o pico de emissões até 2030 e a neutralidade de carbono até 2060. A resposta do mercado foi extremamente positiva: a meta de 30 GW foi superada já em 2023, e em junho de 2025 o país ultrapassou a marca de 100 GW de capacidade instalada[8].

A nova Lei de Energia da China, em vigor desde janeiro de 2025, eliminou a obrigatoriedade que exigia que novos projetos eólicos e solares incluíssem sistemas de armazenamento de energia como pré-requisito para a operação comercial. A decisão foi motivada principalmente pelo aumento dos custos operacionais desses empreendimentos, pela subutilização recorrente dos sistemas de armazenamento e pela constatação de que o mecanismo de compensação por tarifa fixa não refletia de forma adequada as condições reais do mercado nem as crescentes necessidades de flexibilidade do sistema elétrico.

Com essa mudança, a nova política assume uma postura de liberalização do mercado de energia, promovendo a formação de preços e retornos a partir das dinâmicas do “Spot Market” (mercado à vista). Nesse novo cenário, o aprimoramento dos mecanismos de negociação e precificação representa uma oportunidade estratégica para os sistemas BESS, que poderão atuar na arbitragem de preços, permitindo que os operadores de baterias se beneficiem das flutuações de preço da eletricidade para gerar receitas adicionais.

Além disso, algumas províncias já começaram a implementar mecanismos complementares de incentivo, como compensações baseadas em capacidade e pagamentos por serviços de rede. Um exemplo é a Região da Mongólia Interior, que estabeleceu um esquema de compensação de yuans (CNY) 0,35/kWh (US\$ 0,049/kWh) para projetos de armazenamento independentes[9]. Esse modelo pode servir de referência para outras regiões, contribuindo para a consolidação de um mercado de armazenamento de energia mais competitivo, estruturado e financeiramente sustentável.

O sucesso e a confiança das autoridades chinesas no potencial das tecnologias de armazenamento levaram à aprovação do “*Special Action Plan for Large-Scale Construction of New Energy Storage (2025–2027)*”, em janeiro de 2025, formulado pela NDRC e pela NEA. O plano estabelece a meta de 180 GW de capacidade instalada até 2027, representando um aumento de quase 100 GW em apenas três anos, a partir de investimentos estimados em 250 bilhões de yuans (US\$ 35 bilhões), com foco principal nos sistemas de armazenamento de energia.

O Plano tem como foco ações entre os anos de 2025 e 2027 e reflete a ambição da China de consolidar sua posição de liderança global no setor de armazenamento de energia, contemplando ações em diferentes temas:

- **Expansão dos Cenários de Aplicação:** instalação de sistemas de baterias em grandes complexos solares e eólicos nas regiões oeste e desérticas, a conversão de áreas de térmicas desativadas para novas aplicações e o uso de armazenamento como alternativa à expansão da transmissão – via instrumentos de mercado. Também incentiva a adoção de sistemas em microgrids, parques industriais, centros de dados e estações de recarga de veículos elétricos, incluindo aplicações de veículo-rede (V2G).
- **Eficiência Operativa e Regulação:** diretrizes para aprimorar o uso dos sistemas de armazenamento, com a criação de regras específicas de despacho e coordenação entre fontes renováveis e armazenamento. Define padrões técnicos mínimos, requisitos de comunicação em tempo real e mecanismos de despacho coordenado para aumentar a flexibilidade e a segurança operativa do sistema elétrico.
- **Inovação Tecnológica e Cadeia Industrial:** o plano prioriza a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de longa duração — como baterias de fluxo, sistemas de ar comprimido, sódio-íon, térmico e gravitacional — e incentiva a criação de ecossistemas regionais de inovação.
- **Padronização e Segurança:** criação de um sistema nacional de normas técnicas abrangente, cobrindo todo o ciclo de vida dos sistemas de armazenamento, ampliar a participação da China em fóruns internacionais de padronização, promovendo convergência entre normas chinesas e globais.
- **Mecanismos de Mercado:** consolidação de um ambiente de mercado mais dinâmico e competitivo, no qual sistemas “renováveis + armazenamento” possam participar como unidades integradas nos mercados de energia e capacidade. Prevê ainda a entrada de projetos independentes de armazenamento como agentes comerciais, com remuneração por serviços ancilares, e o desenvolvimento de mecanismos de precificação e compensação que reconheçam o valor da confiabilidade e da flexibilidade providas pelo armazenamento
- **Implementação e Governança:** a coordenação do plano será conduzida pela NDRC e pela NEA, com metas anuais a serem acompanhadas pelos governos locais. As ações incluem estímulo ao financiamento verde.

Além dos planos nacionais, também foram aplicados incentivos em províncias específicas, nas quais os valores e condições variam, e muitos programas são temporários, com limites de dois a três anos para o benefício. A tabela a seguir apresenta alguns exemplos, onde é possível

observar que são dois os principais tipos de subsídios aplicados: por volume de carga e descarga e por investimento inicial. O subsídio por volume de carga e descarga atua como um instrumento de incentivo à utilização efetiva dos sistemas de armazenamento, estimulando a operação regular e a oferta de flexibilidade ao sistema elétrico e não apenas a construção de ativos. Já o subsídio por investimento inicial cumpre um papel complementar ao reduzir o peso do CAPEX e viabilizar financeiramente os projetos, especialmente em regiões com ambiente regulatório mais maduro e previsível. Em conjunto, esses dois mecanismos contribuem para alinhar os incentivos de curto e longo prazo, promovendo tanto a expansão da capacidade instalada quanto o uso eficiente e sustentável do armazenamento na operação do sistema elétrico.

Tabela 2 Exemplos de Incentivos em Províncias da China

Província/Município	Valor ou critério
Shanghai[10]	0,35 yuan/kWh para sistemas de armazenamento independentes; 0,2 yuan/kWh para sistemas de armazenamento no lado do usuário
Changzhou[11]	Usinas ≥ 1 MW: recompensa de até 0,3 yuan/kWh, baseada no volume de descarga
Chongqing (Distrito de Tongliang) [12]	Armazenamento no lado do usuário: subsídio de 0,5 yuan/kWh (descarga anual anterior); PV + armazenamento: subsídio adicional de 0,5 yuan/kWh (geração PV anual), limitado a 10 milhões de yuan; Armazenamento no lado da rede ou geração ($\geq 10\%$ e ≥ 2 h): subsídio de 5% do investimento em equipamentos por quatro anos.
Anhui[13]	0,2 yuan/kWh (descarga total em jul–ago–dez / 2025); 0,1 yuan/kWh (jan–jul–ago–dez / 2026);
Shenzhen e Dongguan, na província de Guangdong	Subsídio ao investimento inicial em projetos de armazenamento varia entre 100 e 200 yuans por kWh

1.1.2. Segurança e Meio Ambiente

O desenvolvimento acelerado das tecnologias de baterias e as metas ambiciosas impostas pelo governo chinês levaram os reguladores elaborarem normas de segurança destinadas a garantir a segurança operacional desses novos sistemas elétricos.

Em julho de 2024, foi publicada a norma GB 44240-2024 – “*Safety Requirements for Lithium Batteries and Battery Packs for Electric Energy Storage Systems*” [14], que entrou em vigor em agosto de 2025. Ela surge como resposta a incidentes de segurança recorrentes em sistemas de armazenamento, como incêndios e explosões em contêineres de BESS, acompanhando o crescimento exponencial da capacidade instalada no país. De caráter obrigatório, essa norma tem como objetivo mitigar riscos de segurança associados aos sistemas BESS, como incêndios, explosões e rupturas de células de bateria[15].

A norma GB 44240-2024 aplica-se a unidades de armazenamento de energia com capacidade nominal superior a 100 kWh, abrangendo desde sistemas residenciais de menor porte até grandes instalações conectadas à rede elétrica. Seu escopo cobre baterias e módulos de íon-lítio utilizados em sistemas estacionários de armazenamento de energia, bem como conjuntos de baterias empregados em usinas solares, eólicas, microgrids, sistemas híbridos e aplicações industriais.

Abaixo são apresentados os principais requisitos organizados por categoria técnica:

Tabela 3 Visão Geral da Norma GB 44240-2024

Categoria	Principais Requisitos e Procedimentos	Objetivo Técnico / Impacto Operacional
Segurança elétrica	<ul style="list-style-type: none"> • Limitação automática de tensão e corrente máxima. • Isolamento elétrico mínimo de 500 VDC. • Proteção contra sobrecarga, curto-circuito, fuga de corrente e falha de isolamento. • Desligamento automático em polaridade reversa ou falha de aterramento. • Monitoramento contínuo de corrente de fuga. 	Evitar choques elétricos e falhas de isolamento, assegurando integridade elétrica mesmo em eventos de falha parcial.
Segurança térmica e controle de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • Sensores térmicos por célula ou módulo. • Sistemas ativos de resfriamento e dissipação de calor. • Ensaio de choque térmico e fuga térmica controlada. • Limite de temperatura: 60 °C (normal) / 85 °C (falha controlada). • Alarmes e desligamento automático em aquecimento anormal. 	Prevenir fuga térmica e incêndios; manter estabilidade térmica e confiabilidade em diferentes condições ambientais.
Segurança mecânica e estrutural	<ul style="list-style-type: none"> • Ensaio de impacto, vibração, compressão e penetração. • Resistência a quedas de até 1 m. 	Garantir integridade física do sistema, prevenindo danos

	<ul style="list-style-type: none"> • Contenção de gases e estrutura reforçada. • Requisitos mínimos IP54 contra poeira e umidade. 	estruturais e curtos internos.
Sistema de Gerenciamento de Baterias (BMS)	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoramento contínuo de tensão, corrente, temperatura e <i>State of Charge</i> (SoC). • Armazenamento de logs e histórico de falhas. • Funções de resposta emergencial e isolamento físico. • Bloqueio automático em condições de falha (sem possibilidade de reinicialização pelo usuário): em caso de falhas graves 	Prevenir falhas em cascata; aprimorar resposta do sistema a eventos críticos; núcleo de segurança do BESS.
Ensaio de verificação e aceitação	<ul style="list-style-type: none"> • Testes de sobrecarga, curto-circuito, descarga forçada, vibração e penetração. • Ciclos térmicos acelerados (-20 °C a +60 °C). • Teste de resistência ao fogo sem propagação de chamas. • Ensaio conduzidos por laboratórios certificados conforme GB/T 36276-2018. 	Certificar segurança e confiabilidade global do sistema antes da operação e registro junto à NEA.

Salienta-se a obrigatoriedade do BMS, que é classificado como um conjunto de sistemas conectados a um conjunto de baterias que oferece proteção contra sobrecarga, sobrecorrente, superaquecimento, superresfriamento e descarga excessiva (quando aplicável). Ele monitora e/ou gerencia o status do conjunto de baterias, calcula dados secundários, gera relatórios de dados e/ou controla o ambiente para influenciar a segurança, o desempenho e/ou a vida útil do conjunto de baterias.

Diferentemente das baterias de chumbo-ácido, que toleram maior variação nos processos de carga e descarga, as baterias de íon-lítio exigem controle preciso para operar com segurança. Sem um BMS, essas baterias ficam vulneráveis a sobrecarga, descarga excessiva e superaquecimento, condições que podem causar falhas graves ou riscos à segurança.

Complementarmente, a norma GB/T 42288-2022 – “*Safety Code of Electrochemical Energy Storage Stations*”, embora não obrigatória como a GB 44240-2024, estabelece boas práticas para assegurar a segurança operacional das estações de armazenamento e se aplica a estações conectadas a rede de transmissão, distribuição ou uso final, bem como estações independentes. Ela define requisitos abrangentes de segurança, cobrindo aspectos de equipamentos, operação, manutenção e resposta a emergências em estações que utilizam baterias de íon-lítio, chumbo-ácido e fluxo redox[16].

No que se refere à prevenção de incêndios, a norma GB/T 42288-2022 estabelece requisitos específicos, entre os quais:

- **Proteção em Nível de Módulo:** Cada módulo de bateria individual deve ser equipado com seu próprio detector de incêndio e um bico de agente extintor dedicado.

- **Propriedades do Agente Extintor:** O agente extintor utilizado deve possuir boas propriedades tanto de isolamento quanto de resfriamento. Isso é crucial não apenas para extinguir um incêndio inicial na bateria, mas também para fim prevenir a propagação da fuga térmica (thermal runaway) e a reignição.
- **Sistema Automático de Extinção de Incêndio:** Todas as salas de bateria devem ser equipadas com um sistema automático.

As mudanças recentes nas regulamentações de segurança na China estão diretamente relacionadas ao aumento de incidentes em estações de armazenamento. Em abril de 2024, um incêndio ocorrido em uma estação em construção na cidade de Wenzhou (província de Zhejiang), que resultou em quase destruição total das instalações, levou as autoridades a endurecerem as normas de segurança a fim de mitigar riscos futuros e proteger os investimentos em infraestrutura de BESS[17][18].

Além das normas de segurança, as normas ambientais desempenham um papel essencial na estruturação da transição energética chinesa, guiada pelos imperativos da neutralidade de carbono e da segurança energética.

A Lei de Proteção Ambiental Revisada (LPA-R) fornece os instrumentos de fiscalização e responsabilização necessários para garantir que o avanço tecnológico ocorra dentro de padrões ambientais rigorosos. O Artigo 19 dessa lei reforça o mandato de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA), tornando-a obrigatória para qualquer projeto com potencial impacto ecológico. A não conformidade pode resultar em ordens de paralisação imediata e multas diárias cumulativas, representando um endurecimento significativo em relação à legislação anterior, que previa apenas penalidades de baixo valor. Além disso, as regras de responsabilidade ambiental objetiva fortalecem o sistema de licenciamento, assegurando que os desenvolvedores respondam diretamente por danos ou riscos ambientais decorrentes de seus projetos[19][20].

Apesar desse avanço normativo, o “Diretório para a Gestão Classificada da Avaliação de Impacto Ambiental de Projetos de Construção”, publicado pelo Ministério da Ecologia e Meio Ambiente (MEE), não classifica explicitamente os sistemas de armazenamento de energia por baterias como uma categoria específica. No entanto, o Artigo 5 do Diretório permite que autoridades ambientais provinciais incluam projetos específicos no escopo da AIA com base em fatores como riscos de poluição, impactos ecológicos e sensibilidade ambiental da área[20]. Isso significa que, embora não exista uma categoria formal para projetos de BESS, as províncias podem sugerir avaliações ambientais, especialmente em projetos de grande escala ou com riscos potenciais elevados, como os de incêndio.

1.1.3. Reciclagem e recuperação das baterias

A China possui um sistema regulatório rigoroso voltado a garantir altos níveis de segurança e confiabilidade dos sistemas de baterias, com o objetivo de evitar incêndios e outros acidentes relacionados a essa tecnologia. Diferentemente da União Europeia e dos Estados Unidos, a China proíbe a utilização de baterias de segunda vida em projetos em escala de rede.

Como a reutilização de baterias é proibida, a indústria de reciclagem ganhou importância estratégica, impulsionada pelo volume crescente de baterias que chegam ao fim de sua vida útil.

Normas voltadas à reciclagem já existiam desde 2019, porém o crescimento acelerado do setor abriu espaço para a atuação de agentes não regulados e instalações de reciclagem ilegais.

Em 2024, o Ministério da Indústria e Tecnologia da Informação (MIIT) publicou a regulamentação “*Industry Standard Conditions for Comprehensive Utilization of Waste Power Batteries of New Energy Vehicles*”, com o objetivo de estruturar melhor o mercado de reciclagem e impedir a atuação de agentes ilegais. A nova norma estabelece metas mínimas de recuperação de materiais[21]:

- 90% para lítio;
- 98% para cobalto, manganês, níquel, cobre, alumínio e metais raros.

Além disso, o documento define requisitos ambientais rigorosos, como:

- Recuperação mínima de 99,5% das emissões de flúor;
- Tratamento integral das águas contaminadas geradas no processo de reciclagem.

Com essas regulamentações, o MIIT busca consolidar a indústria formal de reciclagem de baterias em fim de vida útil, garantindo padrões ambientais, de segurança e restringindo a operação de instalações ilegais.

1.1.4. Impactos na Educação

A abordagem da China para o desenvolvimento de BESS baseia-se em uma estratégia proativa e integrada, que envolve políticas educacionais e de formação de mão de obra voltadas à construção de um mercado de trabalho qualificado e adaptado à crescente demanda por tecnologias de armazenamento energético.

As universidades chinesas estão na linha de frente dessa transformação, oferecendo cursos de graduação e pós-graduação em engenharias e ciências exatas com foco em armazenamento de energia e tecnologias de baterias. Entre os exemplos mais notáveis estão a licenciatura em “Ciência e Engenharia de Armazenamento de Energia” da Universidade de Jiangsu[22] e o programa de Mestrado em “Energia do Hidrogênio e Armazenamento de Energia” do China-UK *Low Carbon College* da Universidade Jiao Tong de Xangai[23].

Além do ensino formal, o desenvolvimento do capital humano no setor de BESS é fortalecido por parcerias público-privadas entre universidades e empresas líderes do setor. Um exemplo é a colaboração entre a BYD e a Universidade de Ciência e Tecnologia de Hong Kong (HKUST), voltada à pesquisa em robótica e condução autônoma. A empresa já contratou mais de 100 graduados da HKUST, demonstrando a existência de um canal direto entre os laboratórios acadêmicos e o mercado de trabalho.

Outro exemplo é a Gotion High-Tech, que estabeleceu um centro de pesquisa conjunto com a Universidade de Fudan, dedicado ao desenvolvimento de baterias de íons de sódio, materiais LMFP (lítio-manganês-ferro-fósforo) e soluções de isolamento térmico, com o objetivo de formar talentos especializados e resolver desafios técnicos críticos. A empresa também mantém parcerias com a Universidade de Tsinghua para o desenvolvimento de baterias de próxima geração, consolidando o elo entre pesquisa avançada e aplicação industrial.

Dessa forma, a evolução do mercado de BESS na China, aliada a uma estratégia nacional abrangente que integra política industrial, inovação tecnológica e educação superior, criou um ecossistema de cooperação acadêmico-industrial. Esse modelo garante que a força de trabalho chinesa permaneça alinhada às necessidades dinâmicas do mercado de baterias e sistemas de armazenamento de energia, sustentando a liderança tecnológica do país no setor.

1.2. Índia

Na última década, o setor elétrico indiano passou por um desenvolvimento acelerado, impulsionado por políticas públicas claras e ambições governamentais de expansão de fontes renováveis e de sistemas de armazenamento de energia por baterias. Essa transformação busca atender à crescente demanda por energia de maneira sustentável, promovendo a integração de energia solar e eólica, ao mesmo tempo em que fortalece a confiabilidade da rede elétrica.

Após não alcançar a meta de 175 GW de capacidade instalada de energia renovável em 2022[24], o governo indiano estabeleceu um novo objetivo de atingir 500 GW de capacidade renovável até 2030, o que representará cerca de 50% da capacidade energética total instalada do país[25]. Essa meta faz parte da trajetória da Índia rumo à neutralidade de emissões líquidas até 2070.

Para viabilizar essa nova configuração do sistema elétrico, o armazenamento de energia emerge como um pilar estratégico. De acordo com estimativas da *Central Electricity Authority* (CEA), será necessário implantar 411,4 GWh de capacidade de armazenamento até 2031–2032, sendo 236,2 GWh provenientes de sistemas de baterias[26]. Atualmente, o principal mecanismo de armazenamento do país continua sendo as usinas hidrelétricas reversíveis, que somam 6,925 GW de capacidade instalada em 2025[28]. Em comparação, o armazenamento por baterias ainda se encontra em estágio inicial, alcançando 490 MWh até junho de 2025, sendo 56% dessa capacidade associada a usinas solares com BESS acoplados e 12% oriunda de projetos BESS isolados[29].

Em relação ao acesso da população à eletricidade, a Índia atingiu a universalização em 2022, sendo resultado de uma série de políticas públicas ambiciosas, como o Saubhagya Scheme [2]. Este é um dos maiores programas de eletrificação domiciliar já implementados no mundo, tendo sido lançado pelo Governo da Índia em 2017, e com objetivo de universalizar o acesso à eletricidade em todas as residências, tanto urbanas quanto rurais, por meio de conexões gratuitas ou subsidiadas [27].

Apesar da universalização formal, persistem desafios em áreas rurais e remotas, onde a qualidade do fornecimento é limitada por redes frágeis, quedas frequentes ou suprimento intermitente. Para fortalecer o atendimento a essas localidades, a Índia tem expandido o uso de mini-redes renováveis e sistemas solares descentralizados, com destaque para soluções híbridas baseadas em solar fotovoltaica combinada com baterias.

Diante do exposto, as aplicações potenciais dessa tecnologia, cita-se o aumento da eficiência e estabilidade do sistema elétrico, permitindo armazenar excedentes renováveis, reduzir o curtailment e atender áreas rurais isoladas com energia limpa. Adicionalmente, pensando em uma aplicação distribuída, sua integração à geração distribuída, especialmente solar, reduz custos e emissões.

Com o intuito de acelerar essa expansão, o governo indiano tem promovido uma combinação de políticas e incentivos voltados ao crescimento do armazenamento de energia:

- Obrigação de armazenamento de energia (*Energy Storage Obligation* – ESO);

- Isenção de encargos de transmissão interestadual para projetos de BESS colocalizados com usinas renováveis (RE) comissionados até junho de 2028;
- Lançamento de um Framework Nacional abrangente destinado a promover os Sistemas de Armazenamento de Energia;
- Apoio financeiro direto via *Viability Gap Funding* (VGF)²;
- Programa de Incentivo Vinculado à Produção (PLI)³ para fomentar a fabricação doméstica de 50 GWh de baterias de química avançada (ACC);
- Expansão dos leilões híbridos (solar + armazenamento / solar + eólica + armazenamento).
- Programas governamentais, como o PM-KUSUM, com objetivo de impulsionar a solarização agrícola, aumentar a renda rural e estimular práticas agrícolas sustentáveis.

Dessa forma, o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia na Índia representa uma convergência entre inovação tecnológica, políticas públicas estratégicas e impacto social, constituindo um componente essencial da transição para uma matriz energética mais limpa, resiliente e inclusiva.

1.2.1. Políticas de Incentivo à Inserção das BESS

A Índia tem avançado de forma consistente na criação de políticas e marcos regulatórios que valorizam e incentivam o papel estratégico dos sistemas de armazenamento de energia na transformação do setor elétrico. O governo reconhece que, nessa fase inicial de adoção, é essencial contar com mecanismos de mercado e modelos econômicos inovadores que estimulem o desenvolvimento, a integração e a expansão dessas tecnologias, assegurando que gerem benefícios duradouros para a economia e para a transição energética do país.

A primeira medida foi aplicada ainda em 2021, com a definição de isenção das tarifas pelo uso do Sistema de Transmissão Interestadual prevista para usinas hidrelétricas reversíveis (PSP) e sistemas de baterias (BESS) comissionados até 30 de junho de 2025. A isenção de tarifas será aplicável por:

- 25 anos para projetos solares, eólicos e hidrelétricos reversíveis (PSP);
- 12 anos para projetos BESS;

As tarifas de transmissão devem aumentar gradualmente em 25% anualmente a partir de 1º de julho de 2025 até 30 de junho de 2028, quando passarão a ser pagas de forma integral[30].

Em janeiro de 2022, os sistemas de armazenamento foram reconhecidos como parte do sistema de energia. Neste contexto, foi definido que os sistemas de armazenamento podem ser utilizados de forma independente ou em conjunto com a infraestrutura de geração, transmissão e

² O *Viability Gap Funding* (VGF) será apresentado em maior detalhe na seção 2.2.1, na página 16.

³ O Programa de Incentivo Vinculado à Produção (PLI) será apresentado em maior detalhe na seção 2.2.1, na página 16.

distribuição, sendo-lhes atribuído o status correspondente à sua área de aplicação, isto é, geração, transmissão ou distribuição. O sistema de armazenamento de energia independente é considerado uma atividade desregulamentada, em igualdade de condições com uma empresa geradora[31].

Em julho de 2022, o Ministério da Energia publicou, como estratégia de longo prazo, a política de “*Energy Storage Obligations (ESO)*” – que define metas compulsórias de armazenamento. De acordo com a regulamentação vigente, a ESO determina que um percentual mínimo do consumo de eletricidade dentro da área de concessão de uma distribuidora deve ser proveniente de fontes renováveis armazenadas em sistemas de armazenamento de energia. Para o ano fiscal de 2023–2024, a obrigação foi fixada em 1%, com aumento de 0,5% ao ano, até atingir 4% em 2029–2030[32].

Em agosto de 2023, o Ministério da Energia da Índia lançou o “*National Framework for Promoting Energy Storage Systems*”[33], documento que define de forma detalhada os objetivos e mecanismos para o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia no país. Entre os principais objetivos delineados estão:

- Energia Renovável 24×7: Garantir o fornecimento contínuo de energia renovável;
- Reduzir as emissões de gases de efeito estufa e custos: Incentivo à implantação de sistemas de armazenamento, reduzindo a necessidade de usinas de energia baseadas em combustíveis fósseis;
- Redesenho do mercado de energia: Redesenhar mercados de energia para incentivar a participação de sistemas de armazenamento nos mercados.
- Estabilidade da Rede: Melhorar a estabilidade e confiabilidade da rede através da implantação de sistemas de armazenamento que forneçam serviços de rede como regulação de frequência, suporte de tensão, ramping e outros serviços ancilares de suporte.

Além do arcabouço regulatório, o governo indiano implementou dois programas de incentivo financeiro.

O “*Viability Gap Funding (VGF) Scheme*”, instituído em 2024, tem como objetivo de viabilizar a adoção inicial de sistemas BESS pelos empreendedores. Com o objetivo de reduzir o custo nivelado de armazenamento (*Levelized Cost of Storage – LCoS*) e tornar o BESS uma alternativa economicamente atrativa, foi proposto o oferecimento de apoio financeiro por meio do VGF aos primeiros projetos implementados. O mecanismo cobre até 40% do CAPEX necessário para os projetos e prevê o desenvolvimento de 4.000 MWh de capacidade de BESS até 2031, com um investimento total de INR9.400 crore⁴ (US\$ 1,13 bilhão) [34].

A capacidade total prevista no programa será disponibilizada em múltiplas rodadas (tranches), realizadas por meio de um processo de licitação competitiva baseado em tarifa. Os projetos ofertados devem apresentar capacidade mínima de 100 MWh, implantados de forma independente (stand-alone). O prazo contratual será pré-definido entre 10 e 12 anos.

⁴ Crore é uma unidade do sistema de numeração indiano que equivale a 10 milhões (10.000.000).

O Ministério da Energia (*Ministry of Power*) designará um comitê de coordenação responsável por definir os principais parâmetros do programa, incluindo[35]:

- o valor do *Viability Gap Funding* (VGF), calculado a partir de uma avaliação realista dos custos de capital (CAPEX);
- o teto tarifário (*tariff cap*) aplicável às propostas, com o objetivo de assegurar preços competitivos e sustentáveis; e
- as localizações das subestações de conexão do Sistema Interestadual de Transmissão (ISTS) destinadas à integração dos projetos.

Adicionalmente, o esquema exige que pelo menos 85% da capacidade dos projetos de BESS seja disponibilizada às empresas de distribuição (Discos). Essa exigência tem como objetivo assegurar que os benefícios econômicos e operacionais do armazenamento — como redução de custos, maior confiabilidade e otimização do despacho — sejam efetivamente repassados aos consumidores finais [36].

Cita-se também o “*Production Linked Incentive (PLI) Scheme – National Programme on Advanced Chemistry Cell (ACC) Battery Storage*”, no âmbito da iniciativa “*Make in India*”, vigente desde 2021. O programa visa reduzir a dependência de importações de baterias, principalmente da China, e estimular a produção nacional em larga escala, com objetivo de mais longo prazo.

A meta é criar uma capacidade produtiva de 50 GWh de baterias ACC e 5 GWh de baterias de alto desempenho, por meio de licitações competitivas entre fabricantes. As unidades devem ser comissionadas em até dois anos, e os incentivos serão pagos ao longo de cinco anos[37]. Entretanto, até o momento, nenhum incentivo do programa PLI foi efetivamente desembolsado. O principal motivo desse impasse é a dificuldade enfrentada pelos fabricantes em cumprir os rigorosos requisitos de conteúdo nacional estipulados pelo programa. Esse entrave representa um risco para a sustentabilidade de longo prazo do ecossistema indiano de BESS.

Outros mecanismos que estimulam a inserção de BESS na Índia — além dos incentivos regulatórios e financeiros já apresentados — incluem a possibilidade de participação dessas tecnologias em ambientes concorrenciais de mercado, aspecto fundamental para a viabilidade econômica e para o empilhamento de receitas (*revenue stacking*) [38]:

- Participação no Mercado de Alta Tarifa do Dia Seguinte (High Price Day Ahead Market – HP-DAM):
 - Os sistemas de armazenamento por baterias foram incluídos entre os geradores elegíveis a participar desse segmento, inserido no mercado integrado do dia seguinte (*Integrated Day Ahead Market – I-DAM*). Nesse modelo, geradores com custos mais elevados de geração são autorizados a ofertar energia, o que aumenta a competitividade e a eficiência do mercado.
 - Essa medida permite aos operadores de BESS aproveitar as diferenças tarifárias entre os períodos de pico e fora de pico, viabilizando estratégias de arbitragem de preços e otimização econômica das operações de armazenamento.

- Prestação de Serviços Ancilares (Ancillary Services):
 - Os sistemas de armazenamento de energia passaram a ser elegíveis para fornecer Serviços Ancilares de Reserva Secundária (*Secondary Reserve Ancillary Service – SRAS*) e de Reserva Terciária (*Tertiary Reserve Ancillary Service – TRAS*), sob condições técnicas e operacionais específicas. Na Índia, esses serviços são contratados tanto por mecanismos administrados quanto por mecanismos de mercado.
 - Essa inserção cria oportunidades de receita para os operadores de sistemas de armazenamento de energia e incentiva investimentos em soluções de armazenamento voltadas à estabilidade, flexibilidade e confiabilidade do sistema elétrico.

1.2.2. Leilões de BESS Standalone

Conforme previamente apresentado, a Índia tem desenvolvido diversas formas de incentivar e induzir a inserção de tecnologias de armazenamento. Entre estes, um dos principais é a realização de leilões para sistemas de armazenamento de energia autônomos (*Standalone ESS*), que contratou cerca de 9,33 GW de capacidade instalada até março de 2025[39].

As intervenções de política pública, especialmente o programa de VGF, reforçaram ainda mais a viabilidade financeira desses projetos. Dos 11 leilões, nove utilizaram esse mecanismo de apoio. Esses incentivos reduziram significativamente as barreiras financeiras, tornando o armazenamento autônomo mais viável tanto para desenvolvedores quanto para distribuidoras.

Com relação aos ciclos operacionais, a maioria dos leilões de BESS favorece maior utilização dos sistemas: 10 leilões, totalizando 3.770 MW, exigem dois ciclos por dia, enquanto sete leilões, somando 1.600 MW, requerem apenas um ciclo diário. Essa preferência por sistemas de curta duração e alta frequência de ciclos evidencia o papel do BESS na prestação de serviços de rede de resposta rápida, essenciais para manter a estabilidade e a flexibilidade do sistema elétrico.

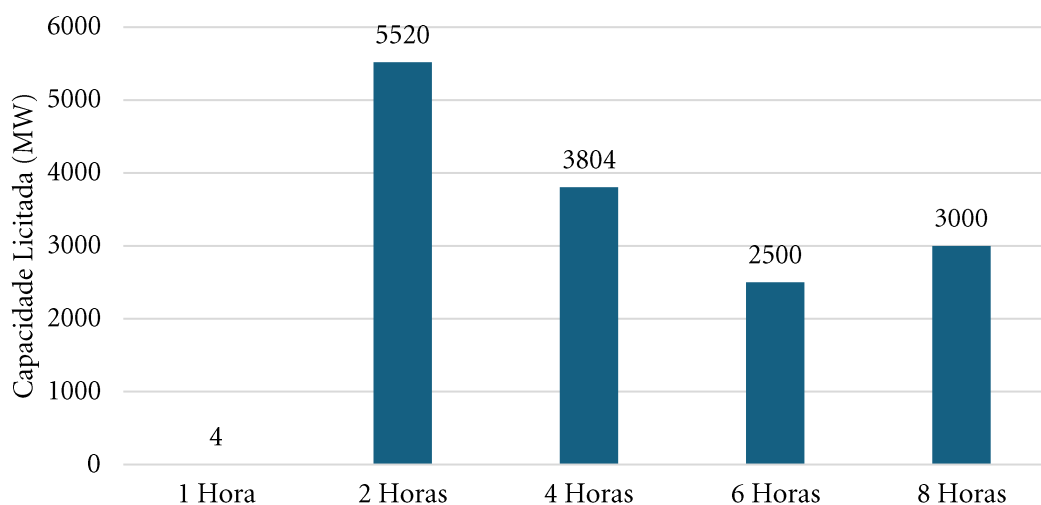


Figura 2 Capacidade Licitada (MW) em Leilões por Duração do Armazenamento na Índia

Em relação aos preços de contrato, os leilões realizados sob o arcabouço do VGF alcançaram tarifas significativamente reduzidas, em cerca de 40% do preço-teto. Os projetos da MSEDCL em Maharashtra (300 MW, agosto/2024) e da RVUNL no Rajastão (500 MW, novembro/2024) registraram tarifas entre Rs 219.001 e Rs 221.100/MW/mês (US\$ 2.561–2.586/MW/mês). Essa queda acentuada foi impulsionada pela redução de 31% nos preços das baterias entre 2022 e 2024, tornando os sistemas BESS cada vez mais competitivos.

Apesar dos montantes de capacidade comercializados, o setor de Sistemas de Armazenamento de Energia Independentes (*Standalone ESS*) na Índia ainda se encontra em estágio incipiente, principalmente devido a entraves de execução e desafios comerciais persistentes. Dentre os principais desafios, destacam-se:

- Atraso ou cancelamento de contratos de venda de energia e acordos de armazenamento, muitas vezes motivados pela expectativa dos compradores (*offtakers*) de novas reduções tarifárias, em função da queda contínua nos preços das baterias. Essas incertezas já resultaram no cancelamento de cerca de 2 GW de capacidade contratada.
- Cadeia de suprimento limitada, com a maioria dos projetos em escala de utilidade pública dependendo de um pequeno grupo de fornecedores, muitos deles operando por meio de *joint ventures* internacionais.
- Manufatura local pouco desenvolvida, com forte dependência da importação de minerais críticos como lítio e cobalto, o que torna o mercado vulnerável à volatilidade global de preços e a riscos geopolíticos.
- Financiamento com condições de crédito mais rígidas, com taxas de juros elevadas e prazos de financiamento mais curtos, especialmente para pequenos desenvolvedores, dado o perfil de risco elevado e os longos períodos de retorno dos investimentos.

1.2.3. BESS em aplicações distribuídas

Quando integradas aos sistemas de geração distribuídos, as baterias trazem uma série de vantagens técnicas, econômicas e operacionais, que fortalecem tanto o consumidor quanto o sistema elétrico. Dentre estas, cita-se uma maior autossuficiência e confiabilidade, gestão da intermitência, melhora da qualidade da energia, possibilidade de novas receitas, alívio e postergação de investimentos em redes, maior resiliência em áreas remotas, entre outros.

No caso da Índia, a geração distribuída tem apresentado maior destaque no setor agrícola, representando uma importante transformação.

Isso se dá porque na Índia o setor agrícola representa um papel fundamental na economia, empregando cerca de 44% da força de trabalho nacional[40] e respondendo por aproximadamente 16,4% do PIB do país[41]. Contudo, trata-se de um setor ainda precário e com importantes desafios, com forte dependência de fontes fósseis, como geradores a diesel, e com um fornecimento elétrico irregular.

Diante deste cenário, desafios como a pobreza rural e as mudanças climáticas levaram o governo a redefinir o nexos entre energia e agricultura. O uso combinado de energia solar e armazenamento surge como uma solução sustentável e economicamente vantajosa, capaz de

reduzir custos operacionais, aumentar a confiabilidade do suprimento e impulsionar a renda rural.

Nesse contexto, o governo indiano lançou, em 2019, o programa *Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha evam Utthaan Mahabhiyan* (PM-KUSUM). Seus principais objetivos são garantir segurança energética e hídrica aos agricultores e reduzir o uso de energia gerada a diesel no setor agrícola, diminuindo custos e emissões, e aumentando diversificação da renda rural.

O programa é estruturado em três componentes principais, voltados a diferentes necessidades energéticas do setor agrícola[42]:

- **Componente A – Geração de Energia Descentralizada:** Este componente incentiva agricultores, cooperativas ou panchayats (governos rurais) a instalar pequenas usinas de energia solar (de 0,5 MW a 2 MW) em terras áridas, em pouso ou inférteis. A eletricidade gerada é vendida às Discos locais a uma tarifa pré-fixada, criando um fluxo de receita de longo prazo. Isso permite o uso produtivo de terras que, de outra forma, não gerariam renda.
- **Componente B – “Solar pumps” Autônomas:** Visando áreas fora da rede ou com fornecimento de energia não confiável, este componente apoia a instalação de bombas de irrigação movidas a energia solar autônomas. O objetivo principal é substituir as bombas a diesel existentes, que são caras de operar e poluentes.
- **Componente C – “Solarização” de Bombas Conectadas à Rede:** Para agricultores que já possuem bombas de irrigação conectadas à rede, estes podem usar a energia solar gerada para suas necessidades de irrigação e vender qualquer excedente de energia às Discos a uma tarifa pré-fixada, abrindo espaço a uma oportunidade de receita.

O modelo de financiamento do PM-KUSUM busca reduzir os custos de investimento para os agricultores. O governo central oferece subsídio de 30%, complementado por outros 30% dos governos estaduais. O agricultor arca com os 40% restantes, dos quais até 30% podem ser financiados via crédito bancário [43].

No caso das bombas solares (“*Solar Pumps*”), a Índia consolidou-se como líder mundial na agricultura movida a energia solar, concentrando 93% da capacidade solar fora da rede utilizada na agricultura global. O país, com mais de 17,5 lakh⁵ km² de terras aráveis, depende fortemente da irrigação por meio de cerca de 30 milhões de bombas subterrâneas, das quais apenas 3,9 milhões são solares. Essas bombas estão concentradas principalmente nos estados de Chhattisgarh, Rajasthan, Andhra Pradesh, Uttar Pradesh, Haryana e Bihar, representando uma transição crescente para práticas agrícolas sustentáveis [44].

Inovações como o sistema móvel de bombeamento solar permitem o transporte das unidades entre propriedades, possibilitando a irrigação em regiões rurais fora da rede elétrica. Esses sistemas são economicamente vantajosos e capazes de substituir as bombas a diesel, que atualmente consomem 5,52 bilhões de litros de combustível anualmente, gerando cerca de 15,4 milhões de toneladas de CO₂[45]. A ampla adoção da solarização agrícola pode reduzir as

⁵ Lakh é uma unidade do sistema de numeração indiano que corresponde a 100 mil (100.000).

emissões em até 32 milhões de toneladas de CO₂ e diminuir as perdas de transmissão e distribuição em até 20% [46].

O Ministério de Novas e Renováveis Fontes de Energia (MNRE) promove a adoção das bombas solares por meio de subsídios de 30% para agricultores em geral e 50% para grupos vulneráveis ou de baixa renda [47]. Além da economia gerada, a irrigação solar contribui significativamente para a melhoria da qualidade de vida e da produtividade dos agricultores. Estudos conduzidos pela International Copper Association (Índia) e pelo International Institute of Energy Conservation (IIEC) apontam aumentos de renda de até 50% em determinadas regiões, além da redução da carga de trabalho e maior confiabilidade no fornecimento de água [48][49].

Além disso, o uso de bombas solares e sistemas de microirrigação são capazes de economizar entre 20% e 48% de água, reduzindo em 28,5% o uso de fertilizantes e aumentando em 30,5% a eficiência energética. [50].

De forma geral, as iniciativas de irrigação solar na Índia representam um passo decisivo rumo a um modelo agrícola sustentável, de baixo carbono e inclusivo, equilibrando as necessidades de energia, água, renda e segurança alimentar do país.

1.2.4. Reciclagem e Descarte

No contexto do desenvolvimento energético e ambiental da Índia, o aumento dos projetos que utilizam sistemas de armazenamento por baterias, aliado ao fortalecimento da manufatura local, levou o governo indiano a reconhecer as normas de reciclagem e descarte como elementos fundamentais para o desenvolvimento sustentável do setor.

Nesse cenário, em 22 de agosto de 2022, o país passou por uma transformação significativa com a introdução das Regras de Gestão de Resíduos de Baterias (*Battery Waste Management Rules – BWM*), que substituíram as antigas *Batteries (Management and Handling) Rules* de 2001. As novas diretrizes foram estruturadas com base no princípio da Responsabilidade Estendida do Produtor (*EPR – Extended Producer Responsibility*) [51], segundo o qual a responsabilidade pela gestão das baterias em fim de vida é transferida das autoridades municipais e dos consumidores para os produtores, categoria que inclui fabricantes, importadores e empresas que comercializam baterias sob sua própria marca.

As BWM Rules de 2022 estabeleceram um marco regulatório abrangente para a coleta, reciclagem e gestão de todos os tipos de baterias na Índia, abrangendo as automotivas, portáteis, industriais e de veículos elétricos (EVs) [52]. Os produtores devem registrar-se no portal do *Central Pollution Control Board (CPCB)*, que atua como plataforma central de monitoramento, registro e verificação das atividades relacionadas à EPR.

Por meio desse sistema, os produtores são obrigados a cumprir metas anuais específicas e progressivamente mais rigorosas de coleta e reciclagem de baterias usadas [53]. Para garantir transparência e responsabilização, os produtores devem apresentar relatórios anuais no portal do CPCB, informando a quantidade de baterias colocadas no mercado, o volume de resíduos coletados e o montante efetivamente destinado à reciclagem ou ao condicionamento.

No caso das baterias de veículos elétricos, as metas de EPR diferenciam-se conforme o tipo de bateria e o segmento de veículos, de duas, três ou quatro rodas. Até o ano fiscal de 2027–2028, os produtores deverão coletar 70% das baterias de veículos elétricos colocadas no mercado. As metas de recuperação de materiais também se tornam progressivamente mais exigentes, passando de 70% em 2024–2025 para 90% em 2026–2027 [54]. Além disso, os produtores deverão incorporar materiais reciclados na fabricação de novas baterias, com exigência mínima de 5% em 2027–2028 e 20% em 2030–2031 [55].

Tabela 4 Metas progressivas para uso mínimo de materiais reciclados em diferentes categorias de baterias na Índia

Nº	Tipo de bateria	Uso mínimo de materiais reciclados no peso líquido total de uma bateria (em porcentagem)			
		2027-28	2028-29	2029-30	2030-31 em diante
1.	Portátil	5	10	15	20
2.	Veículos Elétricos	5	10	15	20
		2024-25	2025-26	2026-27	2027-28 em diante
3.	Automotiva	35	35	40	40
4.	Industrial	35	35	40	40

O descumprimento das obrigações por parte de recicladores ou produtores pode resultar em penalidades severas, incluindo a cobrança de compensação ambiental, o cancelamento do registro e as sanções previstas na Seção 15 do *Environment (Protection) Act* de 1986. Essas sanções incluem pena de prisão de até cinco anos, multa de até INR 100.000 (US\$ 1.127) ou ambas. Caso a infração persista, poderá ser aplicada uma multa adicional de até INR 5.000 (US\$ 56,50) por cada dia de continuidade após a condenação pela primeira ocorrência da infração. Se a falha ou infração se estender por mais de um ano após a condenação, o infrator estará sujeito a pena de prisão que pode chegar a sete anos [56].

Dessa forma, as *Battery Waste Management Rules, 2022* representam um marco fundamental da política ambiental indiana, ao promover a transição para uma economia circular e fortalecer a gestão sustentável de resíduos no setor de baterias [57].

Assim, a Índia avança de forma estratégica na integração de sistemas de armazenamento por baterias como pilar de sua transição energética, combinando instrumentos regulatórios robustos e políticas de incentivo focadas em desenvolvimento e impacto social. Essa agenda fortalece a segurança energética, viabiliza a expansão das renováveis, moderniza o setor agrícola

e estimula um ecossistema econômico nacional de BESS, sustentado por práticas responsáveis de reciclagem alinhadas a metas climáticas de longo prazo.

1.3. Estados Unidos

As políticas energéticas dos Estados Unidos se dividem entre o âmbito federal e o estadual, atuando de forma complementar. As políticas federais definem diretrizes macroeconômicas e tecnológicas de alcance nacional, enquanto as políticas estaduais abordam necessidades e soluções específicas a cada território. Em ambos os casos os sistemas de armazenamento por baterias são identificados como cruciais para o desenvolvimento do país e dos estados.

Nesse contexto, o *Inflation Reduction Act* (IRA) representa uma das legislações mais abrangentes no âmbito do financiamento e dos incentivos voltados à transição energética e à descarbonização da economia dos Estados Unidos. A utilização dos créditos fiscais previstos no IRA é fundamental para viabilizar a redução das emissões de gases de efeito estufa no longo prazo.

Dentro desse contexto, os sistemas de armazenamento de energia por baterias se tornaram elegíveis ao *Investment Tax Credit* (ITC), um crédito fiscal que permite aos investidores deduzirem uma parcela do custo de instalação do sistema de seus impostos federais. Em 2025, o crédito-base de 30% do ITC foi estendido a projetos que cumpram requisitos específicos de salário e programas de aprendizagem para empreendimentos com capacidade igual ou superior a 1 MW.

Desde 1º de janeiro de 2025, o *Clean Energy Production Tax Credit* (CEPTC) e o *Clean Electricity Investment Tax Credit* (CEITC) substituíram os créditos anteriores (PTC e ITC, respectivamente). Esses novos mecanismos manterão a lógica de incentivo, mas serão aplicáveis a todas as instalações de geração de energia com emissão operacional nula de CO₂, incluindo sistemas de armazenamento [58].

O cálculo do ITC para BESS segue a seguinte estrutura [59]:

Tabela 5 IRA incentivo fiscal de impostos federais via ITC - Crédito Base

CATEGORIA	Projetos com menos de 1MW ac	Projetos maiores ou igual a 1MW ac
Crédito base	30%	6%
Requisitos de Salário e Aprendizagem (Exige uma porcentagem do total de horas de trabalho executadas por aprendizes qualificados)	N/A	+24%

Adicionalmente, é possível receber um crédito bônus (cumulativo), a depender de determinados critérios:

Tabela 6 IRA Incentivo via ITC - Crédito Bônus

CATEGORIA	Projetos com menos de 1MW ac	Projetos maiores ou igual a 1MW ac
Mínimos de Conteúdo Doméstico (% atribuível a produtos manufaturados nos EUA)	+10%	+10%
Implantação em Energy Community (ex.: área de brownfield, região relacionada a operações de mineração)	+10%	+10%
Implantação em Comunidade de Baixa Renda ou em Terras Indígenas (<5 MWAC)	+10%	+10%
Projeto em área Residencial de Baixa Renda ou Projeto de Benefício Econômico	+20%	+20%

Desta maneira, o IRA se consolidou na política energética dos Estados Unidos com a criação de um ambiente regulatório e fiscal, considerando apenas impostos da esfera federal, altamente favorável ao avanço de tecnologias limpas e ao fortalecimento da cadeia produtiva doméstica. Os incentivos voltados aos sistemas BESS, em especial a inclusão do armazenamento como ativo elegível aos novos créditos fiscais de energia limpa, impulsionam a modernização da infraestrutura elétrica e a integração de fontes renováveis intermitentes.

Por outro lado, a rápida adoção de sistemas BESS nos Estados Unidos trouxe preocupações sobre riscos e segurança, demandando a definição de normas de segurança contemplando essa tecnologia.

O principal referencial normativo do país é a NFPA 855 – *Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems*, publicada em 2019 e revisada a cada três anos. Embora não seja uma lei, seus requisitos são amplamente incorporados aos códigos estaduais de segurança. Entre os principais [60]:

- **Localização e Espaçamento:** exige distâncias mínimas, geralmente 0,9 m (3 pés), entre unidades de BESS para evitar propagação de incêndios [61].
- **Análise de Mitigação de Riscos (HMA):** avaliação submetida à *Authority Having Jurisdiction* (AHJ), em especial o corpo de bombeiros, contemplando cenários de *thermal runaway*⁶, incêndio, gases inflamáveis e explosão, bem como as estratégias de mitigação adotadas.
- **Controle de Explosão:** requer medidas para gerenciamento de gases inflamáveis acumulados, como alívio de pressão por painéis de ruptura ou ventilação controlada conforme NFPA 69 [62].

⁶ *Thermal runaway* (fuga térmica) é um processo no qual uma bateria entra em aquecimento descontrolado, excedendo a sua capacidade de dissipação de calor, causando aumento rápido de temperatura, degradação interna e possíveis incêndios ou explosões.

- **Supressão e Detecção de Incêndio:** exige sistemas de detecção (NFPA 72) e supressão automática como sprinklers (NFPA 13), salvo se testes de fogo em larga escala comprovarem que não são necessários.
- **Teste UL 9540A:** ensaio obrigatório para caracterizar o comportamento do sistema sob *thermal runaway*, servindo de base técnica para a HMA e para validar a eficácia das medidas de proteção [63].

Assim, a combinação entre incentivos econômicos robustos e requisitos normativos rigorosos posiciona os Estados Unidos como referência global na transição energética, ao unir crescimento sustentável, segurança e desenvolvimento tecnológico.

A seguir, serão detalhados os movimentos e políticas específicas de dois estados norte-americanos que, além de implementarem as diretrizes do *Inflation Reduction Act (IRA)* e das normas federais de segurança, têm desenvolvido mecanismos próprios para incentivar e regular a inserção de sistemas de baterias em suas matrizes energéticas.

1.3.1. *Havaí*

O Havaí é formado por um arquipélago de ilhas vulcânicas isoladas no Pacífico Norte, com cada ilha possuindo seu próprio sistema independente de energia, cuja geografia e dispersão territorial historicamente impuseram forte dependência de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica. A inserção acelerada de fontes renováveis intermitentes, em resposta às metas de descarbonização para 2045, resultou em maior demanda por flexibilidade dos sistemas, a qual não pode ser mantida via transferências inter-regionais com os Estados Unidos continental, bem como aumento do volume de cortes de geração.

Nesse contexto, a inserção de armazenamento tem sido utilizada como uma das principais estratégias do governo, a partir da definição de políticas públicas estruturadas, programas de incentivo à geração distribuída e estratégias de armazenamento energético.

A transição energética no Havaí representa um dos casos mais emblemáticos de descarbonização de sistemas elétricos isolados no mundo, caracterizado por altos custos de importação de combustíveis fósseis e forte vulnerabilidade energética. Para transformar esse cenário, o governo do Havaí introduziu em 2015 o mandato de Portfólio Renovável (RPS) que exige 100% de energia renovável até 2045[64]. O RPS integra o núcleo da *Hawai'i Clean Energy Initiative (HCEI)*, lançada em 2008, que criou a estrutura regulatória necessária para uma transição energética em larga escala no estado [65]. Em 2022, o mandato foi atualizado para que as metas passassem a incidir sobre a geração líquida de energia, e não mais sobre a venda de eletricidade pelas distribuidoras, permanecendo inalterados os demais requisitos [66].

Especificamente em relação à geração solar distribuída, o Havaí apresenta o maior índice per capita dos Estados Unidos, com sistemas fotovoltaicos instalados em aproximadamente 37% das residências. Dentre essas, cerca de 90% possuem sistemas de baterias acoplados, o que reflete o alto grau de integração entre geração solar e armazenamento e o avanço das políticas de incentivo que serão detalhadas a seguir.

Assim, no Havaí, o armazenamento desempenha um papel **estrutural** na transição energética: ele não apenas complementa a expansão renovável, mas viabiliza a operação segura de sistemas isolados, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis importados e assegurando confiabilidade, flexibilidade e menor custo de operação.

A expansão acelerada da geração distribuída ocorreu principalmente como resposta à inserção do programa de *Net Energy Metering* (NEM), inserido em 1996. Esse mecanismo se assemelha ao introduzido no Brasil, com compensação integral na tarifa de varejo — ou seja, cada kWh exportado era valorizado ao mesmo preço de um kWh consumido da rede. Sob esse modelo, o consumidor que instala um sistema de geração próprio — geralmente painéis solares — pode injetar o excedente de eletricidade gerado na rede pública e receber créditos que compensam o consumo em momentos em que sua geração é insuficiente.

O NEM foi decisivo para a formação de um mercado local de GD, impulsionando um crescimento muito acima das expectativas. Entretanto, a rápida disseminação da energia solar nos primeiros anos da HCEI provocou atrasos e conflitos no processo de interconexão, à medida que aumentavam as preocupações com a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, a ampla adoção do NEM levantou questionamentos sobre a sustentabilidade econômica das distribuidoras pois a compensação integral da energia gerada reduziu a receita das concessionárias, exigindo novos mecanismos para equilibrar expansão renovável e viabilidade financeira.

Como consequência, o programa NEM foi encerrado em 2015, abrindo espaço para novos modelos mais aderentes ao novo contexto do sistema elétrico. Desde então foram lançados novos programas de incentivo, no entanto, ajustados à realidade do estado – com dois principais vigentes no momento de elaboração deste relatório: *Smart Renewable Energy* e o *Bring Your Own Device Plus* [67].

Em 2024, a *Hawaiian Electric Company* (HECO) lançou um conjunto de programas com foco em estabilidade e resiliência da rede, baseado em incentivos. O *Smart Renewable Energy* (também conhecido como Smart DER) foi desenvolvido sob supervisão da *Public Utilities Commission* (PUC, órgão regulador local) e consolida e substitui todos os programas anteriores de energia solar da *Hawaiian Electric*, exceto o *Net Energy Metering* (NEM).

O Smart DER está disponível em duas modalidades [68]:

- **Smart DER export:** permite a exportação de excedentes de energia para a rede com remuneração via créditos fixos na fatura, definidos a cada três anos pela Public Utilities Commission (PUC). A adesão requer medidor inteligente.
- **Smart DER Non-Export:** voltado a clientes que desejam gerar e consumir sua própria energia, sem exportação. Toda a produção deve ser consumida localmente ou armazenada em baterias e o consumidor possui a capacidade de receber energia da rede. Também exige medidor inteligente.

Ao integrar baterias como elemento central da operação, especialmente no modelo Non-Export, o programa Smart DER incentiva o armazenamento local de energia, reduz a dependência da rede e amplia a estabilidade do sistema. Assim, as baterias passam a atuar de

forma estratégica para maximizar a eficiência do autoconsumo, garantir maior segurança energética e viabilizar a expansão das fontes renováveis de forma sustentável.

Adicionalmente, outro programa, também criado em 2024, funciona em paralelo, denominado de *Bring Your Own Device Plus* (BYOD Plus), principal mecanismo de incentivo à instalação de novas baterias residenciais e comerciais, substituindo o *Battery Bonus*. Assim, ambos têm como principal ênfase a promoção da inserção de baterias combinada com a GD.

O programa *Battery Bonus* foi lançado pela *Hawaiian Electric* em julho de 2021[69], com o objetivo de incentivar a adoção de sistemas de armazenamento por baterias residenciais e comerciais acoplados a sistemas fotovoltaicos já existentes ou novos.

Dentre as regras, era definido que os participantes deveriam utilizar e/ou exportar eletricidade proveniente de uma nova bateria em uma capacidade comprometida (kW) durante um período de duas horas consecutivas, definido pela *Hawaiian Electric* entre 18h e 20h30, todos os dias — incluindo fins de semana e feriados — ao longo dos 10 anos de duração do programa.

A compensação aos participantes era estruturada de duas formas [70]:

- Pagamento único em dinheiro: um incentivo inicial de US\$ 850 por kW de capacidade de bateria instalada, pago após a comprovação da operação do sistema.
- Crédito mensal na conta de energia: valor de US\$ 5 por kW de potência de pico da bateria por mês, durante 10 anos, como compensação adicional pela energia disponibilizada à rede.

O *Battery Bonus* atingiu rapidamente alta adesão, alcançando o limite estimado de 45 MW de capacidade de baterias contratada, e foi oficialmente encerrado para novas inscrições em 1º de julho de 2024.

Como substituição foi lançado o BYOD, programa vigente que, apesar das semelhanças, tem um desenho mais adequado à nova estrutura simplificada de programas de recursos energéticos distribuídos (DER) voltados aos consumidores. As principais diferenças entre os dois programas incluem:

- **Flexibilidade operacional:** enquanto o *Battery Bonus* definia janelas fixas de descarga, o BYOD Plus permite que o cliente selecione horários específicos de exportação conforme a necessidade do sistema. As baterias irão **despachar energia durante uma janela de 2 horas escolhida pelo cliente**, todos os dias, ao longo de todo o período de participação no programa.
- **Participação contínua:** o BYOD Plus integra as baterias participantes ao programa *Smart DER*, permitindo sua utilização dinâmica em serviços de rede, arbitragem de energia e resposta à demanda.
- **Critérios de inclusão ampliados:** o novo programa aceita **baterias novas ou existentes**, desde que conectadas a medidores inteligentes e com comunicação habilitada para controle remoto.

- **Foco em longo prazo:** o BYOD Plus busca consolidar um **mercado estável de serviços de armazenamento distribuído**, com incentivos menores, porém sustentáveis, voltados à operação coordenada entre o consumidor e a concessionária.

O programa divide os pagamentos em dois tipos [71]:

- Incentivo inicial, pago uma única vez: este programa oferece um pagamento inicial de US\$ 400 por kW de capacidade comprometida, sem limite máximo, mais créditos mensais pela energia exportada à rede. Há também um adicional para clientes de baixa e média renda, que concede um bônus extra de US\$ 400 por kW comprometido, igualmente sem limite máximo.
- Crédito mensal por exportação: crédito é concedido mensalmente com base na energia fornecida à rede pela bateria, calculada a partir de uma quantidade estimada de exportação.

O programa BYOD Plus tem uma vigência de 5 anos. Clientes que já participam do programa *Battery Bonus (Scheduled Dispatch)* não podem migrar para o BYOD Plus; para aderir, é necessário instalar novas baterias específicas para o programa.

Complementarmente, a *Hawaiian Electric* oferece programas de Resposta da Demanda (DR) que ampliam a flexibilidade operacional do sistema e se articulam diretamente com o uso de baterias. O programa Fast DR, direcionado a grandes consumidores comerciais e industriais, remunera reduções rápidas de carga mediante solicitação da distribuidora [72]. Em Oahu, ele opera de segunda a sexta-feira das 7h às 21h; em Maui, está disponível 24/7. Os clientes podem optar entre receber US\$ 5/kW por 40 eventos anuais ou US\$ 10/kW por 80 eventos [74]. Nesse contexto, sistemas de baterias tornam-se essenciais, pois permitem que as cargas respondam instantaneamente aos eventos de DR, reduzindo consumo da rede. Dessa forma, o Fast DR não apenas contribui para a estabilidade emergencial da rede em períodos de queda súbita da geração renovável, mas também potencializa o papel estratégico das baterias como recurso de flexibilidade e confiabilidade do sistema.

Paralelamente ao avanço das baterias combinadas à GD, o Havaí também possibilita projetos de armazenamento centralizados de grande escala. O maior deles é o *Kapolei Energy Storage*, operado pela Plus Power, que entrou em operação em 2021 e permitiu o descomissionamento, em 2022, de uma usina a carvão responsável por 20% da geração da ilha de Oahu, diminuindo fortemente a quantidade de CO² emitida. A contratação dessas instalações se dá por PPAs de 25 anos com a HECO. Esses contratos garantem receita estável aos operadores do projeto, enquanto o controle do despacho permanece com a distribuidora. As tarifas praticadas oscilam entre US\$ 0,08/kWh e US\$ 0,14/kWh, que ainda é significativamente abaixo do preço da energia gerada com combustíveis fósseis contribuindo para reduzir a dependência de combustíveis importados e mitigando o custo de energia para o consumidor final.

A experiência havaiana demonstra que a adoção coordenada de políticas de incentivo, novos modelos tarifários e contratação de capacidade baseada em armazenamento é estratégica para sistemas elétricos com alta penetração renovável e limitações de flexibilidade. A evolução regulatória, do NEM aos programas Smart DER e BYOD Plus, evidência como o valor dos recursos distribuídos pode ser maximizado tanto para o consumidor quanto para a rede,

enquanto projetos centralizados, como o Kapolei Energy Storage, mostram que sistemas BESS podem substituir a geração fóssil de forma segura, economicamente competitiva e com forte contribuição à confiabilidade.

Embora a experiência do Havaí não permita uma tradução direta das políticas implementadas para caso brasileiro, ele consolida-se como referência prática para o Brasil na construção de diretrizes regulatórias, de segurança e de contratação que permitem que o protagonismo da tecnologia BESS acelere a descarbonização e garanta a resiliência da rede em sistemas isolados, como os presentes na região amazônica brasileira.

1.3.2. Califórnia

A Califórnia, operada pelo CAISO⁷, é uma das principais referências globais em integração de energias renováveis. Em 2024, o estado alcançou 57,3% de geração proveniente de fontes renováveis, com destaque para a geração solar, responsável por 32,3% do total [74]. Em termos de acesso, a Califórnia possui universalização plena da eletricidade, com 100% de cobertura [75], embora ainda enfrente desafios relacionados às interrupções programadas para prevenção de incêndios florestais (*Public Safety Power Shutoffs – PSPS*), que impactam periodicamente comunidades localizadas em áreas de alto risco.

O crescimento acelerado dos BESS no estado decorre, sobretudo, da necessidade de lidar com a “Curva do Pato”, caracterizada pelo descompasso entre a elevada geração solar ao longo do dia e o rápido aumento da demanda no início da noite. Nesse cenário, os BESS desempenham papel central ao deslocar a energia solar excedente para os horários de pico, reduzir o curtailment de renováveis e oferecer resposta rápida a variações súbitas da demanda. Além disso, a expansão do armazenamento está alinhada à estratégia californiana de fortalecer a resiliência frente a eventos climáticos extremos e de eliminar progressivamente a geração a gás natural, que ainda representa cerca de 35% da matriz, nas próximas décadas.

Nesse contexto, com a meta de alcançar 60% da eletricidade proveniente de fontes renováveis até 2030 e 100% até 2045, a Califórnia estruturou uma das políticas mais ambiciosas do mundo para integrar BESS à sua matriz elétrica. Assim como no caso do Havaí, o estado também reconhece o armazenamento como elemento essencial para garantir confiabilidade, flexibilidade e reduzir o despacho térmico em um sistema que, desde o início da década de 2010, passou a enfrentar os efeitos de uma rápida e intensa inserção solar.

A origem desse movimento se deu com a Assembly Bill 2514,[74][74] em 2010, que marcou o ponto de partida ao autorizar a agência reguladora estadual, *California Public Utilities*

⁷ CAISO - *California Independent System Operator*, operador independente do sistema elétrico da Califórnia. É responsável pelo despacho em tempo real, pela operação do mercado de energia, pela coordenação da transmissão e pela manutenção da confiabilidade do sistema, atuando como uma *Regional Transmission Organization (RTO)* nos Estados Unidos

*Commission (CPUC)*⁸, a definir metas obrigatórias de contratação de armazenamento para as distribuidoras, além de reconhecer os atributos sistêmicos que os BESS podem oferecer:

- I. Otimização da rede, incluindo redução de picos de demanda, aumento da confiabilidade e postergação de investimentos em reforços de transmissão e distribuição;
- II. Integração de fontes de energia renovável;
- III. Redução de Emissões de Gases do Efeito Estufa.

Com base nessa lei, a Decisão D.13-10-040 (2013) [77] instituiu o *Energy Storage Procurement Framework*, um programa estadual de contratação obrigatória de BESS. Ela estabeleceu a meta de contratação de 1.325 MW até 2020, com implantação até 2024, e definiu três domínios de conexão (transmissão, distribuição e consumidor), para refletir os diferentes papéis que as baterias poderiam desempenhar na rede. A partir daí, o armazenamento passou a ser tratado como recurso obrigatório para as entidades que atendem carga no estado, integrando-se de forma vinculante ao planejamento do suprimento elétrico da Califórnia.

Nos anos seguintes, novas leis ampliaram o escopo da política e aceleraram a adoção de BESS. A *Assembly Bill 2868* (2016)[78] determinou a criação de programas voltados ao armazenamento distribuído, enquanto a *Senate Bill 801* (2017) [79] determinou contratações emergenciais em resposta ao incidente de Aliso Canyon (2015–2016), um vazamento massivo de gás natural em Los Angeles que liberou mais de 100 mil toneladas de metano, provocou a evacuação de milhares de pessoas e reduziu a disponibilidade de gás para térmicas essenciais à confiabilidade do sistema. O episódio levou o estado a priorizar o armazenamento como ativo estratégico de segurança energética.

A partir de 2018, o avanço regulatório passou a focar na habilitação do armazenamento nos mercados do CAISO⁹ e na prestação combinada de serviços de rede. Nesse contexto, a CPUC aprovou a Decisão D.18-01-003 [80], que estabeleceu regras para prestação de múltiplos serviços, definindo as condições sob as quais uma mesma bateria pode participar simultaneamente do mercado atacadista (energia e serviços ancilares), cumprir requisitos de capacidade e fornecer funções na distribuição, sem dupla contagem de atributos ou violação de critérios de confiabilidade. Essa integração entre planejamento, padronização técnica e sinal econômico consolidou o modelo californiano como referência global para a inserção de BESS em larga escala.

Embora a regulação estadual tenha sido o gatilho institucional, a velocidade e a escala de adoção do armazenamento só se explicam completamente quando se incorpora o papel dos incentivos federais, em especial o *Investment Tax Credit (ITC)*, nos moldes descritos na seção geral da experiência dos Estados Unidos. O desenho estadual, apoiado pela iniciativa federal, converteu

⁸ CPUC - A California Public Utilities Commission é o órgão regulador estadual responsável por supervisionar serviços públicos na Califórnia, incluindo eletricidade, tarifas, planejamento de recursos e definição de obrigações de contratação por parte das empresas que atendem consumidores finais

o armazenamento em um ativo financeiramente viável em larga escala, acelerando a curva de implantação no sistema californiano.

Em resposta a essa agenda regulatória sólida, a expansão das baterias na Califórnia foi bem-sucedida, como evidencia a **Figura 3**. Em 2020, a Califórnia contava com aproximadamente 500 MW de BESS conectados ao sistema do CAISO; em 2024, esse número ultrapassou 13 GW [81]. Nesse contexto, os projetos de BESS operam em três configurações típicas:

- **Colocalizados:** Instalados junto a plantas de geração, tipicamente solar fotovoltaica ou eólicas. Apesar de estarem fisicamente colocalizadas, as plantas de armazenamento e de geração operam como ativos diferentes, com operação independente. Em 2024, totalizavam 5,7 GW (44%) da capacidade estadual.
- **Independentes:** Instalada de forma independente, sem associação física com plantas de geração. Essas plantas operam de forma independente, oferecendo flexibilidade adicional ao sistema para otimizar a injeção de energia à rede. Em 2024, somavam 5,8 GW (45%) da capacidade estadual.
- **Híbridas:** Semelhantes às colocalizadas, as baterias híbridas são instaladas junto a uma planta de geração, mas modeladas como um único recurso, com uma curva de oferta combinada. Nesses casos, o CAISO trata o conjunto geração-armazenamento como uma única unidade operativa, responsável pela oferta conjunta de energia e serviços ancilares. Em 2024, representavam 1,5 GW, cerca de 11% da capacidade estadual.

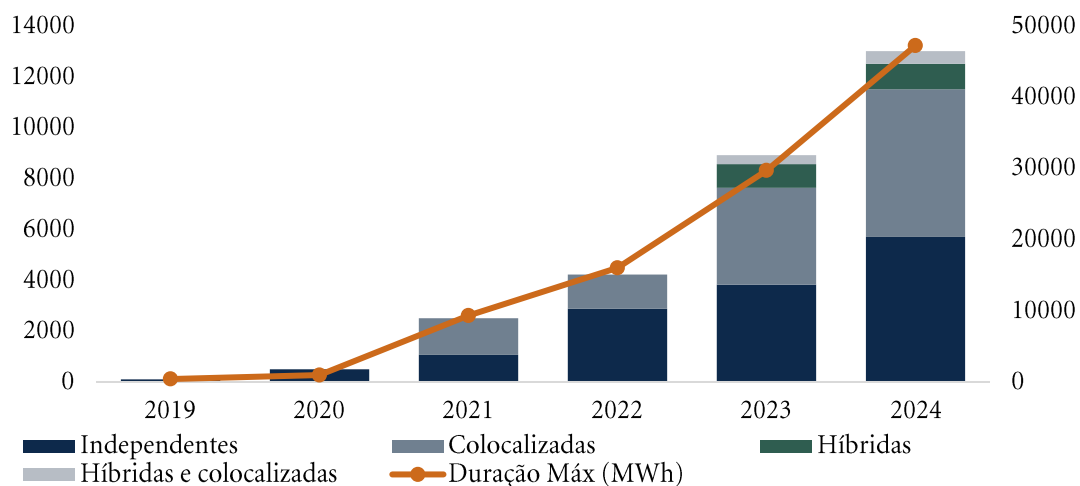


Figura 3 Evolução da Capacidade Instalada (MW; esquerda) e Duração Máxima do Armazenamento (MWh; direita) de Baterias no CAISO

No tocante à remuneração das baterias no CAISO, a possibilidade de empilhamento de receitas, viabilizada a partir de 2018, tem papel central na viabilidade econômica dos projetos. A principal fonte de receita é a arbitragem de energia, responsável por cerca de 82% do total em 2024, enquanto aproximadamente 14%, da prestação de serviços ancilares de regulação de frequência. Esse modelo reflete a capacidade das BESS de operar de forma multifuncional, participando simultaneamente de diferentes mercados e serviços do sistema elétrico.

Além dessas fontes, as baterias também recebem pagamentos de *Real-Time Bid Cost Recovery* (4% das receitas totais), mecanismo que reembolsa custos operacionais de recursos despachados no mercado em tempo real quando a receita obtida é inferior ao custo ofertado. Trata-se de um instrumento de equilíbrio financeiro que assegura a recuperação mínima de custos, reforçando a estabilidade e a atratividade econômica da participação das BESS no mercado californiano, como mostra a **Figura 4**¹⁰.

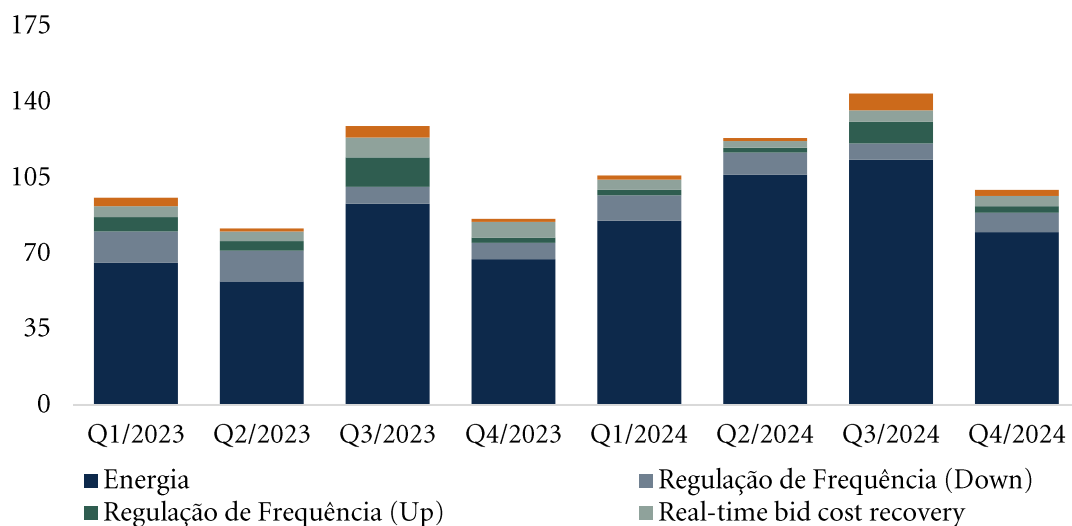


Figura 4 Remuneração de Mercado de Baterias no CAISO (USD milhões)

Ademais, dados do CAISO evidenciam que a difusão das BESS já produz benefícios sistêmicos mensuráveis. Em 2024, as baterias responderam por 8,6% da energia entregue nas horas de maior carga (17–21h), reduzindo a necessidade de despacho térmico no pico, ao passo que, nas horas de maior produção solar (10–13h), o carregamento das BESS representou 14,7% da carga, mitigando curtailment e exportação a preços deprimidos. Além disso, 84% de toda a regulação de frequência (*up/down*) fornecida no ano foi prestada por baterias, evidenciando a substituição de ativos síncronos como fonte de flexibilidade.

A experiência californiana não se distingue apenas pela inserção bem-sucedida das BESS nos mercados de energia e serviços ancilares. O estado estruturou instrumentos com finalidade social direta, como baterias comunitárias, redução da exposição tarifária em áreas vulneráveis e microgrids de resiliência, deslocando o armazenamento do domínio estritamente mercadológico para o campo das políticas distributivas e de proteção social.

Nesse contexto, o *Self-Generation Incentive Program (SGIP)*, criado pela CPUC, consolidou-se como o principal instrumento de incentivo ao armazenamento distribuído de energia na Califórnia, articulando objetivos sociais, ambientais e de resiliência elétrica. Reformulado em 2020, o programa passou a direcionar seus recursos prioritariamente para comunidades

¹⁰ A categoria “Outros” no gráfico agrupa itens residuais de liquidação que não se enquadram nas rubricas de energia, serviços ancilares ou bid cost recovery, por exemplo ajustes e reconciliações de liquidação de menor materialidade, não correspondendo, portanto, a um produto específico.

vulneráveis, com foco na proteção de populações expostas a riscos climáticos extremos e na ampliação do acesso a tecnologias de energia limpa. O SGIP é financiado por tarifas cobradas dos consumidores de eletricidade e administrado pelas concessionárias de energia da Califórnia, sob supervisão direta da CPUC. No ciclo regulatório de 2020 a 2024, o programa contou com um orçamento total de aproximadamente US\$ 813 milhões, dos quais cerca de US\$ 700 milhões foram efetivamente destinados ao incentivo direto de projetos de armazenamento de energia. Desse montante, US\$ 612 milhões compuseram o *Equity Resiliency Budget*, voltado a consumidores de baixa renda, comunidades em áreas de alto risco de incêndio e instalações críticas de interesse público, enquanto cerca de US\$ 83 milhões foram alocados ao *Equity Budget*, que atende residências e edifícios multifamiliares em comunidades desfavorecidas. Esses dois subprogramas representaram o núcleo social do SGIP e direcionaram recursos quase integralmente para BESS.

Esses incentivos cobrem grande parte, e em muitos casos a totalidade, dos custos de instalação:

- *Equity Budget*, que concede até US\$ 850 por kWh de capacidade instalada;
- *Equity Resilience Budget*, que chega a US\$ 1.000 por kWh, permitindo que consumidores elegíveis instalem sistemas praticamente sem custo.

A partir de 2025, a CPUC ampliou o programa com a criação do *Residential Solar and Storage Equity Budget* [82], com orçamento de US\$ 280 milhões. Essa nova categoria apoia a instalação combinada de baterias e sistemas solares em domicílios de baixa renda, oferecendo incentivos de US\$ 1.100 por kWh de armazenamento e US\$ 3.100 por kWh de geração solar, cobrindo integralmente o custo de um sistema típico (bateria de 15 kWh e painéis de 5 kW) quando combinada ao crédito fiscal federal IRA.

Os valores de cobertura do SGIP variam conforme a duração de descarga da bateria, priorizando sistemas de curta e média duração, mais adequados às funções de resiliência elétrica e gerenciamento de pico. O valor pago depende também de o sistema possuir ou não capacidade de backup, isto é, a aptidão para fornecer energia durante interrupções da rede, operando de forma isolada (*islanding*). Como mostra a Tabela 7:

Tabela 7 Redução do valor do incentivo conforme a duração de descarga e a capacidade de backup [83]

Tipo de sistema	0–2h	2–4h	4–6h	>6h
Com capacidade de backup	100%	100%	50%	0%
Sem capacidade de backup	100%	50%	25%	0%

Além disso, para projetos não residenciais, o incentivo também decresce conforme a capacidade instalada, evitando a concentração de recursos em sistemas de grande porte. Instalações de até 2 MWh recebem 100% do valor base, entre 2 e 4 MWh o valor cai para 50%, e entre 4 e 6 MWh, para 25%, sem pagamento adicional acima de 6 MWh. Essa estrutura direciona os subsídios a

projetos descentralizados e de maior valor social e sistêmico, em linha com os objetivos de resiliência do programa.

O pagamento do subsídio pode ocorrer na modalidade *Upfront Incentive*, que permite que o valor do subsídio seja liberado logo após a instalação e vistoria dos equipamentos. Essa estrutura é decisiva para garantir o acesso de famílias de baixa renda, eliminando barreiras financeiras à adoção de baterias e sistemas solares.

O programa também oferece um bônus de 20% para projetos que utilizem equipamentos fabricados na Califórnia, desde que ao menos metade do custo total seja de origem local, fortalecendo a indústria estadual e a geração de empregos. Assim, o SGIP alia inclusão social, estímulo produtivo e resiliência energética em uma única política.

Além dos incentivos financeiros, o SGIP estabelece critérios técnicos e operacionais rigorosos para assegurar que os sistemas de armazenamento contribuam efetivamente para a rede elétrica e para a redução das emissões [84]. Apenas baterias novas, estacionárias e instaladas permanentemente no ponto de consumo são elegíveis. Equipamentos móveis, usados ou automotivos não podem participar.

As tecnologias aceitas incluem baterias íon-lítio, chumbo-ácido avançadas, sódio-enxofre e de fluxo redox. Cada unidade deve apresentar eficiência mínima de 70%, vida útil de 10 anos e medição horária ou sub-horária capaz de registrar potência e energia carregada e descarregada.

As baterias devem operar de modo ativo, realizando descargas completas periódicas, 52 ciclos anuais para sistemas residenciais e 104 para não residenciais, de forma a evitar o uso exclusivo como reserva de emergência. Projetos antigos (de outras fases do SGIP) podem reduzir esse requisito de 260 para 130 descargas anuais, mediante autorização da administradora. Cada sistema deve ser capaz de descarregar totalmente sua capacidade nominal por, no mínimo, 2 horas à potência máxima, assegurando desempenho estável.

Os sistemas podem ser autônomos ou integrados a fontes renováveis. Para que sejam considerados pareados a geração local, é necessário comprovar que ao menos 75% da energia armazenada provenha de fonte solar instalada no mesmo local, ou que o projeto seja elegível ao ITC federal. Projetos financiados pelo programa também podem participar de programas de resposta da demanda, contribuindo para o gerenciamento ativo da rede e para a mitigação de picos de carga.

O dimensionamento dos sistemas também é regulado. Sistemas residenciais unifamiliares com capacidade até 15 kWh e multifamiliares com até 12,5 kWh por unidade habitacional são isentos de justificativa de carga; acima desses limites, é necessário comprovar compatibilidade com o consumo médio diário. Sistemas não residenciais com potência superior a 10 kW devem ser dimensionados segundo a demanda máxima registrada nos últimos 12 meses, podendo excedê-la em um módulo quando justificado por razões técnicas ou de resiliência.

De acordo com as avaliações da CPUC [84], o SGIP viabilizou 45.857 sistemas de armazenamento distribuído, sendo 44.297 residenciais e 1.560 não residenciais. Esses projetos totalizam cerca de 845 MWh de capacidade residencial e 882 MWh de capacidade não

residencial, quase todos baseados baterias¹¹. Os sistemas residenciais apoiados reduziram, em média, 17,3 kg de CO₂ por kWh de capacidade instalada, e os não residenciais, 5,1 kg CO₂/kWh, evitando o uso de geradores a diesel e garantindo energia contínua para equipamentos médicos, refrigeração de alimentos e comunicações durante emergências.

Assim, o *Self-Generation Incentive Program* consolidou-se como marco das políticas de justiça energética da Califórnia, ao integrar metas ambientais, sociais e de resiliência, evidenciando que o armazenamento distribuído pode atuar não apenas como ativo de mercado, mas como infraestrutura essencial de proteção social frente aos riscos climáticos e operacionais crescentes.

A expansão do armazenamento no estado, contudo, não se limitou à dimensão de promover a inserção desenfreadamente. Ela foi acompanhada, desde a origem, por uma arquitetura regulatória de contenção de riscos, sendo essa esfera, o último eixo de destaque da experiência californiana.

Dado que a Califórnia já convive com uma das maiores incidências de incêndios florestais do mundo, a difusão de uma tecnologia com histórico internacional de acidentes com inflamabilidade exigiu a criação de salvaguardas ex-ante no licenciamento. Por isso, o BESS está sujeito a um regime de dupla filtragem:

- (i) licenciamento de uso do solo, podendo exigir avaliação ambiental nos termos da *California Environmental Quality Act (CEQA)* [85], caso haja risco de efeitos relevantes, e
- (ii) licenciamento técnico de incêndio, ancorado no *California Fire Code*, harmonizado à NFPA 855 [86] norma nacional que define requisitos mínimos de instalação para reduzir risco de ignição, propagação e deflagração em sistemas estacionários.

O licenciamento técnico só é concluído mediante comprovação de que o projeto atende a UL 9540 (certificação do sistema de armazenamento como um todo) e de que passou por ensaios de propagação térmica em larga escala conforme UL 9540A, cujo objetivo é demonstrar que um evento em uma unidade não se propaga para unidades adjacentes. Conforme o risco identificado, a autoridade pode ainda exigir medidas complementares de ventilação e alívio de pressão, alinhadas às normas NFPA 69 (prevenção de atmosferas inflamáveis) ou NFPA 68 (alívio seguro de deflagração), quando cabíveis.

Para eliminar assimetria entre municípios, o Estado da Califórnia, por meio do *Governor's Office of Business and Economic Development (GO-Biz)*, publicou o *BESS Model Ordinance & Guide* [87], que sugere um padrão de licenciamento: licença de uso do solo, depois licença de construção, e por fim licença operacional renovável; e define em que estágio cada evidência técnica deve aparecer. A análise de mitigação de riscos (*Hazard Mitigation Analysis*), por exemplo, deve ser apresentada antes da licença de construção, quando o detalhamento do projeto permite avaliação técnica eficaz.

¹¹ Oito tecnologias de armazenamento térmico receberam incentivos.

O guia também fornece parâmetros para distâncias mínimas, condições de operação segura, planos de emergência, treinamento do corpo de bombeiros e, sobretudo, distribui corretamente o que pertence ao licenciamento urbanístico (decisão de localização e compatibilidade) e o que deve ficar vinculado à fase técnica subsequente (prova de segurança física, proteção contra fogo/explosão e procedimentos de resposta).

No que se refere ao distanciamento, o documento recomenda, como opção padrão, a adoção do critério funcional de acesso de emergência que exige afastamento típico de cerca de 30 pés (≈ 9 metros) entre as unidades do BESS ou entre o BESS e construções adjacentes, suficiente para permitir circulação de viaturas e operação do corpo de bombeiros, sujeito a validação da autoridade local de combate a incêndio.

Em 2023, esse regime foi reforçado pela Lei Estadual *Senate Bill No. 38* [88], determinando que instalações de armazenamento mantenham um plano formal de resposta a emergências, sobretudo às associadas a incêndio, falha térmica e seus efeitos externos, com procedimentos de contenção, comunicação com autoridades, proteção a terceiros e submissão ao município ou condado. O plano deve ser elaborado em coordenação com órgãos locais de emergência, e seu descumprimento constitui violação regulatória sancionável.

Por fim, o ciclo de vida é incorporado desde o licenciamento inicial. O *Model Ordinance* exige plano de descomissionamento com logística reversa e reciclagem, além de garantias financeiras que assegurem execução futura. A NFPA 855 condiciona o reuso de baterias de segunda vida à triagem e à posterior certificação antes do retorno à operação, de modo que nenhum ativo reassuma serviço sem nova demonstração de segurança.

Em síntese, a Califórnia expandiu BESS em escala de mercado e com ramificações que potencializam atributos socioeconômicos, mas ancorando a difusão em uma arquitetura de licenciamento que internaliza risco de incêndio como variável de projeto, de operação e de fim de vida.

1.4. Chile

O Chile consolidou-se como um dos líderes em energias renováveis na América Latina. As fontes renováveis variáveis, solar e eólica, já representam 37% da capacidade instalada, sendo 23% solar e 14% eólica [89]. No que diz respeito ao acesso à eletricidade, o país está praticamente universalizado: 99,6% da população possui acesso ao serviço a nível nacional. Nas áreas rurais, a taxa é de 96,5%, distribuída da seguinte forma: 86% conectados ao sistema interligado, 7% atendidos por sistemas fotovoltaicos individuais, 5% por sistemas concentrados a diesel e 2% por sistemas concentrados baseados em energias renováveis [90].

A estratégia central do Chile para alcançar a universalização foi a expansão das redes elétricas existentes. Entretanto, em áreas remotas ou de baixa densidade populacional, onde a extensão da rede convencional se tornaria economicamente inviável, o governo adotou políticas específicas com foco em soluções inovadoras e renováveis, como sistemas solares individuais e mini-redes isoladas.

Do ponto de vista sistêmico, o armazenamento tem se consolidado como elemento-chave da transição energética, por permitir maior integração das renováveis, melhorar a eficiência operacional e reforçar a estabilidade da rede elétrica. No caso chileno, o impulso ao armazenamento está associado sobretudo a desafios típicos de sistemas com elevada participação de renováveis variáveis, como os cortes de geração crescentes, gargalos na rede de transmissão e necessidade de maior flexibilidade operativa.

Assim, mais do que uma política voltada à universalização, o armazenamento no Chile surge como resposta direta aos novos desafios de um sistema já altamente renovável, servindo como instrumento para assegurar confiabilidade, reduzir perdas por corte de geração e apoiar o avanço contínuo da descarbonização.

Diante do contexto exposto, o país vem construindo, desde 2016, um marco regulatório abrangente e progressivo para o armazenamento de energia, permitindo que diferentes tecnologias atuem em múltiplos segmentos de mercado (energia, serviços, potência e transmissão). Esse avanço coloca o Chile entre os países latino-americanos com regulação mais completa e moderna para o setor de armazenamento elétrico.

Em setembro de 2025, a capacidade instalada de BESS no Chile atingiu 2.114 MW em operação, com uma duração média de descarga equivalente a 4,3 horas. Desse montante, 71% correspondem à hibridização de projetos solares fotovoltaicos e 21% a projetos BESS *stand-alone*. Além dos projetos em operação, há um montante de 6.022 MW/25.856 MWh em construção e ainda cerca de 11.007 MW de capacidade autorizada, mas ainda não iniciados. Isso totaliza cerca de 19 GW de capacidade instalada [89].

Essa participação é resultado de um papel relevante da Comisión Nacional de Energía (CNE), que tem participado ativamente na elaboração de diversas normas e leis que estabelecem as bases regulatórias para a integração de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico chileno [92]:

- Lei 20.936 (2016): Define os sistemas de armazenamento de energia - Essa lei foi um marco inicial, introduzindo o conceito legal de sistema de armazenamento de energia dentro da Lei Geral de Serviços Elétricos do Chile.
- Decreto Supremo (DS) 113/2019: Regula os serviços complementares - Define os tipos de serviços ancilares (reserva rápida, regulação de tensão, controle de frequência etc.) e abre a porta para incluir o armazenamento como provedor desses serviços.
- Decreto Supremo (DS) 125/2019: Regula as injeções e retiradas de energia dos sistemas de armazenamento e estabelece que um sistema de armazenamento pode participar dos mercados de energia, serviços complementares e transmissão.
- Decreto Supremo (DS) 37/2021: Estabelece condições para a participação dos SAE no planejamento da transmissão - Permite que sistemas de armazenamento sejam considerados como alternativas técnicas à expansão de linhas de transmissão, remunerando-os pelo benefício sistêmico que proporcionam
- Lei 21.505 (2022): Habilita a participação de sistemas de armazenamento de energia no mercado de potência - Esta lei consolida o marco regulatório, permitindo que o armazenamento receba receita por sua contribuição à capacidade firme do sistema. Ou seja, baterias e outras tecnologias passam a ser remuneradas não apenas pela energia vendida, mas também pela disponibilidade para garantir o suprimento em momentos críticos.
- Decreto Supremo (DS) 70/2023: permite a participação de sistemas de armazenamento do regime de potência de suficiência (i.e., remuneração por capacidade/potência) e das transferências de potência.
- Resolução Exenta 375/2024: prevê a instalação de sistemas de armazenamento de energia stand-alone em locais estratégicos.

1.4.1. BESS como Solução para os Cortes de Geração

Com vasto potencial solar no deserto do Atacama e fortes recursos eólicos, o país alcançou em 2024 mais de 37% de geração elétrica a partir de fontes renováveis não convencionais. Essa rápida expansão trouxe desafios de intermitência e estabilidade da rede, incluindo curtailment elevado.

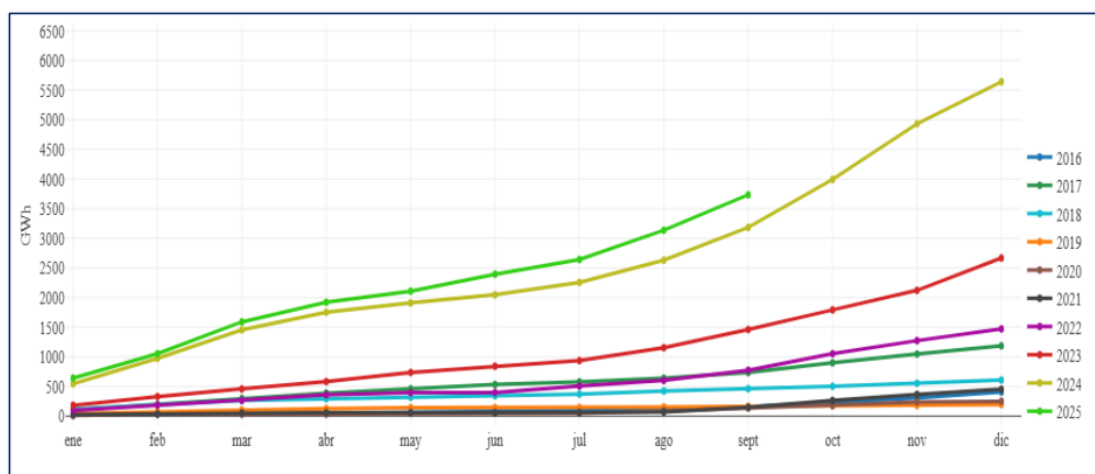


Figura 5 Histórico de Cortes de Geração por ano (GWh) [93]

No modelo chileno, os geradores renováveis não recebem compensação pela energia vertida (curtailment). Assim, as baterias têm sido utilizadas como medida de mitigação, visando integrar renováveis e manter a viabilidade dos projetos. Os sistemas BESS estão sendo implantados precisamente para armazenar excedentes solares durante o dia e eólicos à noite, liberando essa energia nos picos de consumo.

Como exemplo, destaca-se o BESS “Del Desierto”, inaugurado em 2025 com 200 MW/800 MWh de capacidade. Este empreendimento foi implementado no Deserto do Atacama, ao lado da usina solar fotovoltaica *Sol del Desierto*, porém como bateria independente. O BESS *Del Desierto* foi projetado para armazenar a energia solar abundante nas horas diurnas e liberá-la durante os picos noturnos de demanda, aliviando a sobrecarga da rede. Vale notar que a região de Antofagasta, onde está situado, foi a mais afetada por cortes de renováveis em 2024 devido às limitações de escoamento.

Pelas atualizações normativas, foi incluída a possibilidade de participação no mercado de energia, com a tecnologia sendo remunerada por duas fontes principais:

1. **Arbitragem de preços de energia** (compra em momentos baratos e venda em momentos caros), e
2. **Prestação de serviços ancilares** (serviços complementares necessários para a estabilidade da rede).

O Chile opera um mercado elétrico majoritariamente competitivo, no qual os geradores podem vender energia:

- No mercado spot, ao preço marginal horário;
- A clientes livres, por meio de contratos bilaterais; ou
- A clientes regulados, através de leilões regulados.

Nesse contexto, a arbitragem é uma das principais fontes de receita para os BESS. Está em discussão uma proposta de alteração do Decreto Supremo nº 125 [94], com o objetivo de dar maior certeza regulatória aos sistemas de armazenamento de energia e estabelecer clareza sobre sua operação em termos de arbitragem de preços. Em termos práticos, as mudanças no DS 125 se traduzem na modernização do despacho econômico e da formação de preços, bem como em ajustes procedimentais para agilizar e otimizar a operação do mercado.

Como principais medidas, cita-se:

- **Novas regras de despacho e operação específicas para os sistemas de armazenamento:** Critérios claros de previsão de carga/descarga e incorporar características próprias dos BESS (como estado de carga, potência e energia armazenável) no algoritmo de despacho. O operador passará a determinar o despacho das baterias considerando seu custo de oportunidade e as necessidades de equilíbrio da rede.
- **Exceções a certos encargos tarifários** para a energia retirada da rede com fins de armazenamento, evitando dupla cobrança. Por exemplo, buscou-se isentar os SAE de

pagamentos que recairiam sobre cargas de consumo final no momento em que a bateria carrega.

- Regras para Sistemas de Armazenamento: carga e descarga centralizadas, buscando minimizar custos conforme o perfil horário.
 - **Carga:** seguirá o programa diário (ou intradiário);
 - **Descarga:** será decidida com base no **custo de oportunidade** da bateria.
 - Projetos **menores que 9 MW** poderão solicitar **autodespacho**, mediante avaliação do operador. Para **usinas híbridas (geração + armazenamento)**, ambos os componentes devem operar sob o **mesmo regime e informar os perfis de carga e descarga**.

Além da arbitragem, as baterias podem prestar serviços ancilares, como controle de frequência e suporte dinâmico à estabilidade, cuja contratação ocorre via leilões, licitações públicas ou atribuição direta pelo operador, com remuneração baseada nos custos reconhecidos e na disponibilidade e efetiva prestação do serviço. A resposta técnica rápida das baterias é particularmente valorizada em sistemas com alta penetração de renováveis e menor inércia física da rede, tornando o armazenamento um elemento chave para a flexibilidade e a segurança operativa do sistema elétrico chileno.

Recentemente, foi incluído também a previsão dessa tecnologia ser remunerada por capacidade. No Chile, os pagamentos por capacidade são calculados semestralmente pelo operador do sistema e constituem uma remuneração adicional para os geradores que mantêm suas unidades disponíveis, incentivando a disponibilidade de capacidade de reserva. Esse pagamento é conhecido como Capacidade de Suficiência e tem como objetivo refletir o custo anualizado da unidade geradora mais eficiente capaz de fornecer energia durante os períodos de pico de demanda. Em janeiro de 2025, o preço foi fixado em USD 8.495,80/kW/mês.

O referido decreto também estabeleceu uma metodologia para avaliar e remunerar a contribuição dos sistemas de armazenamento para a confiabilidade e eficiência do sistema elétrico nacional, considerando sua disponibilidade nos períodos de maior demanda.

Com base nesse decreto, definiu-se que:

- **No caso de usinas híbridas**, a remuneração por capacidade será a soma da remuneração da planta renovável e do componente de armazenamento, cada qual com sua **metodologia própria** de determinação da contribuição.
- O uso de eletricidade da rede para carregar as baterias **não é contabilizado como retirada de potência** para fins de cálculo da contribuição do sistema ao mercado de capacidade. Isso significa que, ao calcular a **Capacidade Inicial Reconhecida** do sistema de armazenamento, a energia utilizada para seu carregamento **não é considerada um consumo adicional**.
- O reconhecimento de Capacidade de Suficiência é **válido por 10 anos**. Após esse período, será aplicada uma **nova metodologia** para determinar a Capacidade Inicial,

levando em conta a **contribuição efetiva** desses sistemas para a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

- A **Capacidade Inicial** é calculada multiplicando a **Capacidade Máxima** do sistema pelo **percentual de reconhecimento**, conforme apresentado na tabela a seguir.

Tabela 8 Capacidade e reconhecimento atrelado

Capacidade de Armazenamento (horas)	Reconhecimento (%)
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

Com a inclusão dos sistemas de armazenamento nesse mecanismo, que oferece uma fonte de receita mais estável e previsível, espera-se o desenvolvimento do mercado e o aumento da capacidade instalada de armazenamento. Como consequência, é prevista uma expansão do financiamento por meio de emissões de títulos (bonds), uma vez que isso proporciona aos investidores maior visibilidade dos riscos associados às etapas de implantação (licenciamento, construção e comissionamento) e à operação dos ativos [95].

As medidas expostas colocam os BESS como peças centrais no desenho de mercado, remuneradas tanto via preço de energia, quanto via serviços ancilares e capacidade – um reconhecimento abrangente de seu papel como ativos de mercado no setor elétrico chileno.

1.4.2. **BESS em Localizações Estratégicas para o Sistema**

A Resolução Exenta 375/2024 estabeleceu um plano para promover a instalação de sistemas de armazenamento de energia stand-alone em locais estratégicos, com foco principal na região do Norte Grande do Chile. Essa medida dialoga diretamente com a geografia do país: o Chile possui um território extremamente longo e estreito, com grandes distâncias entre os centros de geração renovável, concentrados no Norte (onde há alta irradiação solar e vastos complexos fotovoltaicos), e os principais centros de consumo elétrico, localizados no Centro-Sul (como Santiago e regiões industriais).

Essa medida foi resultado do “Estudo de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Nacional”, desenvolvido em 2023 pelo Coordenador Elétrico Nacional (CEN). O CEN utilizou um modelo de otimização de investimentos (geração-transmissão-armazenamento) +

simulação de operação para identificar onde (regiões), quando (2026-2030) e quanto (capacidade + duração) de armazenamento seria mais eficiente.

Como resultado, indicou que os níveis ótimos de armazenamento deveriam ser localizados majoritariamente na região norte do SEN, com capacidade entre 1.000 e 4.000 MW e duração de 6 a 8 horas, no período 2026 - 2030. Assim, foram identificadas seis zonas geográficas com condições ideais para a instalação de armazenamento, totalizando aproximadamente 13 GWh de capacidade potencial. As zonas estão detalhadas na figura a seguir:



Figura 6 Zonas selecionadas pelo CEN para inserção de BESS [96]

Assim, o objetivo do plano é:

- Aproveitar a elevada irradiância solar do Norte e a proximidade com grandes usinas renováveis variáveis;
- Reduzir perdas por curtailment e melhorar a eficiência do sistema de transmissão, mitigando restrições associadas às longas distâncias do país;
- Reforçar a estabilidade e a confiabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN), aumentando a capacidade de armazenamento para gerenciamento de variabilidade e suporte à rede.

Para viabilizar esses projetos, o governo mapeou e disponibilizou **terras públicas** nessas regiões prioritárias. Agentes interessados podem apresentar propostas para um ou mais sites, desde que atendam aos seguintes critérios:

- **Duração mínima de 4 horas** de armazenamento;
- Entrada em operação até **junho de 2027**;
- Período de concessão da terra pública **limitado a até 40 anos**, contando a partir da assinatura do contrato de concessão, prevista para **novembro de 2025**.

Para avaliar essa candidatura do ponto de vista técnico, será considerada a atribuição do terreno público ao projeto que apresente maior capacidade de armazenamento em uma subestação específica do Sistema Elétrico Nacional, localizada na região norte do país. No entanto, também será levado em conta o nível de armazenamento requerido, conforme determinado pelo Coordenador Elétrico Nacional, de maneira que a soma dos projetos por cada macrozona não poderá exceder as capacidades de armazenamento previstas.

1.4.3. Aplicação de BESS em localizações remotas

Em relação à elevada universalização do acesso a eletricidade no Chile, uma das estratégias utilizadas foi a aplicação de mini-redes híbridas para ilhas remotas – em situações de impossibilidade física, ambiental ou econômica de expansão das linhas de transmissão. Nesses casos, o governo do Chile apresentou políticas para viabilizar o investimento de projetos descentralizados de energia.

Desde 2010, o Ministério de Energia passou a financiar e implementar projetos demonstrativos com energias renováveis em áreas rurais, isoladas e vulneráveis. A experiência acumulada nesses projetos motivou a criação, em 2014, do Fondo de Acceso a la Energía (FAE) — um fundo concursável destinado a facilitar o acesso a soluções energéticas sustentáveis por meio de tecnologias de pequena escala baseadas em energias renováveis não convencionais (ERNC) [97].

O FAE tem como objetivo permitir que instituições comunitárias de caráter público possam implementar sistemas de geração renovável em infraestrutura de uso permanente. Os projetos financiáveis abrangem:

- Sistemas de geração fotovoltaica, com ou sem armazenamento em baterias;
- Sistemas solares térmicos para aquecimento de água.

Em 29 de abril de 2025, o Ministério de Energia do Chile divulgou o resultado da 7ª edição do Fondo de Acceso a la Energía (FAE) 2024–2025, sendo adjudicados 48 projetos nas regiões de Tarapacá a Los Lagos, todos selecionados com base em critérios técnicos e sociais estabelecidos em edital. Para este ciclo, foi disponibilizado um orçamento de cerca de 383 milhões de pesos chilenos (aprox. USD 403 mil), dos quais aproximadamente 268 milhões de pesos chilenos (aprox. USD 282 mil) serão destinados a 40 projetos de eletrificação fotovoltaica, com ou sem armazenamento em baterias, voltados a sedes comunitárias, instituições sociais, associações indígenas, juntas de vizinhos, corpos de bombeiros, sistemas de água potável rural, entre outros [98].

Como exemplo cita-se o caso da região de Los Lagos, realizado em 2020, localizada entre a Argentina e o Oceano Pacífico, conhecida por suas florestas, montanhas dos Andes e lagos. O governo do Chile financiou integralmente um projeto de energia descentralizada para atender 16 ilhas remotas na região onde cerca de 2.000 habitantes dependiam de geradores a diesel com poucas horas de fornecimento diário. A empresa Ryse Energy, especializada em soluções híbridas de pequeno porte (eólica, solar e armazenamento), projetou e instalou mini-redes renováveis completas para escolas, centros de saúde e infraestrutura crítica, como telecomunicações [99].

Cada mini-rede incluiu:

- 5 kWp de geração eólica,
- 3 kWp de painéis solares,
- 1.000 Ah / 48 V de baterias,

- Inversor de 5 kW,
- Gerador a diesel de emergência.

O projeto, com custo total de USD 430 mil, incluiu a implantação de novas instalações elétricas e capacitação local para operação e manutenção, garantindo sustentabilidade em regiões de difícil acesso.

Dentre os principais resultados do projeto, cita-se:

- Eletrificação contínua de serviços essenciais (escolas e postos de saúde).
- Criação de 35 empregos locais nas comunidades atendidas.
- Redução estimada de cerca de 18 toneladas de CO₂ por ano.
- Alto potencial de replicação, graças ao modelo híbrido e modular (eólica + solar + baterias).

1.5. Austrália

A Austrália tem apresentado avanços significativos na transição energética nos últimos anos. As fontes renováveis alcançaram 36% da matriz nacional de geração de eletricidade em 2024, enquanto as fontes fósseis ainda respondem por 64% [100]. No *National Electricity Market* (principal mercado abordado nesse estudo), a participação das renováveis é ainda maior, chegando a 42% no mesmo ano, com destaque para as renováveis intermitentes com 7,7% de solar centralizada, 12,8% de solar distribuída e 14,3% de eólica [101]. O país apresenta alta adoção de energia solar residencial, com mais de 3,6 milhões de sistemas instalados [102].

No que se refere ao acesso à eletricidade, a Austrália possui universalização completa, com 100% da população atendida [103]. Nesse contexto, as baterias têm sido utilizadas tanto como solução para confiabilidade e estabilidade da rede quanto por meio de programas orientados à inclusão energética e à equidade social, estes últimos melhorando a qualidade do fornecimento em localidades vulneráveis.

Sendo assim, a motivação para o desenvolvimento de BESS na Austrália está diretamente relacionada aos desafios técnicos de estabilidade da rede decorrentes da substituição progressiva de usinas a carvão por renováveis variáveis. À medida que a participação de fontes intermitentes aumentou, tornou-se essencial desenvolver soluções de armazenamento para fornecer serviços ancilares, gerenciar a variabilidade da geração solar e eólica e garantir a segurança energética, como analisado na sequência.

Além disso, o país possui meta de alcançar 82% de participação de fontes renováveis até 2030 [104], a Austrália vem estruturando políticas e mecanismos para assegurar a integração eficiente de tecnologias de armazenamento de energia. A experiência australiana destaca-se por combinar a viabilização de diferentes modelos de negócio para BESS, a potencialização de benefícios socioeconômicos e a preocupação voltada à segurança operativa das baterias.

Diante desse cenário, a adoção de BESS no país já é expressiva. De acordo com o *Australian Energy Market Operator* (AEMO), até junho/2025, as baterias já somam cerca de 2,6 GW de capacidade instalada no *National Electricity Market*¹² [100]. O *Integrated System Plan 2024 (ISP 2024)*[106], por sua vez, estima que o sistema elétrico australiano necessitará de aproximadamente 36 GW de capacidade de armazenamento até 2035 e 56 GW até 2050, reforçando a relevância desses ativos para o equilíbrio e a flexibilidade da rede.

O ISP 2024 também detalha as necessidades por tipo de armazenamento, definindo o papel das diferentes tecnologias. As usinas hidrelétricas reversíveis de Borumba (48 GWh) e Snowy 2.0 (350 GWh), ainda em construção, deverão suprir a maior parte da demanda por armazenamento profundo (*deep storage*), com durações superiores a 12 horas. Já os armazenamentos rasos (até 4 h) devem ser majoritariamente atendidos por baterias de íon-lítio, enquanto os armazenamentos médios (4 h a 12 h) combinarão baterias de maior duração e

¹² *National Electricity Market, principal mercado elétrico da costa leste e sul da Austrália, operado pelo AEMO. Embora seja o maior, não é o único sistema elétrico do país: a Austrália Ocidental opera o seu próprio mercado (WEM) e o Território do Norte possui um sistema isolado.*

pequenas usinas reversíveis, compondo um portfólio diversificado de soluções de armazenamento.

1.5.1. BESS como Agente do Mercado

Para viabilizar essa expansão, a Austrália promoveu uma atualização regulatória por meio do *Integrating Energy Storage Systems (IESS) Project*[107], conduzido pela Australian Energy Market Commission (AEMC)¹³. A reforma, incorporada às *National Electricity Rules (NER)* em 2023, reconheceu formalmente as baterias como agente de mercado.

A medida removeu barreiras regulatórias e tributárias que limitavam a participação plena das baterias no *National Electricity Market* permitindo que operadores de BESS comprem e vendam energia no mercado atacadista, além de atuarem nos mercados de serviços ancilares e de capacidade. A reforma simplificou o enquadramento regulatório do armazenamento e viabilizou diferentes modelos de negócios, favorecendo um ambiente de mercado mais integrado e competitivo.

Nesse contexto, a remuneração por arbitragem de energia e por serviços ancilares tem se destacado como os principais mecanismos de viabilização econômica dos BESS, refletindo o papel crescente dessas tecnologias no sistema elétrico australiano.

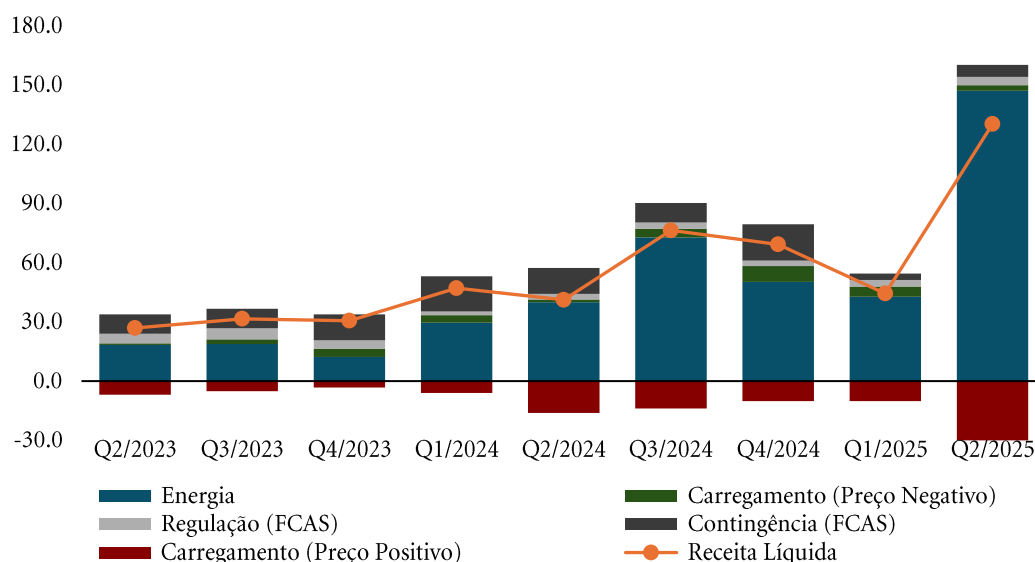


Figura 7 Receita líquida trimestral dos sistemas de baterias do National Electricity Market, por fonte de receita - AEMO [32]

No segundo trimestre de 2025, a receita das baterias aumentou de forma expressiva, impulsionada pelos ganhos líquidos com arbitragem de energia, que totalizaram cerca de USD 78,5 milhões, além de USD 6,4 milhões provenientes dos serviços ancilares de regulação de frequência (Figura 7).

¹³ AEMC - Australian Energy Market Commission, órgão responsável por criar e revisar as regras de comercialização mercado de energia da Austrália (National Electricity, Gas e Retail Rules). Não é o regulador: essa função cabe ao Australian Energy Market Regulator (ERA), que fiscaliza, define tarifas e aplica penalidades.

Apesar de representar uma parcela menor da receita total, os mercados de serviços ancilares (*Frequency Control Ancillary Services – FCAS*) continuam sendo uma fonte relevante de rentabilidade para os BESS no *National Electricity Market*. Mais do que retorno financeiro, esses serviços evidenciam o papel sistêmico das baterias, que contribuem para a estabilidade e eficiência da operação da rede. Segundo o AEMO, no *National Electricity Market*, os BESS responderam por 54% do volume total de FCAS no período, o que reduziu os custos desses serviços para USD 14,95 milhões, valor USD 13,65 milhões inferior ao registrado no mesmo trimestre de 2024.

Embora a arbitragem de energia e os serviços ancilares sejam hoje os principais pilares de remuneração das BESS, o governo australiano implementa instrumentos adicionais para reforçar a previsibilidade de receitas e ampliar a atratividade dos investimentos privados, ao mesmo tempo em que assegura a disponibilidade de capacidade firme necessária à segurança do sistema elétrico.

Nesse contexto, o *Capacity Investment Scheme (CIS)*[109] constitui o principal mecanismo federal para fomentar capacidade despachável renovável, equilibrando a rápida expansão das fontes intermitentes com a necessidade de confiabilidade sistêmica. Trata-se de um processo competitivo multicritério, cuja aplicação varia por rodada e jurisdição, mas que preserva um núcleo comum de avaliação: viabilidade econômica e valor sistêmico, entregabilidade, externalidades sociais, engajamento comunitário e mecanismos de compartilhamento de benefícios, a partir de uma única etapa de submissão que reúne proposta técnica e financeira completas.

O suporte aos projetos selecionados é formalizado por meio de contratos de diferença (*Contracts for Difference*), com faixas de receita mínima (“*floor*”) e máxima (“*ceiling*”). Quando a receita obtida pelo empreendimento no mercado fica abaixo do piso, o governo cobre a diferença, garantindo a receita mínima; quando supera o teto, o investidor devolve parcela dos ganhos. Cada contrato possui prazo máximo de 15 anos, contados a partir do início do suporte financeiro.

O CIS é estruturado em duas modalidades:

- *Generation* (Geração), voltada à expansão de geração renovável; os BESS participam apenas quando acopladas a projetos híbridos (solar + armazenamento ou eólica + armazenamento), atuando como componente integrado do ativo de geração;
- *Dispatchable* (Despachável), voltada à contratação de capacidade firme; os BESS participam como ativo principal, em arranjos *front-of-the-meter* e desacoplados de plantas de geração, sendo avaliados pela sua contribuição efetiva à confiabilidade do sistema.

Além disso, o programa estabelece critérios de licença social e engajamento comunitário, exigindo que os proponentes apresentem planos de comunicação e evidências de diálogo estruturado com comunidades locais, com destaque para as *First Nations*¹⁴, incluindo

¹⁴ *First Nations* são os povos indígenas da Austrália, compreendendo comunidades aborígenes e das Ilhas do Estreito de Torres, reconhecidos como detentores originários de direitos culturais, territoriais e de participação em processos decisórios que afetem seus territórios e interesses.

mecanismos de resolução de conflitos, estratégias de compartilhamento de benefícios e compromissos com emprego, capacitação e cadeia de suprimentos local. Esses elementos integram a avaliação de mérito das propostas.

Desde as duas rodadas-piloto, o CIS vem consolidando o modelo contratual de incentivo à capacidade despachável e à geração híbrida. Entre 2024 e 2025, o programa realizou quatro rodadas nacionais, com desenhos distintos conforme categoria (*Generation ou Dispatchable*) e jurisdição e, atualmente, conta com 3 novas rodadas em andamento.

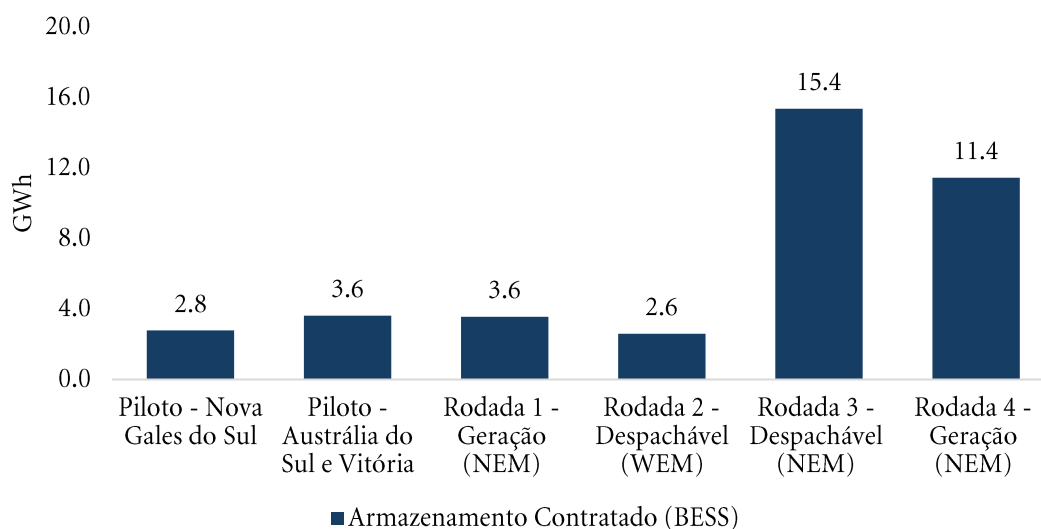


Figura 8 Capacidade de armazenamento contratada nas rodadas do Capacity Investment Scheme (CIS) [34] – GWh

Ademais, o governo estabeleceu como meta contratar 40 GW de nova capacidade até 2030, sendo 26 GW de geração renovável e 14 GW de capacidade despachável limpa, sendo o CIS um dos pilares para o alcance desse objetivo, como evidencia a Figura 8.

Em paralelo, a Austrália Ocidental adota o *Reserve Capacity Mechanism* (RCM), componente central do *Wholesale Electricity Market* (WEM) que assegura a disponibilidade de capacidade firme para atender à demanda de pico no South West Interconnected System (SWIS).

Diferentemente do modelo do *National Electricity Market*, o RCM remunera unidades de geração, armazenamento e demanda controlável com base em sua contribuição efetiva à confiabilidade do sistema, operando de forma independente do mercado de energia. O mecanismo define, com dois anos de antecedência, um requisito de capacidade de reserva e aloca créditos de capacidade certificados (*Capacity Credits*) às instalações qualificadas, conforme seus atributos técnicos.

Além de garantir previsibilidade de receita e estabilidade operacional, o RCM tem como um de seus principais objetivos estimular a entrada de novas tecnologias de capacidade, especialmente BESS, que vêm se tornando mais relevantes no contexto do mecanismo.

Essa tendência se reflete na atualização do *Benchmark Reserve Capacity Price* (BRCP) para o ciclo de 2025[111], quando a tecnologia de referência mudou de uma turbina a gás open cycle de 160

MW para um sistema de BESS de 200 MW / 800 MWh de íon-lítio, representando um aumento de 56,8% no valor de referência e sinalizando o reconhecimento regulatório da viabilidade econômica do armazenamento para a segurança do suprimento na região.

Dessa forma, o RCM, em conjunto com o CIS, consolida o arcabouço australiano de remuneração por capacidade, oferecendo previsibilidade e neutralidade tecnológica para a participação de diferentes fontes e a viabilidade econômica do armazenamento. Esses instrumentos têm impulsionado a expansão dos BESS e contribuído para a transição energética do país.

1.5.2. Impactos Sociais dos BESS

A Austrália tem buscado assegurar que a transição energética produza benefícios socioeconômicos explícitos. A política de armazenamento incorpora também programas orientados diretamente à inclusão energética, à equidade social e à resiliência de redes locais, convertendo o BESS em vetor de distribuição de benefícios e não apenas em mecanismo de confiabilidade.

Nesse contexto, o *Community Batteries for Household Solar Program*[112], lançado em 2022, destina AUD 200 milhões, dos quais AUD 29 milhões são administrados pelo *Business Grants Hub* do Departamento de Indústria, Ciência e Recursos para apoiar instalações em 58 localidades predefinidas, enquanto AUD 171 milhões foram destinados à ARENA¹⁵ para a implantação de baterias comunitárias em escala nacional. As baterias atuam como armazenamento compartilhado, absorvendo excedentes de geração solar e fornecendo energia em horários de pico, beneficiando residências, equipamentos públicos e comunidades.

O programa possui duas modalidades. A primeira, voltada às distribuidoras (DNSPs¹⁶), financia baterias front-of-the-meter conectadas à rede de distribuição. A segunda admite entidades elegíveis não-DNSP, como empresas privadas, prefeituras, cooperativas e estatais. Para se qualificar às rodadas ARENA, as propostas devem prever mínimo de cinco baterias, cada qual entre 50 kW e 5 MW, conectadas à distribuição, não diretamente a residências. Os pedidos de financiamento variam entre AUD 3 milhões e AUD 20 milhões, sendo elegível apenas a fração referente ao componente de armazenamento quando houver colocalização.

Na Round 1 da ARENA, concluída em 2024, foram aprovados 21 projetos, totalizando 370 baterias distribuídas por todos os estados e pelo Território do Norte (136 MW / 281 MWh), com AUD 124,7 milhões de recursos públicos e cerca de AUD 216 milhões de contrapartida privada. Foram selecionados projetos tanto front-of-meter (DNSPs) quanto behind-the-meter

¹⁵ ARENA - Australian Renewable Energy Agency, agência pública da Austrália responsável por financiar, apoiar e acelerar projetos de energia renovável e tecnologias emergentes, incluindo hidrogênio, armazenamento por baterias, redes inteligentes e integração de renováveis. Atua como agência de fomento

¹⁶ Distributed Network Service Providers, ou seja, as concessionárias responsáveis pela rede de distribuição de energia elétrica, nível de tensão que conecta consumidores finais, comércio, indústria leve e a geração distribuída.

(não-DNSPs), refletindo arranjos distintos de captura de valor e de partilha de benefícios com as comunidades.

As baterias comunitárias ampliam o acesso aos benefícios econômicos e sociais da transição, especialmente para pequenos consumidores, moradores de apartamentos e famílias de baixa renda. Os modelos incluem fundos comunitários, redução de tarifas locais, maior autoconsumo solar e, em áreas remotas, provisão de backup a escolas, centros comunitários e abrigos emergenciais, fortalecendo a resiliência social e territorial.

Desse modo, o programa converte o armazenamento distribuído em política social de infraestrutura: internaliza ganhos sistêmicos, redistribui benefícios a grupos excluídos do uso de painéis de geração solar no telhado e ancora a transição limpa em mecanismos de inclusão, equidade e resiliência, evitando que o avanço tecnológico se concentre apenas sobre agentes já capitalizados.

1.5.3. *Segurança Operativa*

Com a expansão dos BESS, emerge também uma agenda de preocupação com a segurança em torno do uso das baterias. Nesse sentido, os programas australianos incorporam requisitos mínimos de segurança operacional, abrangendo tanto sistemas de pequeno porte, como baterias residenciais e comunitárias, quanto projetos de grande escala, configurando o último eixo de destaque da experiência nacional.

No caso das baterias comunitárias e residenciais, as instalações devem atender às normas técnicas aplicáveis, em especial à AS/NZS 5139:2019[113] - *Electrical installations: Safety of battery systems for use with power conversion equipment*, que define restrições quanto à localização e à proximidade dos equipamentos, visando mitigar riscos de acidentes e incêndios.

Já no caso dos sistemas de armazenamento em larga escala, o tema da segurança operativa ganhou nova dimensão após o incêndio do *Victorian Big Battery*, em 2021[114]. O episódio, que resultou na destruição de duas unidades *Megapack*, levou o Estado de Victoria a adotar uma postura pioneira na revisão das regras de operação e licenciamento desses projetos, incorporando exigências mais rigorosas de prevenção, detecção e resposta a emergências, conforme diretrizes da Energy Safe Victoria (ESV) e do *Country Fire Authority* (CFA).

Nos anos seguintes, esse processo evoluiu para a formulação de um arcabouço técnico específico, cuja primeira versão consolidada foi publicada no *CFA Fire Safety Studies for Battery Energy Storage Systems* (v1, 2025)[115] que formalizou esse avanço ao estabelecer exigências estaduais específicas para instalações acima de 1 MWh. O guia determina a realização de estudos técnicos de segurança para identificar perigos de fogo e explosão, modelar cenários de pior caso e comprovar a eficácia das medidas de controle. Entre os critérios centrais, destacam-se os testes em larga escala (CSA TS-800:24), o dimensionamento de sistemas de supressão e ventilação, e o distanciamento mínimo entre unidades com base em limites de radiação térmica, prevenindo a propagação do fogo.

Essas diretrizes complementam o *Risk Management Plan* previsto nas *Design Guidelines and Model Requirements for Renewable Energy Facilities* (de escopo estadual, não federal), também elaboradas pelo CFA. Embora tenham escopo estadual, refletem uma evolução regulatória gradual iniciada após o incidente de 2021, que consolidou Victoria como principal referência técnica no país em segurança operativa para BESS, influenciando a elaboração de políticas e procedimentos semelhantes em outros estados australianos.

2. APLICAÇÕES DAS EXPERIÊNCIAS ANALISADAS AO CONTEXTO BRASILEIRO

Após a análise detalhada das experiências de China, Índia, Estados Unidos (Havaí e Califórnia), Chile e Austrália nos capítulos anteriores, este capítulo apresenta uma síntese das principais lições aprendidas, organizadas por tópicos relevantes e com foco direto em suas aplicações ao contexto brasileiro. A abordagem temática permite identificar padrões, convergências e boas práticas que podem orientar o desenvolvimento do armazenamento de energia no Brasil.

2.1. Definição Clara do Papel das Baterias no Sistema Elétrico

O primeiro passo para acelerar a inserção do armazenamento no sistema é definir de forma explícita quais serviços as baterias podem prestar e como estes serviços serão remunerados. A ausência dessa definição gera incertezas, limita investimentos e impede que o armazenamento contribua plenamente para a segurança, flexibilidade e eficiência do sistema elétrico.

Lição Internacional

As experiências internacionais mostram que a clareza regulatória é um fator determinante para o sucesso do armazenamento. Todos os países analisados – China, Índia, Estados Unidos (Califórnia e Havaí), Chile e Austrália – já estabeleceram políticas específicas e estáveis que:

1. **Reconhecem legalmente o armazenamento como parte do sistema elétrico** (não apenas como geração ou carga).
2. **Definem claramente as funcionalidades** que podem ser prestadas (energia, capacidade, serviços ancilares, otimização da rede etc.).
3. **Estabelecem formas de remuneração distintas** conforme o serviço prestado.
4. **Integram o armazenamento ao planejamento da expansão.**

No caso da Índia, desde 2021, o armazenamento passou a ser reconhecido como parte integrante da infraestrutura elétrica, podendo ser enquadrado como geração, transmissão ou distribuição, dependendo da aplicação, o que permite flexibilidade operacional e regulatória. De forma complementar, a Austrália avançou em 2023 com o *Integrating Energy Storage Systems (IESS Project)*, que reconhece formalmente as baterias como agentes de mercado nas *National Electricity Rules*, habilitando sua participação simultânea nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. Já o Chile, desde a Lei 20.936 (2016), enquadrou juridicamente o armazenamento no sistema elétrico, e, ao longo dos anos, sucessivos decretos habilitaram sua atuação em energia, transmissão e serviços complementares, culminando com a Lei 21.505 (2022), que introduziu remuneração explícita pela capacidade, tornando a operação mais previsível do ponto de vista econômico.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

No Brasil, a discussão regulatória específica para o armazenamento ganhou força mais recentemente, sobretudo após a CP 39/2023, embora já houvesse iniciativas pontuais — como o projeto de baterias implantado pela CTEEP em 2021 e desenvolvimentos no âmbito de P&D. Ainda assim, quando comparado a países que estruturam políticas há quase uma década (como

China desde 2017, Chile desde 2016 e Califórnia desde 2010), o Brasil permanece na fase inicial de definição de diretrizes claras. Para avançar, é fundamental estabelecer:

- A definição jurídica e operacional da figura do “agente armazenador” no sistema elétrico, incluindo suas responsabilidades, direitos de acesso, formas de contratação, requisitos de conexão e regras de participação nos mercados. Sobre este ponto, a Lei 15.269, de 24 de novembro de 2025, prevê que é papel da ANEEL realizar a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica no Brasil, reconhecendo seu papel estratégico na operação do sistema, podendo ser classificado como autônoma ou associada à geração, transmissão, distribuição ou comercialização.
- Modelos de remuneração que permitam a valoração simultânea de múltiplos serviços (*revenue stacking*), garantindo que o armazenamento possa capturar receitas proporcionais ao valor sistêmico que entrega.
- Requisitos técnicos padronizados por aplicação, contemplando tanto serviços ancilares e aplicações em rede (transmissão e distribuição) quanto serviços de atendimento local e resposta rápida.
- Integração plena das baterias no planejamento da expansão, reconhecendo o armazenamento como alternativa competitiva à construção de novas linhas, reforços de geração ou soluções de operação. A referida lei também aborda a utilização das baterias como ativos de transmissão, prevendo que estas sejam contratadas via licitação.;

Assim, sobre este ponto, recomenda-se acelerar o desenvolvimento de um marco regulatório completo, aproveitando as décadas de aprendizado internacional. O Brasil pode evitar a fase de experimentação que outros países enfrentaram, adotando diretamente frameworks já validados e adaptando-os à realidade nacional.

2.2. Dependência Externa e Estratégias de Desenvolvimento Industrial

Dentre as definições necessárias para a inserção de BESS, destaca-se a estratégia de como equilibrar, ao mesmo tempo, a importação para reduzir custos no curto prazo e o desenvolvimento de capacidade industrial local, que gera benefícios estruturais nos médio e longo prazos.

Lição Internacional

Dentre os casos analisados, a China é o principal exemplo de consolidação de uma cadeia produtiva integrada. Atualmente, controla cerca de 85% da capacidade global de produção de baterias, resultado de uma política industrial de longo prazo que combinou subsídios robustos, coordenação estatal, acesso estratégico a matérias-primas, transferência tecnológica e economias de escala. Esse posicionamento confere ao país poder de precificação e influencia diretamente a dinâmica global do setor.

Os demais países analisados não apresentam um mercado de produção interno tão potente. Assim, enfrentam vulnerabilidades decorrentes desta concentração na China, citando como principais riscos:

- Volatilidade de preços: A China detém poder de precificação, com oscilações determinadas por políticas domésticas afetando mercados globais instantaneamente.
- Riscos geopolíticos: Potenciais restrições de exportação ou priorização do mercado doméstico em contextos de tensão podem comprometer fornecimento global.
- Perda de valor agregado: Países importadores capturam apenas pequena fração do valor econômico da transição energética, concentrando empregos qualificados e tecnologia na China.

Contudo, vale citar o exemplo da Índia que tem adotado uma estratégia visando reduzir dependência externa através de desenvolvimento industrial nacional com a inserção de programas específicos, como Production Linked Incentive (PLI) Scheme (2021), cuja meta principal é de criar capacidade produtiva de 50 GWh de baterias ACC e 5 GWh de alto desempenho. Apesar das dificuldades de cumprimento das metas de conteúdo local e desembolso dos incentivos, o país estabeleceu um sinal claro de política industrial, orientado a:

- Reduzir importações da China progressivamente
- Desenvolver cadeia de suprimento doméstica
- Criar empregos qualificados no setor
- Capturar maior valor na cadeia de energia limpa

Assim, a Índia reconhece que no curto prazo haverá dependência de importações, mas investe em construir capacidades que permitirão maior autonomia em médio/longo prazo. A lógica assumida é gradual: i) dependência externa no curto prazo; ii) formação de capacidades produtivas; e iii) autonomia relativa nos médio e longo prazos.

Da mesma forma, os Estados Unidos vêm utilizando incentivos fiscais como o Inflation Reduction Act (IRA), que além de reduzir o CAPEX dos projetos por meio do Investment Tax Credit, que concede bônus de 10% para conteúdo doméstico, estimulando a instalação de fábricas de baterias e componentes no território nacional.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

O Brasil se encontra em uma posição intermediária: possui reservas relevantes de lítio, ainda pouco exploradas, mas não consolidou capacidades industriais de processamento e fabricação em escala. Ao mesmo tempo, o país apresenta demanda potencial crescente, especialmente com a expansão de renováveis e a necessidade de flexibilidade no sistema elétrico.

Diante disso, há duas rotas estratégicas, que podem ser complementares no tempo:

(i) **Estratégia baseada em importação:** Consiste em permitir a importação dos principais componentes (células e módulos) ou mesmo de sistemas completos de armazenamento. Esse caminho tende a **reduzir o custo de investimento no curto prazo**, especialmente se

acompanhado de políticas fiscais que isentem ou reduzam tributos incidentes sobre equipamentos e insumos¹⁷.

(ii) **Estratégia de fomento à indústria nacional:** Envolve a criação de instrumentos de estímulo para o estabelecimento local de fábricas de células, módulos e BESS, como linhas de financiamento que incluam baterias, além de possíveis parcerias internacionais para transferência tecnológica. Essa rota apresenta um **horizonte de maturação mais longo**, porém pode gerar **externalidades positivas** relevantes, como desenvolvimento tecnológico, redução de dependência externa e dinamização da cadeia industrial de energia limpa no país.

No caso do Brasil, a definição da estratégia a ser seguida ainda não é clara. Assim, permanece o dilema entre importar tecnologia madura versus investir em desenvolvimento industrial nacional com custos inicialmente superiores.

Entretanto, não se trata de uma escolha excludente. Ambas as abordagens podem e, sob uma perspectiva estratégica, devem ser utilizadas de forma complementar e escalonada ao longo do tempo. Uma trajetória possível é iniciar pela importação para viabilizar projetos e criar mercado, enquanto se constrói progressivamente a indústria doméstica.

Essa combinação pode ser viabilizada por instrumentos como:

- Incentivos escalonados, em que isenções fiscais e facilidades de financiamento são ajustadas ao longo do tempo, elevando gradualmente os requisitos de conteúdo local conforme a cadeia produtiva amadurece. Atualmente os programas de financiamento do BNDES já apresentam requisitos de conteúdo local, variando o percentual exigido conforme o programa;
- Programas de P&D direcionados, envolvendo não apenas o lítio, mas também tecnologias emergentes como sódio-íon e estado sólido;
- Parcerias estratégicas (joint ventures) com fabricantes internacionais, voltadas à transferência tecnológica e formação de competências locais;
- Atração de investimento estrangeiro direto, condicionada a compromissos de produção local parcial ou progressiva.

Dessa forma, o país pode acelerar a inserção de BESS no sistema elétrico sem sacrificar a possibilidade de desenvolver uma cadeia produtiva nacional competitiva no horizonte de médio e longo prazos.

2.3. Remuneração e Desenvolvimento de Mercados

A viabilidade econômica do armazenamento depende diretamente da forma como as baterias são remuneradas pelos serviços que prestam ao sistema. Para que projetos de BESS se desenvolvam em escala, é necessário que existam mecanismos de mercado que reconheçam e

¹⁷ A Lei 15.269/2025 prevê a inserção de benefícios fiscais para as baterias, entre estes, a possibilidade de redução a zero de imposto de importação ao BESS e componentes.

valorizem múltiplas aplicações simultâneas, permitindo a captura de receitas diferenciadas ao longo do tempo.

Lição Internacional

Nas jurisdições onde o armazenamento se desenvolveu de forma consistente, existe ambiente regulatório e de mercado que permite o *revenue stacking*, isto é, a capacidade de uma mesma bateria capturar valor de múltiplas aplicações simultaneamente – como arbitragem de energia, serviços ancilares, capacidade firme e apoio à rede. Esse elemento é central para a viabilidade econômica, pois a remuneração baseada em um único serviço tende a refletir apenas parte do valor sistêmico do BESS, enquanto a captura de múltiplas receitas permite reconhecer seu papel multifuncional no sistema e melhora a robustez econômico-financeira dos projetos.

Os casos da Austrália e da Califórnia (CAISO) ilustram como mercados elétricos dinâmicos e de alta granularidade temporal criam condições para esse tipo de remuneração.

Na Austrália, a existência de um mercado spot com preços atualizados a cada cinco minutos, combinada com mercados organizados de serviços ancilares (FCAS), permite que as baterias empilhem receitas entre arbitragem e controle de frequência, tornando os projetos financeiramente atrativos. De forma semelhante, na Califórnia (CAISO), as baterias obtêm receita principalmente por arbitragem, complementada por serviços de regulação de frequência e mecanismos de recuperação de custos em tempo real, o que assegura maior estabilidade econômica. Esses casos mostram que o papel do mercado é central: onde há sinais de preço claros e múltiplos produtos transacionáveis, o armazenamento se viabiliza.

Além desses casos, Chile e China vêm modernizando seus marcos regulatórios para criar sinais de preço e estruturas de mercado mais adequadas ao armazenamento. Na China, a Lei de Energia (2024) visa aumentar a dinamicidade e a sinalização econômica do mercado elétrico, reduzindo a dependência de mecanismos puramente administrativos e substituindo gradualmente o modelo tradicional, baseado em preços regulados e despacho centralizado, por uma lógica mais próxima de mercado. No Chile, o Decreto Supremo 125/2019 e normas posteriores habilitaram a participação do armazenamento em serviços complementares e mecanismos de remuneração por capacidade, criando condições mais claras de receita.

No entanto, cita-se também exemplos de leilões específicos para BESS na Índia, mecanismos de contratação de longo prazo de empreendimentos com BESS no caso do Havaí com PPAs bem definidos como forma de viabilização econômica da tecnologia em contextos que o mercado não é capaz de remunerar adequadamente de forma a atrair investimentos.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

No Brasil, a estrutura de mercado ainda não permite que as baterias capturem múltiplas fontes de receita. O sistema elétrico é majoritariamente organizado em torno de contratos de longo prazo (no ACR e no ACL), o que reduz a exposição dos agentes a sinais de preço de curto prazo. Além disso, o PLD possui liquidez limitada e baixa granularidade temporal, o que restringe oportunidades de arbitragem. Os serviços ancilares, por sua vez, ainda são contratados administrativamente, sem mecanismos competitivos claros de formação de preço. Por fim, não

existe hoje um enquadramento regulatório específico que permita a participação de BESS em múltiplos produtos simultaneamente.

Como consequência, o armazenamento não acessa as diversas receitas possíveis (energia, capacidade, serviços ancilares, alívio de rede), como ocorre em mercados mais desenvolvidos, o que reduz a atratividade econômico-financeira da tecnologia.

Diante disso, é necessário um caminho progressivo, que combine viabilização no curto prazo com evolução gradual da estrutura de mercado. No curto prazo, mecanismos como o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) podem cumprir papel central ao remunerar disponibilidade e confiabilidade por meio de contratos de longo prazo, de forma semelhante ao modelo de leilões standalone da Índia e ao Capacity Investment Scheme (CIS) da Austrália. Esse movimento permite acelerar a inserção do armazenamento mesmo antes de mercados mais dinâmicos estarem plenamente operacionais. No Brasil, o Ministério de Minas e Energia prevê, para 2026, a realização de um LRCAP para contratação específica de baterias – sendo uma sinalização de viabilização dessa tecnologia no curto prazo.

No médio e longo prazo, será importante evoluir os mercados de serviços ancilares, adotando remuneração baseada no valor do serviço prestado, bem como aumentar a granularidade e a liquidez da formação de preços de curto prazo. Também será necessário estabelecer regras que permitam o *revenue stacking*, evitando dupla contagem e assegurando que as baterias possam ofertar energia, capacidade e flexibilidade de forma integrada.

Portanto, o Brasil não precisa esperar uma estrutura de mercado totalmente sofisticada para expandir o armazenamento. A trajetória recomendada é viabilizar agora, com mecanismos adequados ao estágio atual, enquanto se avança, gradualmente, para mercados mais dinâmicos. Assim, a expansão de BESS e a modernização do mercado podem ocorrer em paralelo, reforçando-se mutuamente e acelerando a transição para um sistema elétrico mais flexível, eficiente e resiliente.

2.4. Mitigação de Curtailment

O armazenamento pode atuar como mecanismo estruturante para reduzir curtailment, ao deslocar energia gerada em períodos de excedente para horários de maior demanda ou restrição operativa.

Lição Internacional

Em relação ao uso de BESS para reduzir o curtailment o caso do Chile é o mais emblemático. O país concentra grande parte de sua capacidade solar no Deserto do Atacama, enquanto a demanda se distribui principalmente nas regiões mais centrais e ao sul. A insuficiência de transmissão, somada ao crescimento acelerado das renováveis, resultou em níveis elevados de curtailment, especialmente no período diurno.

Além da hibridização de usinas renováveis com armazenamento, uma das estratégias mais relevantes implementadas no Chile foi o programa de concessão de terrenos da União para implantação de BESS em pontos considerados estratégicos para a redução de curtailment.

Esse programa foi conduzido pelos Ministérios de Bienes Nacionales e Energía, em coordenação com o Coordenador Eléctrico Nacional, que identificou locais específicos onde o armazenamento teria maior valor sistêmico, isto é, locais onde os cortes eram recorrentes devido à combinação de congestionamentos de transmissão e excesso de geração solar.

A política chilena, portanto, não apenas viabilizou espaço físico para os projetos, mas, sobretudo, orientou a localização dos BESS de acordo com necessidades reais do sistema, garantindo que os investimentos fossem direcionados onde mais contribuíam para reduzir curtailment, evitar reforços de rede mais caros e preservar a expansão renovável.

Essa abordagem foi complementada por:

- **Regras operativas específicas** que priorizam o uso do armazenamento para **redução de cortes**;
- **Mecanismos competitivos** para seleção dos projetos, garantindo confiança, previsibilidade e transparência aos investidores.

O elemento central é que o Chile tratou o armazenamento **como ativo de sistema**, e não apenas como acessório da geração.

Cita-se também as políticas adotadas na **China** e na **Índia**, que em determinados momentos estabeleceram a **obrigatoriedade de instalação de BESS associados a usinas renováveis** como forma de mitigar cortes de geração e aumentar a estabilidade do sistema. No entanto, esse tipo de medida **exige desenho cuidadoso**, especialmente no que se refere à **definição do papel operacional da bateria**.

No caso da **China**, a obrigatoriedade foi implementada **sem critérios claros de operação e despacho**, resultando em **níveis baixos de utilização dos sistemas**, ao mesmo tempo em que os **custos adicionais foram repassados aos consumidores**. Diante desses resultados, o programa foi posteriormente **revisado** para incorporar regras operacionais mais precisas e mecanismos de remuneração que refletissem o valor sistêmico do armazenamento.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

No Brasil, o curtailment já assume **caráter estrutural**, com efeitos relevantes sobre agentes, planejamento e formação de preços. Entre os seus impactos, destacam-se:

- **Redução direta de receitas** para geradores renováveis;
- **Deterioração da viabilidade econômica** de novos projetos em regiões com restrições de escoamento;
- **Aumento do risco regulatório**, incluindo a possibilidade de repasses ao consumidor.

Embora a discussão sobre alocação de risco entre agentes seja importante, é essencial reconhecer que o objetivo prioritário deve ser reduzir o volume total de cortes. Apenas redistribuir perdas, sem tratar suas causas, não resolve a ineficiência sistêmica. Nesse sentido, o armazenamento surge como uma solução estrutural, capaz de deslocar energia excedente para momentos de maior valor, aliviando restrições da rede.

Contudo, é importante destacar que a **simples redução de curtailment, isoladamente, não sustenta economicamente um projeto de BESS**. Para que o investimento se torne viável, é necessário um ambiente que permita o *revenue stacking*, combinando:

- Arbitragem energética com maior granularidade temporal;
- Participação em **serviços ancilares** e produtos de flexibilidade;
- **Remuneração por capacidade ou disponibilidade**.

Alternativamente, o BESS pode ser remunerado por meio de mecanismos específicos, caso em que o armazenamento é reconhecido como infraestrutura sistêmica. Especificamente no caso do Brasil, podemos citar via RAP (Receita Anual Permitida) quando classificado como ativo de transmissão ou via LRCAP.

Além disso, é importante destacar que o valor sistêmico do BESS é altamente dependente de sua localização. Instalar baterias “em qualquer ponto da rede” não garante redução de curtailment, tampouco alívio de congestionamentos ou postergação de investimentos. Portanto, a definição de onde instalar BESS é tão importante quanto a decisão de instalá-lo.

Nesse contexto, a experiência chilena oferece uma lição particularmente relevante: o posicionamento estratégico das baterias foi definido a partir de estudos sistêmicos conduzidos pelo planejador, direcionando projetos para locais onde o armazenamento realmente reduz curtailment e aumenta a eficiência da rede. Esse mesmo princípio pode ser incorporado ao LRCAP brasileiro, por meio de critérios locais explícitos, tais como:

- Áreas onde o BESS reduz curtailment e adia reforços de transmissão;
- Nós da rede onde o **valor marginal da flexibilidade** é mais elevado;
- Regiões com pior relação entre **disponibilidade de geração e capacidade de escoamento**.

Essa abordagem direciona os investimentos para onde o BESS efetivamente agrega valor, evitando alocações dispersas e de baixo impacto sistêmico. A recente proposta apresentada pelo MME para o LRCAP de baterias prevê uma vantagem competitiva agentes com projetos localizados em determinados pontos de conexão no SIN. Na prática, projetos de baterias instalados em locais estratégicos identificados pela EPE/ONS terão uma redução artificial no preço ofertado apenas para fins de competição no leilão, tornando-os mais competitivos mesmo que seu custo real seja ligeiramente superior.

2.5. Requisitos de Segurança

O crescimento da instalação de sistemas de armazenamento em baterias exige normas claras de segurança, que garantam a integridade das instalações, a proteção de operadores e usuários e a confiabilidade da operação do sistema elétrico. A ausência de requisitos técnicos padronizados pode levar a riscos de incêndio, falhas operativas e dificuldades de licenciamento, além de aumentar custos e incertezas para investidores.

Lição Internacional

A experiência internacional mostra que a segurança deve ser tratada como pilar estruturante da inserção de BESS, não como exigência acessória.

- **Califórnia (EUA):** O Estado adotou critérios técnicos de dimensionamento, distanciamento e protocolos de resposta a emergências, com base em normas como NFPA 855 e testes UL 9540A. A abordagem busca reduzir riscos de incêndio e assegurar que, em caso de incidente, haja planos de ação previamente definidos, treinados e comunicados às autoridades locais. Essa precaução é particularmente relevante na Califórnia, onde incêndios florestais recorrentes tornam crítico evitar qualquer fonte adicional de ignição.
- **Austrália:** Após o incêndio do **Victorian Big Battery (2021)**, que evidenciou vulnerabilidades em projetos de grande escala, o país desenvolveu **guias técnicos e exigências regulatórias específicas**, incluindo estudos formais de risco, planos de prevenção e contenção de eventos térmicos e protocolos integrados de resposta a emergências. Essa revisão aumentou a **padronização, rastreabilidade e segurança operacional** das instalações de BESS no National Electricity Market.
- **China:** A intensificação de incidentes, incluindo o incêndio de **Wenzhou (2024)**, levou o país a **endurecer normas obrigatórias de segurança**. Foram implementados critérios mínimos de: controle térmico por módulo/célula, sistemas de detecção e isolamento automático de falhas, certificação de BMS e ensaios de resistência ao calor e choque mecânico. A regulação chinesa passou a exigir **monitoramento contínuo**, priorizando prevenção de fuga térmica.

Apesar de abordagens distintas, o ponto comum entre os países é o reconhecimento de que a segurança deve ser padronizada nacionalmente e vinculada ao licenciamento, evitando decisões fragmentadas e assimétricas entre municípios e estados.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

No Brasil, o arcabouço regulatório ainda não define normas específicas de segurança para sistemas BESS, resultando em:

- **dificuldades de licenciamento** por ausência de referência técnica;
- **heterogeneidade de exigências** entre órgãos ambientais e bombeiros estaduais;
- **risco operacional elevado** caso sistemas inadequados ou sem testes apropriados sejam instalados;
- **incerteza para investidores**, que enfrentam custos adicionais para comprovar segurança caso a caso.

Para avançar de maneira estruturada e segura, recomenda-se:

- **Definir um padrão nacional de segurança** para BESS, harmonizado com normas internacionais amplamente reconhecidas.

- Estabelecer a certificação obrigatória do BMS (Battery Management System), reconhecendo seu papel central na prevenção de falhas. O BMS é o sistema responsável por monitorar e proteger o conjunto de baterias contra sobrecarga, sobrecorrente, superaquecimento, resfriamento inadequado e descarga excessiva, além de registrar dados e comandar ações de controle para garantir segurança, desempenho e vida útil.
- Incluir planos de emergência e protocolos de comunicação operacional como parte integrante dos processos de licenciamento e operação.
- Desenvolver guias nacionais de referência para Corpos de Bombeiros estaduais, reduzindo divergências interpretativas e agilizando autorizações.

Importa destacar que, nas experiências internacionais, o fortalecimento das normas de segurança ocorreu como reação a incidentes, como no caso do *Victorian Big Battery* na Austrália (2021) e da estação em Wenzhou na China (2024). Esses eventos impulsionaram a criação de requisitos mais rigorosos após falhas já terem se materializado. Ao contrário dessas experiências, o Brasil tem a oportunidade de se antecipar, estruturando desde já um marco de segurança robusto, evitando riscos operacionais, custos de correção e retrocessos regulatórios à medida que a inserção de BESS cresce.

2.6. Uso dos BESS com viés social

O armazenamento em baterias também pode ser utilizado como instrumento de inclusão energética e redução de desigualdades, ao garantir fornecimento contínuo e acessível em comunidades vulneráveis, áreas remotas ou regiões expostas a eventos climáticos severos. Nesses contextos, o BESS é aplicado como componente de política pública, e não apenas como ativo técnico do sistema elétrico.

Lição Internacional

Conforme visto nas experiências analisadas, em países onde há desigualdade no acesso à energia, riscos climáticos elevados ou regiões com infraestrutura frágil, o armazenamento passou a ser utilizado como instrumento de política pública, orientado para proteção social, segurança de fornecimento local e redução de custos estruturais.

Nessas experiências, o BESS é incorporado a programas governamentais que priorizam comunidades vulneráveis.

O programa Self-Generation Incentive Program (SGIP) na Califórnia prioriza comunidades de baixa renda, regiões com risco de incêndios florestais e áreas sujeitas a desligamentos preventivos. O programa subsidia ou financia integralmente sistemas de armazenamento para consumidores vulneráveis, garantindo fornecimento durante emergências e reduzindo desigualdades no acesso à energia confiável.

No caso da Austrália, o Community Batteries for Household Solar Program tem como objetivo implantação de baterias comunitárias conectadas à rede de distribuição. As baterias atuam como armazenamento compartilhado, absorvendo excedentes de geração solar e reduzindo

picos de demanda, beneficiando residências que não possuem condições de instalar rooftop solar.

Por fim, o exemplo da Índia é o programa Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha evam Utthaan Mahabhiyan (PM-KUSUM). Seus principais objetivos são garantir segurança energética e hídrica aos agricultores, reduzir o uso de energia a diesel no setor agrícola, diminuindo custos e emissões, e aumentar e diversificar a renda rural.

Nessas experiências, o BESS não é tratado como equipamento acessório, mas como infraestrutura social, orientada à inclusão, equidade territorial e proteção de serviços essenciais.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

No Brasil, esse tema é especialmente relevante devido a:

- **Existência de 175 sistemas isolados**, sobretudo na Amazônia Legal, dependentes de geração a diesel cara, poluente e logisticamente vulnerável;
- **Heterogeneidade na qualidade de fornecimento**, com localidades sujeitas a quedas e oscilações de tensão;
- **Maior exposição a eventos climáticos severos**, afetando serviços como saúde, saneamento e telecomunicações.

Nesses contextos, o armazenamento pode desempenhar papel estratégico ao reduzir ou substituir o consumo de diesel, diminuindo custos estruturais e emissões; ao garantir continuidade de operação de escolas, hospitais, centros comunitários e sistemas de abastecimento; e ao permitir a operação em modo ilha quando ocorre falha ou isolamento de trechos da rede. O BESS também pode apoiar a formação de microgrids comunitárias, como já permitido no escopo do programa de universalização de energia, fortalecendo a autonomia energética local e democratizando os benefícios da transição energética, inclusive para consumidores que não possuem condições técnicas ou financeiras de instalar geração própria.

Para que esses benefícios se materializem, é importante integrar o armazenamento aos programas federais existentes de substituição de diesel e eletrificação sustentável, priorizar projetos-piloto em serviços essenciais e em comunidades vulneráveis. Além disso, é fundamental que o tema seja tratado de forma intersetorial, articulando políticas de energia, desenvolvimento regional.

Em síntese, no contexto brasileiro o BESS pode ir além do suporte ao sistema elétrico e atuar como instrumento de inclusão energética e fortalecimento de serviços públicos essenciais, contribuindo para reduzir desigualdades territoriais e ampliar o acesso à energia confiável e de qualidade.

2.7. Segunda Vida e Reciclagem dos BESS

A expansão do armazenamento em larga escala traz o desafio de gerenciar o ciclo de vida das baterias, assegurando destinação adequada após sua primeira vida útil, reduzindo impactos ambientais e a dependência de matérias-primas críticas, ao mesmo tempo em que se preserva

valor econômico na cadeia. Políticas que integrem segunda vida e reciclagem são, portanto, essenciais para a sustentabilidade da transição energética e para a criação de oportunidades industriais.

Lição Internacional

A abordagem regulatória para segunda vida e reciclagem de baterias varia significativamente entre os países, refletindo prioridades distintas de segurança, política industrial e sustentabilidade. No caso da China, o país estruturou uma indústria de reciclagem obrigatória e altamente regulada. O padrão de 2024 do MIIT estabelece metas de recuperação agressivas (ex.: 90% para lítio e 98% para cobalto, níquel, manganês e alumínio) e requisitos ambientais rigorosos para controle de emissões e efluentes. A motivação central foi coibir operadores ilegais e consolidar uma cadeia formal de reciclagem, com padronização tecnológica e rastreabilidade.

No caso da Califórnia, o reuso é permitido, mas condicionado a reavaliação completa e certificação adicional, seguindo diretrizes como NFPA 855 e UL 9540A. O licenciamento exige, desde o início do projeto, um plano de descomissionamento obrigatório, que detalha logística reversa, rotas de reciclagem e garantias financeiras para execução futura. O modelo busca equilibrar economia circular e segurança operacional, aceitando segunda vida apenas quando padrões equivalentes aos de uma bateria nova forem comprovados.

No caso da Índia, a norma vigente é baseada no princípio da Responsabilidade Estendida do Produtor (EPR). Pelas Battery Waste Management Rules (2022), fabricantes e importadores tornam-se responsáveis pela coleta, reprocessamento e destinação de baterias ao longo de todo seu ciclo de vida. As metas são progressivas e crescentes: 70% de coleta de baterias de veículos elétricos até 2027-28, e recuperação de 90% dos materiais críticos a partir de 2026-27. Além disso, há metas obrigatórias de conteúdo reciclado mínimo em baterias novas, estimulando economia circular. A governança é assegurada por uma plataforma digital nacional de rastreabilidade, com penalidades severas para descumprimento. A política indiana combina gestão ambiental, redução de dependência externa e fortalecimento industrial local. Contudo, não há clareza sobre a segunda vida da bateria.

Austrália e Chile, assim como a Índia, ainda não consolidaram normas específicas de segunda vida, embora possuam marcos avançados para segurança e operação de baterias novas. No entanto, a evolução recente da GD e de programas como baterias comunitárias sugere que a discussão de ciclo de vida tende a ganhar centralidade nos próximos anos.

Aplicação ao Contexto Brasileiro

Baterias de íons de lítio utilizadas em BESS não são contempladas de forma específica pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010) nem pela Resolução CONAMA nº 401/2008, que trata de baterias automotivas e portáteis. Esse vazio regulatório dificulta a implementação de logística reversa e reciclagem, além de limitar o desenvolvimento de uma cadeia nacional de reaproveitamento e processamento de materiais.

A falta de regras claras para o fim de vida das baterias pode gerar acúmulo de resíduos perigosos, estimular reciclagem informal sem controle ambiental, e resultar na perda de materiais críticos

que poderiam ser reaproveitados. Também cria incertezas sobre quem é responsável pelo descomissionamento, abrindo espaço para passivos ambientais e custos futuros elevados que acabam recaindo sobre a sociedade.

Do ponto de vista temporal, há um caráter urgente na definição de regras para segunda vida e reciclagem. As baterias instaladas hoje (2025) deverão atingir o fim de sua vida útil entre 2035 e 2040, o que significa que a escala do problema ainda não é visível, mas é inevitável. As decisões regulatórias adotadas agora irão determinar se, quando esse volume começar a retornar como resíduo, o país contará com infraestrutura adequada, operadores certificados e processos seguros de destinação.

Há, portanto, uma janela estratégica de oportunidade: estruturar o setor antes que o passivo ambiental se materialize, garantindo sustentabilidade, rastreabilidade e preservação de valor na cadeia produtiva.

Em relação à segunda vida da bateria, Brasil precisa escolher um caminho regulatório adequado ao seu estágio atual. O modelo chinês prioriza a reciclagem imediata, restringindo o reuso por razões de segurança e rastreabilidade, favorecendo a formação de uma indústria de reciclagem robusta. Já o modelo californiano permite o reuso, porém com condicionantes rigorosas de certificação, monitoramento e controle operacional, buscando fortalecer a economia circular.

Para o Brasil, uma estratégia faseada pode ser aconselhável: primeiro, estruturar a cadeia de reciclagem com logística reversa e metas claras; em paralelo, permitir segunda vida apenas em ambientes controlados, como pilotos e projetos de pesquisa, acumulando evidências técnicas e protocolos de segurança antes de ampliar o uso.

2.8. Outras Aplicações

BESS para Resiliência do Sistema

Baterias têm se mostrado instrumentos efetivos para segurança operativa e resiliência em eventos extremos e contingências. No Havaí, o armazenamento sustenta a estabilidade de redes insulares com alta penetração de renováveis; e na Califórnia, BESS têm sido decisivos durante ondas de calor e picos de demanda, reduzindo despacho de térmicas ineficientes e o risco de interrupções.

Além do ganho operacional, o armazenamento viabiliza usos com **valor sistêmico** direto:

- Suporte dinâmico de frequência e tensão em contingências (primário/rápido).
- Black start e redução do tempo de restabelecimento após falhas.
- Operação em modo ilha (microgrids) para cargas críticas (hospitais, água, telecom).
- Soluções “non-wires alternatives (NWA)¹⁸”, permitindo postergar reforços de rede.

¹⁸ Consistem no uso de recursos energéticos distribuídos, como o próprio armazenamento distribuído, para adiar ou evitar a necessidade de construção de nova infraestrutura tradicional de rede (como linhas de transmissão e subestações).

Em relação ao caso brasileiro, considerando as grandes interligações, a heterogeneidade regional de qualidade de fornecimento e a exposição crescente a eventos climáticos severos, faz sentido dotar o país de mecanismos explícitos de remuneração da resiliência, os quais podem ser prestados por sistemas de armazenamento. Esse tema é ainda mais relevante para sistemas isolados e localidades de difícil acesso, onde o armazenamento pode substituir ou reduzir o uso de usinas térmicas a óleo/diesel, diminuindo custos operacionais, emissão de gases de efeito estufa e risco logístico.

Nesse contexto, a adoção de incentivos específicos, alinhadas a programas de substituição de diesel, pode acelerar a implementação de baterias em localidades remotas. Da mesma forma, o armazenamento pode operar como componente-chave em microgrids resilientes para cargas críticas (como telecom, água, escolas, hospitais), sobretudo em regiões sujeitas a eventos climáticos extremos.

BESS + MMGD

A Califórnia é um exemplo emblemático do impacto do desenho tarifário na adoção de armazenamento. A revisão do *net metering* (redução de aproximadamente 75% no valor do crédito de exportação) alterou profundamente a equação econômica dos prosumidores, tornando a venda do excedente solar menos atrativa. Paralelamente, foi introduzido um mecanismo de transição que incentivou consumidores a migrarem para o novo modelo, incluindo programas que subsidiam parcial ou totalmente a aquisição de baterias residenciais. Essa mudança tornou o investimento em baterias atrativo ao permitir que o consumidor:

- **Maximize o autoconsumo** da sua própria geração solar,
- **Reduza a dependência da rede** e a exposição aos **preços dinâmicos**, e
- **Aumente sua autonomia energética**, especialmente em períodos de ponta e eventos extremos.

No Brasil, o atual modelo de compensação de energia (*net metering*) funciona, na prática, como uma “bateria virtual”. O consumidor pode injetar excedentes na rede, converter essa energia em créditos e utilizá-los posteriormente dentro de um período determinado (até 60 meses). Ou seja, a rede elétrica assume o papel de armazenamento, sem que o consumidor precise investir em baterias físicas.

Nesse contexto, a instalação de baterias residenciais torna-se pouco atrativa, pois:

- a rede já funciona como **armazenamento gratuito** (desconsiderando custos de disponibilidade);
- **não há diferencial econômico claro** em relação ao autoconsumo com bateria; e
- o **payback** da bateria torna-se **longo ou inviável**.

Como resultado, o mercado de armazenamento residencial distribuído no Brasil permanece praticamente inexistente. Esse ponto é especialmente sensível dado o contexto de rápida expansão da geração distribuída. A elevada inserção de MMGD tem alterado o perfil de carga

em diversas regiões, com redução de consumo durante o dia e picos de demanda acentuados no início da noite, quando a geração solar cai. Esse fenômeno, semelhante ao observado na Califórnia (*duck curve*), aumenta a necessidade de flexibilidade, eleva a variabilidade da operação e pode pressionar custos de rede e despacho de fontes térmicas em horários críticos. Assim, embora o modelo atual tenha estimulado a expansão da energia solar distribuída, ele não incentiva soluções que contribuam para o equilíbrio do sistema, como o armazenamento.

No entanto, ainda não há mecanismos que valorizem de forma específica o papel do armazenamento na geração distribuída.

Nesse sentido, a **adoção de instrumentos inspirados no modelo do CAISO** pode contribuir para **destravar o mercado de BESS** no contexto brasileiro, tais como:

- Estruturas tarifárias com precificação dinâmica (ex.: tarifas horárias e preços sazonais), que valorizem o autoconsumo instantâneo;
- Participação de sistemas residenciais e comerciais em programas de resposta da demanda e agregação (VPPs), permitindo que o BESS atue como recurso de flexibilidade;
- Incentivos financeiros direcionados

A adoção desses mecanismos pode gerar benefícios sistêmicos relevantes, ampliando a autonomia e previsibilidade para consumidores e prosumidores, reduzindo custos operacionais para distribuidoras, e melhorando a flexibilidade e resiliência do sistema elétrico como um todo.

3. REFERÊNCIAS

CHINA

- [1] Alice Bian, Simon Dikau, Hugh Miller, Roberta Pierfederici, Nicholas Stern, and Bob Ward, *China's Role in Accelerating the Global Energy Transition through Green Supply Chains and Trade* (London: London School of Economics Grantham Institute, February 2024), accessed October 21, 2025, <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/wp-content/uploads/2024/02/Chinas-role-in-accelerating-the-global-energy-transition-through-green-supply-chains-and-trade.pdf>
- [2] International Energy Agency (IEA), *Access to Electricity*. <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>
- [3] International Energy Agency (IEA), *Batteries and Secure Energy Transitions* (Paris: IEA, 2024), [PDF], <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>
- [4] National Development and Reform Commission (NDRC), *新型储能规模化建设专项行动方案 (2025-2027 年)* [Special Action Plan for the Large-scale Construction of New Energy Storage (2025–2027)], (Beijing: NDRC, 2025), <https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202509/P020250912338810699902.pdf>
- [5] “China’s Renewable Energy Curtailment Challenge.” *Kleinman Center for Energy Policy*, n.d. Accessed October 6, 2025. <https://kleinmanenergy.upenn.edu/commentary/blog/chinas-renewable-energy-curtailment-challenge/>.
- [6] “China’s Energy Storage Sector: Policies and Investment Opportunities - China Guide | Doing Business in China.” Accessed October 2, 2025. <https://www.china-briefing.com/news/chinas-energy-storage-sector-policies-and-investment-opportunities/>.
- [7] Ye, Yuan. “Q&A: How China Became the World’s Leading Market for Energy Storage.” *Carbon Brief*, January 23, 2025. <https://www.carbonbrief.org/qa-how-china-became-the-worlds-leading-market-for-energy-storage/>.
- [8] Maisch, Marija. “CNESA: China’s New Energy Storage Fleet Surpasses 100 GW, Overtakes Pumped Hydro Additions.” *Energy Storage*, August 20, 2025. <https://www.ess-news.com/2025/08/20/cnesa-chinas-new-energy-storage-fleet-surpasses-100-gw-overtakes-pumped-hydro-additions/>.
- [9] “Impact of China’s Market-Oriented Reform on the Energy Storage Sector-Industry-InfoLink Consulting.” Accessed November 7, 2025. <https://www.infolink-group.com/energy-article/energy-storage-topic-impact-chinas-market-oriented-reform-the-energy-storage-sector>.

- [10] “全国储能补贴盘点：上海独储0.35元/kWh、用户侧0.2元/kWh！-广东省水力和新能源发电工程学会。” Accessed November 4, 2025. <https://www.gdshe.org/article/24739.html?>
- [11] “中国储能网 -储能政策 - 70项！9月储能政策：多省市136号文落地，加速构建新型电力系统 }.” Accessed November 4, 2025. <https://www.escn.com.cn/news/show-2139541.html>.
- [12] “全国储能补贴盘点：上海独储0.35元/kWh、用户侧0.2元/kWh！-广东省水力和新能源发电工程学会。” Accessed November 4, 2025. <https://www.gdshe.org/article/24739.html>.
- [13] “全国储能补贴盘点：上海独储0.35元/kWh、用户侧0.2元/kWh！-广东省水力和新能源发电工程学会。” Accessed November 4, 2025. <https://www.gdshe.org/article/24739.html>.
- [14] GB 44240-2024, *电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求 / Secondary lithium cells and batteries used in electrical energy storage systems — Safety requirements*, (Beijing: 国家市场监督管理总局 & 国家标准化管理委员会, 2024), accessed [date you accessed it], <https://cquesa.qaes.com.cn/upload/QEE/DtvfYC.pdf>
- [15] pavithra. *1 New Message*. August 7, 2025. <https://apaengineering.com/compliance-updates/china-launches-battery-safety-program>.
- [16] Admin, CNESA. “The National Standard ‘Safety Regulations for Electrochemical Energy Storage Stations’ Was Released.” China Energy Storage Alliance, February 27, 2023. <http://en.cnesa.org/new-blog/2023/2/27/the-national-standard-safety-regulations-for-electrochemical-energy-storage-stations-was-released>.
- [17] “IFE > News > Blog: China to Conduct Comprehensive Safety Overhaul of Battery Storage Facilities.” Accessed October 6, 2025. <https://www.ife.org.uk/home/news/details/blog-china-to-conduct-comprehensive-safety-overhaul-of-battery-storage-facilities>.
- [18] inspection, China’s regulators are reportedly considering a comprehensive fire safety, upgrades of operating energy storage facilities For older storage stations, Enhancing Fire Safety Measures Will Significantly Increase Non-Technical Costs, and potentially up to CNY 0 2 per Wh Vincent Shaw. “China to Conduct Comprehensive Safety Overhaul of Battery Storage Facilities.” *Pv Magazine International*, July 22, 2024. <https://www.pv-magazine.com/2024/07/22/china-to-conduct-comprehensive-safety-overhaul-of-battery-storage-facilities/>.

- [19] *China Introduces More Stringent Environmental Laws and Regulations | Canada China Business Council (CCBC)*. n.d. Accessed October 8, 2025. <https://ccbc.com/ccbc-policy-reports/china-introduces-more-stringent-environmental-laws-and-regulations/>.
- [20] “Catalogue for Classification Management of Environmental Impact Assessments for Construction Projects (2021 Edition)_Ministry of Ecology and Environment_China Government Website.” Accessed October 8, 2025. https://www.gov.cn/zhengce/2020-11/30/content_5711431.htm.
- [21] “China Releases Proposed Standards for Battery Recycling (Industry Update).” *Rho Motion*, n.d. Accessed October 7, 2025. <https://rhomotion.com/news/china-releases-proposed-standards-for-battery-recycling-industry-update/>.
- [22] “SCHOLARSHIPS-海外教育学院.” Accessed October 8, 2025. <https://oec.ujs.edu.cn/en/SCHOLARSHIPS.htm>.
- [23] “Overview - China-UK Low Carbon College, Shanghai Jiaotong University.” Accessed October 8, 2025. <https://lcc.sjtu.edu.cn/En/Data/List/3-1-1>.

ÍNDIA

- [24] Reuters. “India Hits 50% Non-Fossil Power Milestone Ahead of 2030 Clean Energy Target.” July 14, 2025. <https://www.reuters.com/business/energy/india-hits-50-non-fossil-power-milestone-ahead-2030-clean-energy-target-2025-07-14/>.
- [25] “500GW Nonfossil Fuel Target | Government of India | Ministry of Power.” Accessed October 17, 2025. <https://powermin.gov.in/en/content/500gw-nonfossil-fuel-target>.
- [26] Central Electricity Authority. *National Electricity Plan 2022-32 (Volume I: Generation)*. New Delhi: Ministry of Power, Government of India, March 2023. <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/09/202309011256071349.pdf>
- [27] Ministry of Power from India. SAUBHAGYA- Pradhan Mantri Sahaj Bijli Har Ghar Yojana. <https://powermin.gov.in/en/content/saubhagya>
- [28] *Physical Achievements | MINISTRY OF NEW AND RENEWABLE ENERGY | India*. n.d. Accessed November 10, 2025. <https://mnre.gov.in/en/physical-progress/>.
- [29] “India’s Installed Energy Storage Capacity Reaches 490 MWh by June 2025: Report, ETEnergyworld.” Accessed November 10, 2025. <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/power/indias-installed-energy-storage-capacity-reaches-490-mwh-by-june-2025-report/124403272>.
- [30] Central Electricity Authority. *National Electricity Plan 2022-32 (Volume II: Transmission & Distribution)*. New Delhi: Ministry of Power, Government of India, August 2023. <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/08/202308281496227459.pdf>

- [31] Government of India. *National Framework for Promoting Energy Storage Systems*. New Delhi: Ministry of Power, August 2023. https://powermin.gov.in/sites/default/files/National_Framework_for_promoting_Energy_Storage_Systems_August_2023.pdf
- [32] Government of India, Ministry of Power. *Order: Renewable Purchase Obligation (RPO) and Energy Storage Obligation Trajectory till 2029–30*. New Delhi, August 2023. <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/08/2023082875180908.pdf>
- [33] Government of India, Ministry of Power, *National Framework for Promoting Energy Storage Systems* (New Delhi: Government of India, August 2023), accessed October 13, 2025. https://powermin.gov.in/sites/default/files/National_Framework_for_promoting_Energy_Storage_Systems_August_2023.pdf
- [34] “Cabinet Approves the Scheme Titled Viability Gap Funding for Development of Battery Energy Storage Systems (BESS).” Accessed October 14, 2025. <https://www.pib.gov.in/www.pib.gov.in/Pressreleaseshare.aspx?PRID=1955112>.
- [35] Government of India, Ministry of Power. *National Framework for Promoting Energy Storage Systems*. New Delhi, August 2023. https://powermin.gov.in/sites/default/files/National_Framework_for_promoting_Energy_Storage_Systems_August_2023.pdf
- [36] “India Approves Viability Gap Funding Scheme for Battery Energy Storage Systems,” *Invest UP* (site), setembro 2023, https://invest.up.gov.in/wp-content/uploads/2023/09/India-Approves_200923.pdf
- [37] “Cabinet approves Production Linked Incentive Scheme ‘National Programme on Advanced Chemistry Cell Battery Storage.’” Accessed October 14, 2025. https://www.pib.gov.in/Pressreleaseshare.aspx?PRID=1717938&utm_source=chatgpt.com.
- [38] Government of India, Ministry of Power. *National Framework for Promoting Energy Storage Systems*. New Delhi: August 2023. https://powermin.gov.in/sites/default/files/National_Framework_for_promoting_Energy_Storage_Systems_August_2023.pdf
- [39] Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). *The Standalone Energy Storage Market in India: April 2025*. April 2025. https://ieefa.org/sites/default/files/2025-04/The%20Standalone%20Energy%20Storage%20Market%20in%20India_April%202025.pdf
- [40] “Employment in Agriculture (% of Total Employment) (Modeled ILO Estimate) - India | Data.” Accessed November 4, 2025. <https://data.worldbank.org/indicator/SL.AGR.EMPL.ZS?locations=IN>.

- [41] “Agriculture, Forestry, and Fishing, Value Added (% of GDP) - India | Data.” Accessed November 4, 2025. <https://data.worldbank.org/indicator/NV.AGR.TOTL.ZS?locations=IN>.
- [42] “PM-KUSUM (Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha Evam Utthaan Mahabhiyan) Scheme| National Portal of India.” Accessed October 16, 2025. <https://www.india.gov.in/spotlight/pm-kusum-pradhan-mantri-kisan-urja-suraksha-evam-utthaan-mahabhiyan-scheme>.
- [43] *PM-KUSUM: A New Green Revolution*, Government of India, May 2023, <https://static.pib.gov.in/WriteReadData/specificdocs/documents/2023/may/doc202351191401.pdf>
- [44] *Mobile Solar Pumps in India – Centre for Climate Change*. n.d. Accessed October 20, 2025. <https://climatecentre.sau.int/mobile-solar-pumps-in-india/>.
- [45] Ministry of New & Renewable Energy (India), *PM-KUSUM: A New Green Revolution* (New Delhi: Government of India, May 2023), <https://static.pib.gov.in/WriteReadData/specificdocs/documents/2023/may/doc202351191401.pdf>
- [46] “Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha Evam Utthaan Mahabhiyan (PM-KUSUM) ” Accessed October 20, 2025. <https://pib.gov.in/FactsheetDetails.aspx?Id=148576>.
- [47] “National Portal for PM-KUSUM.” Accessed October 20, 2025. <https://pmkusum.mnre.gov.in/#/landing/more-about-B>.
- [48] *Mobile Solar Pumps in India – Centre for Climate Change*. n.d. Accessed October 20, 2025. <https://climatecentre.sau.int/mobile-solar-pumps-in-india/>.
- [49] International Copper Association – International Institute for Energy Conservation, *Evaluation and Impact Assessment of Solar Irrigation Pumps* (India: July 2022), accessed October 20, 2025, https://copperindia.org/oguploads/case%20studies/ICA-IIEC-Solar-Irrigation-Pumps_01-July-2022.pdf.
- [50] *Mobile Solar Pumps in India – Centre for Climate Change*. n.d. Accessed October 20, 2025. <https://climatecentre.sau.int/mobile-solar-pumps-in-india/>.
- [51] India Brand Equity Foundation. “EV Battery Recycling in India: A Green Revolution | IBEF.” Accessed October 17, 2025. <https://ibef.org/research/case-study/leading-the-charge-ev-battery-recycling-in-india>.
- [52] India Brand Equity Foundation. “EV Battery Recycling in India: A Green Revolution | IBEF.” Accessed October 17, 2025. <https://ibef.org/research/case-study/leading-the-charge-ev-battery-recycling-in-india>.
- [53] Ministry of Environment, Forest and Climate Change, *Battery Waste Management Rules, 2022*, The Gazette of India, Extraordinary, Part II, Section 3(ii), 24 de agosto de 2022, <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/08/20230828622434477.pdf>

- [54] IEA. “Battery Waste Management Rules 2022 – Policies.” Accessed October 17, 2025. <https://www.iea.org/policies/25166-battery-waste-management-rules-2022>.
- [55] Ministry of Environment, Forest and Climate Change, *Battery Waste Management Rules, 2022*, The Gazette of India, Extraordinary, Part II, Section 3(ii), 24 de agosto de 2022, <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/08/20230828622434477.pdf>
- [56] *The Environment (Protection) Act, 1986, Act No. 29 of 1986 (India), 23 May 1986*. https://www.indiacode.nic.in/bitstream/123456789/4316/1/ep_act_1986.pdf
- [57] IEA. “Battery Waste Management Rules 2022 – Policies.” Accessed October 17, 2025. <https://www.iea.org/policies/25166-battery-waste-management-rules-2022>.

ESTADOS UNIDOS

Geral

- [58] US EPA, OAR. “Summary of Inflation Reduction Act Provisions Related to Renewable Energy.” Overviews and Factsheets. November 21, 2022. <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>.
- [59] US EPA, OAR. “Summary of Inflation Reduction Act Provisions Related to Renewable Energy.” Overviews and Factsheets. November 21, 2022. <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>.
- [60] “NFPA 855 Guide: Complying with the Battery Fire Code for Safer Energy Storage Systems.” Accessed October 30, 2025. <https://www.kitecompliance.ai/blog/nfpa-855-guide-complying-with-the-battery-fire-code>.
- [61] JustineSanchez. “Fire Codes and NFPA 855 for Energy Storage Systems.” *Mayfield Renewables*, December 16, 2021. <https://www.mayfield.energy/technical-articles/fire-codes-and-nfpa-855-for-energy-storage-systems/>.
- [62] American Clean Power Association, *NFPA 855: Improving Energy Storage System Safety* (January 2024), accessed October 30, 2025, https://cleanpower.org/wp-content/uploads/gateway/2024/01/NFPA855_Safety_240111.pdf
- [63] Colthorpe, Andy. “National Fire Protection Association Releases NFPA 855 ESS Safety Standard, 2026 Edition.” *Energy-Storage.News*, September 18, 2025. <https://www.energy-storage.news/national-fire-protection-association-releases-nfpa-855-ess-safety-standard-2026-edition/>.

Havai

- [64] “The Path to 100% Renewable Energy in Hawaii | Article | EESI.” Accessed October 22, 2025. <https://www.eesi.org/articles/view/the-path-to-100-renewable-energy-in-hawaii>.

- [65] Hawai'i State Energy Office, "Hawai'i Clean Energy Initiative (HCEI) Overview," last updated 2025, accessed October 22, 2025, <https://energy.hawaii.gov/Hawaii-clean-energy-initiative/>
- [66] "Hawaii's Renewable Energy and Energy Efficiency Policies." Accessed October 22, 2025. <https://puc.hawaii.gov/energy/hawaiis-renewable-energy-and-energy-efficiency-policies/>.
- [67] U.S. Department of Energy, *Phase 6 Hawaii Distribution* (Washington, D.C.: U.S. Department of Energy), accessed October 23, 2025, <https://www.eere.energy.gov/etiplaybook/pdfs/phase6-hawaii-distribution.pdf>
- [68] "Smart Renewable Energy Programs." Accessed October 23, 2025. <http://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/smart-renewable-energy-programs>.
- [69] Hawaiian Electric Company. Battery Bonus: Cash Incentive to Add Energy Storage to an Existing or New Rooftop Solar System. Honolulu: Hawaiian Electric Company, October 2023. https://www.hawaiianelectric.com/documents/products_and_services/customer_renewable_programs/battery_bonus.pdf
- [70] Hawaiian Electric Company. Battery Bonus: Cash Incentive to Add Energy Storage to an Existing or New Rooftop Solar System. Honolulu: Hawaiian Electric Company, October 2023. https://www.hawaiianelectric.com/documents/products_and_services/customer_renewable_programs/battery_bonus.pdf
- [71] "Save on Your Energy Bill: Programs for Hawai'i Households." Accessed October 23, 2025. <https://gems.hawaii.gov/save-on-your-energy-bill-programs-for-hawaii-households/>.
- [72] "Demand Response Benefits." Accessed October 24, 2025. <http://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-incentive-programs/benefits>.
- [73] "Fast Demand Response." Accessed October 24, 2025. <https://www.piclo.com/opportunities/fast-demand-response>.

California

- [74] EMBER. US Electricity Data Explorer. Disponível em: <https://ember-energy.org/data/us-electricity-data-explorer/>
- [75] WORLD BANK. Access to electricity (% of population) (Indicator EG.ELC.ACCS.ZS). Washington, D.C.: World Bank, [data de acesso]. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=US>
- [76] CALIFORNIA. Assembly Bill No. 2514 – Energy storage systems. 2009-2010. California Legislature. Approved September 29, 2010. Chapter 469. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200920100AB2514

- [77] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Decision 13-10-040: Decision Adopting Energy Storage Procurement Framework and Design Program. San Francisco, CA: California Public Utilities Commission, 17 out. 2013. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M079/K533/79533378.PDF>
- [78] CALIFORNIA. Assembly Bill 2868, 2015-2016 Regular Session, “Energy storage”. Sacramento: California Legislature, 2016. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201520160AB2868&
- [79] CALIFÓRNIA. Senate Bill 801, 2019-2020 Regular Session, “Electrical corporations: wildfire mitigation plans: deenergization: public safety protocol”. Sacramento: California Legislature, 2020. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201920200SB801&
- [80] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Decision 18-01-003: Decision on Multiple-Use Application Issues. San Francisco, CA: CPUC, 11 jan. 2018. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M206/K462/206462341.PDF>
- [81] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. 2024 Special Report on Battery Storage – May 29, 2025. Folsom, CA: CAISO, 29 mai. 2025. Disponível em: <https://www.caiso.com/documents/2024-special-report-on-battery-storage-may-29-2025.pdf>
- [82] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Self-Generation Incentive Program (SGIP): Energy Storage Incentives for Homes and Critical Care Facilities Available NOW. San Francisco, CA: CPUC, May 2025. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/self-generation-incentive-program/sgip-fact-sheet---residential-solar-and-storage-equity.pdf>
- [83] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. SGIP Handbook – Policies & Procedures for the Self-Generation Incentive Program. Sacramento, CA: CPUC / Program Administrators, [s.d.]. Disponível em: <https://sgiphandbook.com/#/welcome>
- [84] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. 2023 SGIP Impact Evaluation. San Francisco, CA: CPUC, 7 mar. 2025. Disponível em: https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/self-generation-incentive-program/2023_sqip_impact_evaluation.pdf
- [85] FFICE OF THE ATTORNEY GENERAL OF CALIFORNIA. California Environmental Quality Act (CEQA). Sacramento, CA, [s.d.]. Disponível em: <https://oag.ca.gov/environment/ceqa>
- [86] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. NFPA 855 – Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. 2023 Edition. Quincy, Massachusetts: NFPA, 2022. Disponível em: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855>

- [87] GOVERNOR'S OFFICE OF BUSINESS AND ECONOMIC DEVELOPMENT (CA). Draft BESS Model Ordinance and Guide. Sacramento, CA: GO-Biz, [s.d.]. Disponível em: https://business.ca.gov/wp-content/uploads/Draft_BESS_Model_Ordinance_Guide.pdf
- [88] CALIFÓRNIA. Senate Bill 38, 2023-2024 Regular Session, “Battery energy storage facilities: emergency response and emergency action plans”. Sacramento: California Legislature, 2023. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billVersionsCompareClient.xhtml?bill_id=20232024_0SB38

Chile

- [89] Comisión Nacional de Energía (CNE). REPORTE ANUAL DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. Santiago: CNE, abril 2025.
- [90] Ministerio de Energía. Ruta de la Luz – Uniendo Chile con Energía. Santiago: Março de 2022.
- [91] ACERA AG. *Boletín Estadísticas ACERA: Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable — Septiembre 2025*. Santiago: ACERA AG, 2025. <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/10/2025-09-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>
- [92] Comisión Nacional de Energía (CNE). *RCiudadano V202408*. Santiago: CNE, agosto 2024. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/RCiudadano_v202408.pdf
- [93] ACERA A.G. *Boletín Estadísticas ACERA: Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable — Septiembre 2025*. Santiago, Chile: ACERA A.G., 2025. <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/10/2025-09-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>
- [94] Government of Chile, Ministry of Energy (Ministerio de Energía). *Presentación de Propuestas Conceptuales de Modificación al D.S. N.º 125: Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional*. Santiago: March 2025. https://energia.gob.cl/sites/default/files/prestacion_de_propuestas_conceptuales_de_modificacion_al_ds125.pdf#:~:text=%E2%80%A2%20Exenci%C3%B3n%20de%20cargos%20por,%E2%80%A2%20Los%20retiros%20para%20abastecer
- [95] “Chilean Battery Energy Storage Systems Stabilize Energy Supply, Pricing.” Accessed November 10, 2025. <https://www.fitchratings.com/research/infrastructure-project-finance/chilean-battery-energy-storage-systems-stabilize-energy-supply-pricing-01-04-2025>.
- [96] Coordinador Eléctrico Nacional. *Estudio de Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*. Santiago: Agosto 2023. <https://www.bienesnacionales.cl/wp-content/uploads/2023/12/Coordinador-Electrico-Estudio-de-almacenamiento-de-energia-en-el-SEN-Agosto-2023.pdf>

- [97] Ministerio de Energía. Fondo de Acceso a la Energía. <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/pagina/181/42>. Acessado em: 19/11/2025
- [98] Ministerio de Energía. “Ministerio de Energía da a conocer listado de beneficiarios del Fondo de Acceso a la Energía 2024-2025”. <https://www.energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-da-conocer-listado-de-beneficiarios-del-fondo-de-acceso-la-energia-2024-2025>. Acessado em: 19/11/2025
- [99] Ryse Energy – 8 kWp Wind & Solar PV Mini-grid System (Chile). <https://www.ruralelec.org/case-study/ryse-energy-8-kwp-wind-solar-pv-mini-grid-system-chile> Acessado em: 19/11/2025

Australia

- [100] Governo australiano. Electricity generation. Canberra: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEE), 2024. Disponível em: <https://www.energy.gov.au/energy-data/australian-energy-statistics/electricity-generation>
- [101] Australian Energy Market Operator. Fact Sheet: The National Electricity Market. Melbourne: AEMO, 2024. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf?rev=ab782610af7343a780b07649cea3f49a>
- [102] Clean Energy Council. *Clean Energy Australia Report 2024*. Melbourne: Clean Energy Council, 2024. Disponível em: <https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/0cb12425-37ab-479e-9a4b-529622cc9c02/clean-energy-australia-report-2024.pdf>
- [103] World Bank. Access to electricity (% of population) (Indicator code EG.ELC.ACCS.ZS). Washington, D.C.: World Bank, 2023. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AU>
- [104] International Energy Agency. Australia – Countries & Regions. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/australia>
- [105] Australian Energy Market Operator (AEMO). *Fact Sheet: The National Electricity Market*. April 2025. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>
- [106] “AEMO | 2024 Integrated System Plan (ISP).” Accessed November 10, 2025. <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>.
- [107] Australian Energy Market Operator (AEMO). *Integrating Energy Storage Systems (IESS) June 2024: Industry Test and Market Trials Strategy – Final*. June 2024. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/integrating-energy-storage-systems-project/aemo-iess-june-2024-industry-testing-and-market-trial-plan---final.pdf>
- [108] Australian Energy Market Operator (AEMO). *Quarterly Energy Dynamics – Q2 2025*. July 2025. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2025/qed-q2-2025.pdf>

- [109] “Closed CIS Tenders - DCCEEW.” Accessed November 10, 2025. <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme/closed-cis-tenders>.
- [110] “Closed CIS Tenders - DCCEEW.” Accessed November 10, 2025. <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme/closed-cis-tenders>.
- [111] Government of Western Australia, Department of Energy and Energy Policy WA. *Reserve Capacity Mechanism Review: Information Paper (Stage 2)*. Perth: August 2023. https://www.wa.gov.au/system/files/2023-08/reserve_capacity_mechanism_review_-_information_paper_stage_2.pdf
- [112] “Community Batteries for Household Solar Program - DCCEEW.” Accessed November 10, 2025. <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/community-batteries>.
- [113] “AS/NZS 5139:2019 | Standards Australia Store.” Accessed November 10, 2025. <https://store.standards.org.au/product/as-nzs-5139-2019>.
- [114] Energy Safe Victoria. *Statement of Technical Findings: Fire at the Victorian Big Battery*. September 28, 2021. https://www.victorianbigbattery.com.au/wp-content/uploads/2023/06/VBB_StatementOfFindings_FINAL_28Sep2021.pdf
- [115] “Renewable Energy Fire Safety | CFA (Country Fire Authority).” Accessed November 10, 2025. <https://www.cfa.vic.gov.au/plan-prepare/building-planning-regulations/renewable-energy-fire-safety>.