



Análise do contexto e desafios do SEB do presente e do futuro

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

ABRIL 2026

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Objetivos do projeto.....	2
1.2	Objetivos específicos do relatório.....	3
2	Avaliação da Necessidade Sistêmica.....	4
2.1	Necessidade por Flexibilidade.....	5
2.1.1	Projeção da carga líquida de pico e desafios operacionais.....	7
2.2	Importância Estratégica da Reserva de Geração.....	11
2.2.1	Tratamento e alocação a RPO.....	12
2.3	Necessidade por Disponibilidade de Potência.....	14
3	Aplicações das Baterias.....	17
3.1	Bateria como recurso centralizado.....	18
3.1.1	Bateria como Ativo de Geração.....	19
3.1.2	Bateria como Ativo de Transmissão.....	21
3.2	Bateria como Recurso Distribuído.....	23
3.2.1	Bateria como Ativo de Distribuição.....	23
3.2.2	Bateria no Consumo (<i>Behind-the-Meter</i>).....	24
3.2.3	Bateria em Sistemas Isolados.....	26
4	Engajamento com stakeholders.....	29
5	Principais diagnósticos.....	31
5.1.1	Eixo operacional.....	31
5.1.2	Eixo regulatório.....	33
5.1.3	Eixo ambiental.....	36
5.1.4	Eixo de inclusão social.....	38
5.1.5	Outros Desafios.....	41
6	Conclusão.....	45

1 INTRODUÇÃO

O avanço das fontes renováveis variáveis, como eólica e solar, vem transformando profundamente o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Essa mudança traz benefícios significativos em termos de sustentabilidade, em linha com tendências internacionais de descarbonização e diversificação das matrizes energéticas impulsionadas por metas ambiciosas de transição energética.

Entretanto, cabe também ressaltar os novos desafios operacionais que surgem nesse novo contexto da matriz energética, relacionados a variabilidade e intermitência da geração dessas fontes. A não despachabilidade dessas fontes requer maior flexibilidade do sistema, exigindo cada vez mais serviços de resposta rápida e equilíbrio dinâmico para garantir a segurança e continuidade do suprimento.

Historicamente, a predominância hídrica se mostrou suficiente para o provimento desses recursos. Atualmente, a mudança na matriz elétrica, aliada a aumento da variabilidade climática e das restrições a operação hidrelétrica, vem contribuindo para questões conhecidas do setor, tais como:

- o volume crescente de *curtailment*, ou seja, da redução de geração renovável devido a restrições da rede ou falta de demanda;
- a crescente demanda por serviços ancilares, como controle de frequência e suporte de reativos, para assegurar estabilidade de suprimento;
- a necessidade de contratação de reserva de capacidade para confiabilidade do suprimento de energia, sinalizada por diversos agentes do setor¹; e
- o aumento do acionamento de recursos flexíveis para atendimento à rampa de carga líquida², cada vez mais acentuada.

Nesse cenário, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) despontam como tecnologia estratégica capaz de fornecer atributos cada vez mais requisitados pelo sistema elétrico atualmente. As baterias, por exemplo, podem atuar em diferentes horizontes temporais e em múltiplos níveis do sistema, oferecendo serviços como arbitragem de preços, alívio a congestionamentos de transmissão, reserva de potência, serviços ancilares, entre outros atributos essenciais a confiabilidade de entrega de energia.

Entende-se, portanto, as baterias como tecnologia importante para aumentar a resiliência, confiabilidade e eficiência do sistema, permitindo uma maior integração de fontes renováveis e deslocando despacho térmico em momentos críticos. Adicionalmente aos potenciais benefícios operacionais da integração dos SAEs na matriz, destacam-se ainda os aproveitamentos de cunho

¹ O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) surge em 2021 para suprir essa nova demanda de potência no sistema. Desde a realização do primeiro certame, no mesmo ano, o Operador Nacional do Sistema (ONS) vem reforçando sua preocupação quanto a segurança de suprimento e a necessidade de contratar potência firme para a confiabilidade do sistema.

² A carga líquida se refere à diferença entre a demanda total de eletricidade e a geração de fontes não despacháveis, indicando a carga que deve ser atendida pelas outras fontes do sistema. À medida que a produção de fontes renováveis flutua, outras fontes (predominantemente as hidrelétricas) precisam absorver essa variabilidade.

socioambiental – como a redução de emissão de gases do efeito estufa e suporte a universalização do acesso à energia.

Entretanto, apesar de configurarem recurso relevante no atendimento de serviços essenciais e contribuírem positivamente para a sustentabilidade e justiça energética, a implementação das baterias no Brasil ainda é incipiente. A partir desse contexto surge o presente projeto.

1.1 Objetivos do projeto

O presente projeto tem como principal objetivo analisar o papel e o potencial dos SAEs, especialmente as baterias, na promoção da transição energética brasileira, com foco em sua contribuição para a descarbonização do sistema elétrico, o aumento da resiliência operacional e o fortalecimento de comunidades vulneráveis.

Mais especificamente, o projeto busca avaliar o escopo técnico-regulatório, econômico e socioambiental da inserção de baterias no SEB, considerando diferentes aplicações. Ao longo do trabalho, serão analisados aspectos relacionados à necessidade sistêmica de armazenamento, aos benefícios técnicos e econômicos decorrentes de sua adoção e aos impactos sociais e ambientais associados à expansão da tecnologia no Brasil. As atividades previstas estão apresentadas na figura a seguir:



Figura 1 - Fluxograma de Atividades do Projeto

O diferencial do projeto está em seu enfoque abrangente, que vai além da análise técnico-operacional ao incorporar uma avaliação dos impactos socioambientais da cadeia de valor das baterias, considerando também oportunidades de desenvolvimento local e benefícios ecológicos.

1.2 Objetivos específicos do relatório

O presente relatório tem como objetivo analisar o contexto atual e futuro do SEB, identificando os principais desafios operacionais decorrentes da crescente penetração de fontes renováveis variáveis e das restrições de flexibilidade. Busca-se compreender como as baterias podem contribuir para suprir essas necessidades, promovendo maior estabilidade, segurança e eficiência ao sistema elétrico.

A análise considera que as baterias podem desempenhar papel fundamental na mitigação de oscilações de oferta e demanda, na redução de *curtailment* e redução do despacho térmico, ao mesmo tempo em que abrem novas oportunidades socioeconômicas e ambientais.

Para alcançar esses objetivos, os capítulos subsequentes deste relatório se estruturam da seguinte forma:

- **Capítulo 2 – Avaliação da Necessidade Sistêmica:** Análise quantitativa do potencial técnico e econômico das baterias no SEB, considerando avaliação das necessidades sistêmicas e de como elas podem ser supridas pela tecnologia, quantificando seu benefício ao sistema.
- **Capítulo 3 – Aplicações das Baterias:** Apresenta um panorama das principais aplicações dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB, ou Battery Energy Storage Systems - BESS), destacando suas funções técnicas e operacionais nos diferentes segmentos do setor elétrico – geração, transmissão, distribuição e consumo. O objetivo é contextualizar as múltiplas formas pelas quais as baterias podem agregar valor ao SEB, oferecendo serviços variados, considerando o atual arcabouço regulatório.
- **Capítulo 4 – Engajamento com Stakeholders:** Detalha a seleção de stakeholders entrevistados para captação de insights de mercado, compreendendo percepções, barreiras e oportunidades associadas à inserção de baterias no Brasil, com especial atenção aos aspectos regulatórios, econômicos e socioambientais.
- **Capítulo 5 – Principais Diagnósticos:** A partir da integração dos resultados quantitativos e qualitativos, este capítulo consolida os principais diagnósticos preliminares do estudo, evidenciando desafios e oportunidades para a adoção de baterias no SEB.
- **Capítulo 6 – Conclusão:** Sintetiza os resultados obtidos, e elenca os próximos passos do projeto.

A partir dessas análises, os diagnósticos elaborados servirão de base para as próximas etapas do projeto. Essa etapa, portanto, possui grande relevância para orientar ações voltadas a integração eficiente, segura e sustentável das baterias, considerando a expansão do armazenamento de energia como oportunidade concreta de ampliar a competitividade do setor elétrico, a segurança do suprimento e geração de valor socioeconômico.

2 AVALIAÇÃO DA NECESSIDADE SISTÊMICA

O SEB foi historicamente estruturado sobre uma base predominantemente hidrelétrica, cuja elevada capacidade de regularização e flexibilidade operativa garantiu, por décadas, a estabilidade e o equilíbrio entre oferta e demanda. Esse modelo proporcionou uma segurança sistêmica singular, em que atributos como controle de frequência, regulação de tensão e reserva de potência eram naturalmente providos pelas hidrelétricas, sem necessidade de instrumentos ou equipamentos adicionais.

Entretanto, as transformações recentes na matriz elétrica, marcadas pela redução da participação das hidrelétricas com grandes reservatórios, pelo crescimento acelerado de fontes renováveis variáveis, inclusive da micro e minigeração distribuída, alteraram profundamente o funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas mudanças impuseram novas exigências operacionais e evidenciaram a importância de compreender, de forma mais precisa, quais atributos são críticos para a segurança e a eficiência do sistema e como eles podem ser supridos no novo contexto de transição energética.

A análise desenvolvida nesta seção busca justamente avaliar essas necessidades sistêmicas. Ela considera os principais requisitos que sustentam a operação segura e confiável do SIN, em especial a demanda por flexibilidade, reserva e potência, e discute as lacunas crescentes associadas à evolução da matriz elétrica. A escolha desses atributos reflete seu papel central na estabilidade dinâmica do sistema e na integração eficiente de fontes renováveis, bem como sua relevância para orientar políticas de planejamento e investimentos em novas tecnologias.

Mais do que um exercício técnico, essa avaliação procura oferecer uma visão integrada dos desafios que o sistema enfrenta e dos serviços que se tornam progressivamente mais valiosos para sua operação. Com isso, estabelece-se a base analítica para compreender onde e por que o armazenamento de energia, em especial as baterias, pode desempenhar um papel transformador, provendo atributos que antes eram inerentes às hidrelétricas e contribuindo para um sistema elétrico mais resiliente, eficiente e limpo.

Box I – Impactos das contratações do último LRCAP

Neste capítulo buscamos ressaltar as necessidades do sistema, sob um ponto da demanda, de forma holística. Dessa forma, as análises numéricas apresentadas nas próximas seções não focam, neste momento, na oferta que potencialmente estará disponível à data do final do horizonte de análise (2029), e sim nos perfis de carga líquida do sistema. No entanto, vale notar que o parque existente, junto da oferta de geração já contratada, inclusive pelo recente LRCAP, deverá ser capaz de suprir parte relevante desta demanda.

Dessa forma, o intuito da análise aqui apresentada é comprovar a crescente demanda por novos serviços ao sistema, que hoje ainda são atendidos por fontes convencionais, e no futuro poderão ser supridas por novas tecnologias, dentre essas as baterias.

2.1 Necessidade por Flexibilidade

A flexibilidade é hoje um dos atributos mais valiosos e desafiadores do SIN, e traduz a capacidade de responder a variações rápidas na carga líquida, sejam causadas pela intermitência de fontes renováveis, pelo crescimento da micro e minigeração distribuída ou pela maior volatilidade da demanda. Em outras palavras, trata-se da “agilidade operacional” do sistema, que garante o equilíbrio entre oferta e consumo em tempo real, evitando sobrecargas ou riscos de blecaute.

À medida que o perfil de geração se torna mais variável e a dependência de fontes intermitentes aumenta, o provimento de flexibilidade deixa de ser um subproduto das hidrelétricas e passa a ser um serviço essencial, cujo provimento precisa ser planejado e precificado. Essa transição torna a análise da flexibilidade uma questão não apenas técnica, mas também um tema estratégico para o futuro da operação e da expansão do sistema.

Para analisar as necessidades de flexibilidade do sistema, diversas avaliações foram realizadas utilizando dados oficiais do Programa Mensal da Operação (PMO³), elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para fevereiro de 2025, com um horizonte de simulação estendendo-se até dezembro de 2029.

A Figura 2 apresenta a carga líquida do sistema nos dias úteis ao longo dos anos em comparação com a carga bruta de 2029. Da mesma forma, a Figura 3 apresenta os valores para os valores médios dos finais de semana.

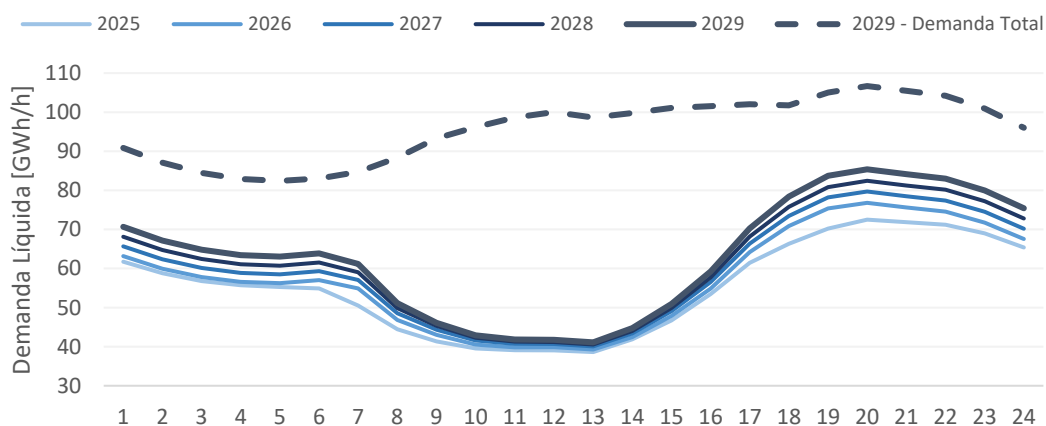


Figura 2 - Carga líquida dos dias úteis ao longo dos anos em contraste com a carga bruta de 2029

³ O PMO é um plano que estabelece como a eletricidade será gerada e distribuída no país a cada mês. Seu objetivo é garantir que a oferta de energia atenda a demanda da maneira mais confiável e econômica possível, considerando fatores como previsões meteorológicas, níveis de água em reservatórios hidrelétricos e disponibilidade de combustível. O PMO auxilia na coordenação da operação de usinas e linhas de transmissão, visando manter o equilíbrio e a estabilidade do sistema elétrico nacional.

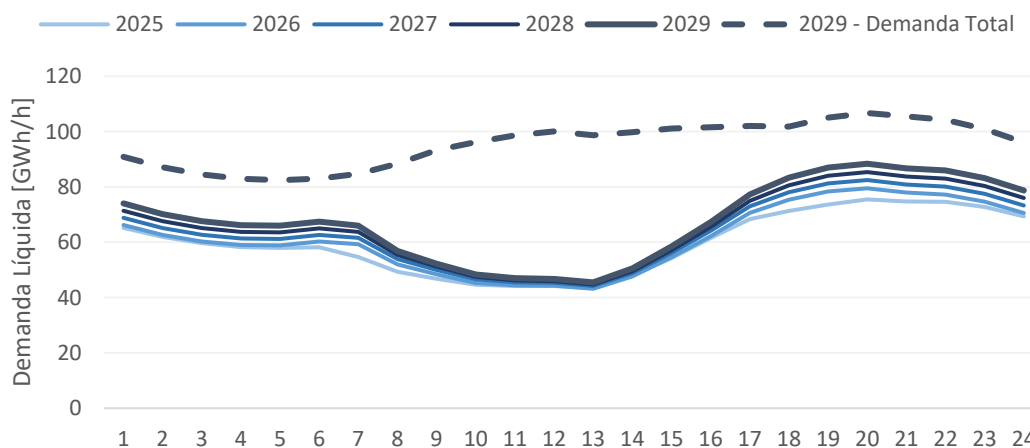


Figura 3 - Carga líquida dos finais de semana ao longo dos anos em contraste com a carga bruta de 2029

A Figura 4 ilustra a projeção da carga líquida para o mês mais crítico em 2029, considerando 400 cenários de recursos renováveis, abrangendo tanto a geração centralizada quanto a distribuída. A carga líquida foi calculada com base na carga projetada, subtraindo-se a geração térmica mínima e a geração esperada de fontes solar (centralizada e distribuída) e eólica para cada cenário, resultando em 400 cenários de carga líquida. Após a simulação, foram calculados para cada um dos 400 cenários, os valores medianos juntamente com os percentis 10 e 90 da distribuição de probabilidade. A Figura 4 ilustra, assim, a curva de carga líquida mais crítica em um dia de setembro/2029, o mês considerado mais crítico devido à transição entre os períodos de seca e cheia para diversas bacias importantes e à grande produção (e variabilidade) eólica.

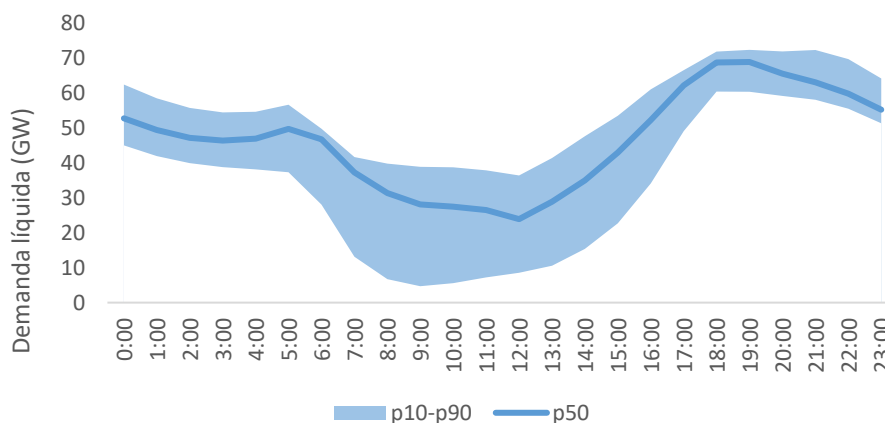


Figura 4 - Análise da demanda líquida para setembro de 2029

Essa avaliação busca representar o comportamento dinâmico do sistema frente à variabilidade renovável, oferecendo uma visão probabilística das situações críticas de operação. As simulações de carga líquida permitem identificar padrões de risco e vulnerabilidade sistêmica, especialmente nos períodos de transição entre a seca e a cheia, quando a produção hidráulica é limitada e a produção eólica apresenta maior variação. Esses resultados fornecem insumos fundamentais para compreender onde e quando o sistema exigirá maior capacidade de resposta rápida, elemento central da flexibilidade.

2.1.1 Projeção da carga líquida de pico e desafios operacionais

É importante notar que o pico da carga líquida em setembro de 2029 atinge quase 70 GW para a mediana da série simulada. As rampas de carga rápidas que antecedem esse pico podem apresentar desafios significativos para a operação do sistema. Caso não sejam gerenciadas de maneira adequada, estas rampas podem conduzir a uma escassez de capacidade e comprometer a confiabilidade da rede.

O comportamento observado nas projeções reforça a natureza intermitente e cada vez mais complexa da operação do sistema. As rampas ascendentes e descendentes refletem a mudança estrutural da curva de carga, que já não depende apenas da evolução da demanda, mas também do perfil horário da geração solar e eólica. Esse padrão, comum em sistemas com alta penetração renovável, evidencia a necessidade de mecanismos de resposta em tempo real, capazes de atuar em minutos ou até segundos para equilibrar o sistema.

A gestão dessas rampas, portanto, não é apenas uma tarefa operacional do ONS, mas um fator de planejamento estratégico, pois determina quais tecnologias serão valorizadas e como o armazenamento, a demanda controlável e a geração despachável poderão atuar de forma complementar.

Devido às restrições operacionais inerentes a muitas tecnologias de geração, são requeridos recursos com capacidade de rampa acelerada (*fast-ramping*) para atender à demanda de pico em curtos intervalos de tempo. Em um horizonte futuro, a disponibilidade de recursos adicionais de resposta rápida será essencial para manter a estabilidade do sistema.

2.1.1.1 Requisitos de flexibilidade em diferentes horizontes de tempo

Para avaliar as necessidades de flexibilidade do sistema em diferentes passos de tempo, analisamos os requisitos de rampa ascendente (*ramp-up*) para diversos meses em 2029.

- Rampa de 1 Hora: O sistema requer uma média anual de 6 GW (Figura 5). Em um cenário crítico (percentil 99), esta necessidade pode atingir quase o triplo, chegando a 18 GW.

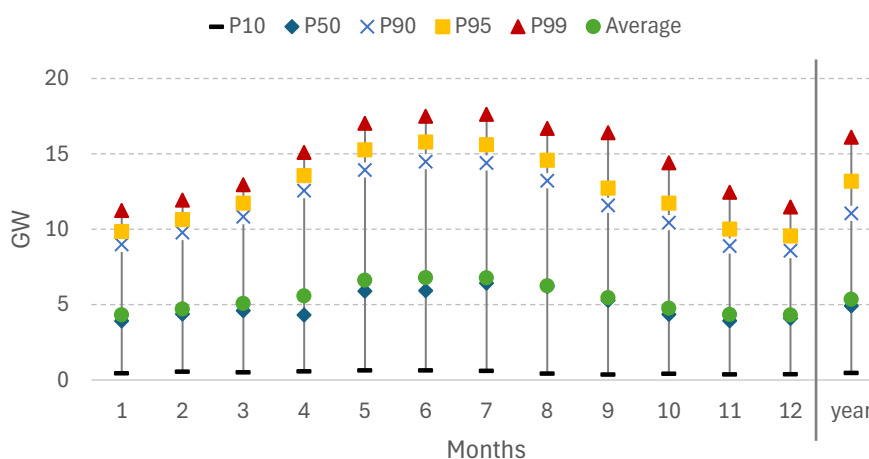


Figura 5 - Flexibilidade requerida para 1 hora

- Rampa de 4 Horas: O sistema requer uma média anual de 20 GW (Figura 6). Em cenários críticos, este número pode exceder 50 GW.

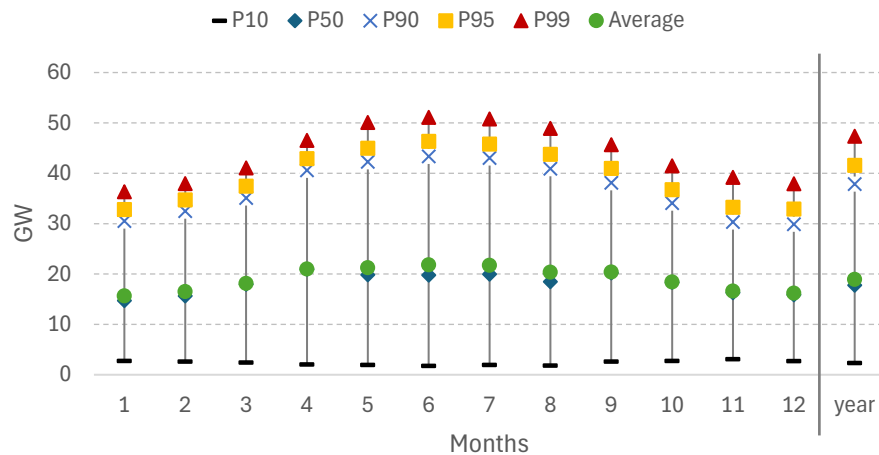


Figura 6 - Flexibilidade requerida para 4 horas

- Rampa de 7 Horas: O sistema requer uma média anual de 30 GW (Figura 7). Em cenários críticos, este número pode exceder 60 GW.

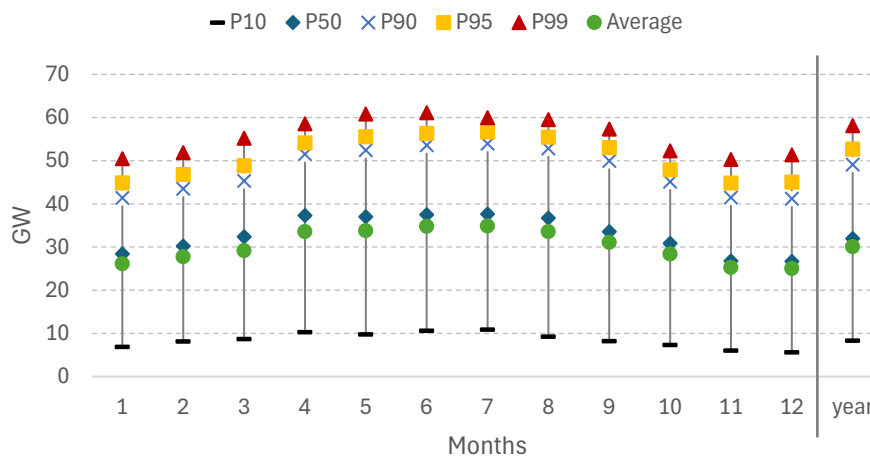


Figura 7 - Flexibilidade requerida para 7 horas

A análise dos diferentes horizontes de tempo revela que as necessidades de flexibilidade não se limitam aos períodos de ponta, mas se manifestam em múltiplas escalas, da resposta rápida de minutos até as variações diárias e sazonais. Cada intervalo de tempo está associado a um tipo distinto de serviço e de tecnologia: enquanto as rampas de uma hora demandam recursos de rápida ativação, as de quatro ou sete horas requerem ativos capazes de sustentar potência por períodos prolongados, como baterias de maior duração, hidrelétricas reversíveis ou até a resposta da demanda.

Essa diferenciação de horizontes reforça que a flexibilidade deve ser tratada como um portfólio de soluções integradas, e não como um serviço único. O desafio do planejamento está

justamente em garantir a complementaridade entre essas respostas, evitando a sobreposição de custos e maximizando o uso eficiente de cada recurso.

A análise dos diferentes horizontes de tempo revela que as necessidades de flexibilidade não se limitam aos períodos de ponta, mas se manifestam em múltiplas escalas, da resposta rápida de minutos até as variações diárias e sazonais. Cada intervalo de tempo está associado a um tipo distinto de serviço e de tecnologia: enquanto as rampas de uma hora demandam recursos de rápida ativação, as de quatro ou sete horas requerem ativos capazes de sustentar potência por períodos prolongados, como baterias de maior duração, hidrelétricas reversíveis ou até a resposta da demanda.

Essa diferenciação de horizontes reforça que a flexibilidade deve ser tratada como um portfólio de soluções integradas, e não como um serviço único. O desafio do planejamento está justamente em garantir a complementaridade entre essas respostas, evitando a sobreposição de custos e maximizando o uso eficiente de cada recurso.

O próximo gráfico (Figura 8) resume os requisitos do sistema para diferentes passos de tempo em 2029. Esta visão geral é crucial para a compreensão de quais serviços o sistema necessitará e quais tecnologias são mais adequadas para fornecê-los.

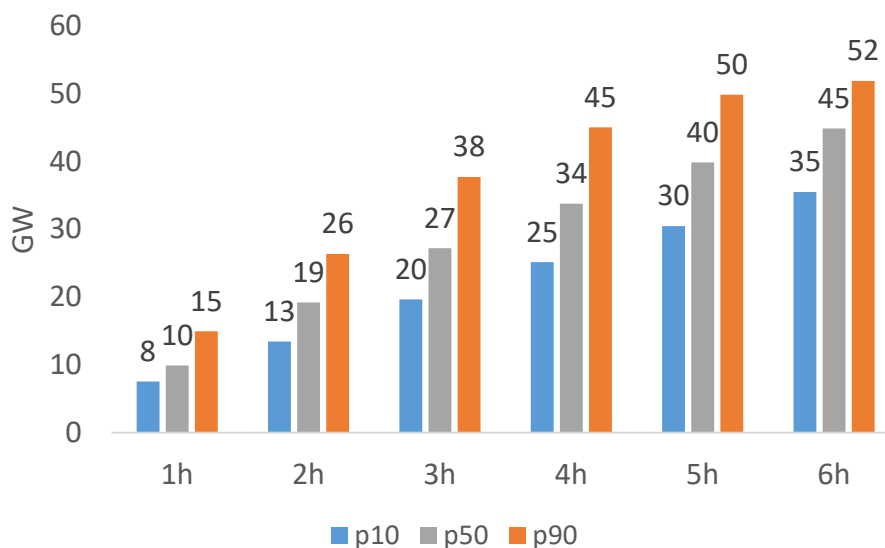


Figura 8 - Requisitos de flexibilidade para diversas janelas temporais em 2029 (considerando o mês mais crítico de 2029, setembro).

A análise dos diferentes horizontes de tempo revela que as necessidades de flexibilidade não se limitam aos períodos de ponta, mas se manifestam em múltiplas escalas, da resposta rápida de minutos até as variações diárias e sazonais. Cada intervalo de tempo está associado a um tipo distinto de serviço e de tecnologia: enquanto as rampas de uma hora demandam recursos de rápida ativação, as de quatro ou sete horas requerem ativos capazes de sustentar potência por períodos prolongados, como baterias de maior duração, hidrelétricas reversíveis ou até a resposta da demanda.

Essa diferenciação de horizontes reforça que a flexibilidade deve ser tratada como um portfólio de soluções integradas, e não como um serviço único. O desafio do planejamento está justamente em garantir a complementaridade entre essas respostas, evitando a sobreposição de custos e maximizando o uso eficiente de cada recurso.

2.1.1.2 *Ponta de carga, critérios de suprimento e garantia de potência*

O cenário de integração de fontes intermitentes intensifica a relevância do atendimento à ponta do sistema, exigindo a pronta mobilização de recursos de geração com capacidade de resposta rápida e alta despachabilidade para evitar o déficit de potência e a consequente violação dos critérios de garantia de suprimento.

Os critérios de garantia de suprimento, definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), requerem uma evolução regulatória e técnica para incorporar, de forma mais precisa, a métrica de *déficit* de potência e o risco associado à escassez de flexibilidade e de recursos de *fast-ramping*. Garantir o suprimento na ponta exige que o planejamento e a expansão do sistema assegurem não apenas a energia total (MWh), mas também a potência firme (MW) necessária em curtos intervalos de tempo, dependendo diretamente da capacidade de se alocar recursos complementares que possam ser acionados em tempo real para equilibrar a balança entre oferta e demanda durante as rampas críticas.

Essa discussão evidencia um ponto central: a garantia de suprimento no Brasil está deixando de ser apenas uma questão de energia (MWh) e passando a ser também uma questão de potência e flexibilidade (MW). Em outras palavras, não basta expandir a capacidade instalada se o sistema não dispuser de recursos capazes de responder rapidamente às variações de demanda e geração. Essa distinção é essencial para orientar as políticas de contratação e os instrumentos de mercado que virão a sustentar o novo paradigma do SIN.

No horizonte da transição energética, a incorporação de mecanismos de capacidade torna-se uma resposta natural à necessidade de remunerar esses atributos, abrindo espaço para que tecnologias como o armazenamento e o gerenciamento da demanda contribuam efetivamente para a segurança elétrica nacional.

2.1.2 Previsão na Lei nº 15.269/2025

A Lei nº 15.269, publicada em 15 de novembro de 2025, é um marco de modernização do setor elétrico brasileiro. Esta lei, entre outros aspectos, estabelece diretrizes para a regulamentação do armazenamento e atualiza a legislação sobre a contratação de serviços para atendimento às necessidades do sistema, colocando a flexibilidade em destaque.

Ao incluir o armazenamento de energia elétrica explicitamente nas atividades da ANEEL de fiscalização e regulação, a lei prevê a prestação de múltiplos serviços pelos sistemas de armazenamento, incluindo de flexibilidade. Além disso, prevê o estabelecimento pela ANEEL de requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia elétrica para a contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição.

Quanto à contratação de serviços para o sistema, é atribuído ao poder concedente a homologação da quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade, na forma de potência ou de flexibilidade, para atendimento às necessidades do sistema elétrico brasileiro. Especificamente para a contratação de reserva de capacidade, também é prevista a possibilidade de estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia para a referida contratação.

Outra forma que a flexibilidade é relacionada no novo marco regulatório é através da inclusão explícita em lei das restrições de rampas de subida e descida das usinas hidrelétricas e termelétricas nos itens que devem ser considerados na operação do SIN. No entanto, essas restrições já são consideradas na operação do sistema pelo ONS, não havendo desdobramentos diretos desta inclusão.

2.2 Importância Estratégica da Reserva de Geração

O serviço de Reserva de Geração, ou Reserva de Potência Operativa, constitui um requisito fundamental para a segurança e a estabilidade do SIN, atuando como um seguro sistêmico contra incertezas e contingências. Se a flexibilidade representa a agilidade do sistema, a Reserva de Geração é o seu colchão de segurança. Trata-se do conjunto de recursos mantidos disponíveis para responder a imprevistos como variações súbitas de carga, falhas em usinas, interrupções de transmissão ou queda na geração renovável. Esse serviço garante que o sistema tenha margem para operar com estabilidade mesmo diante de contingências, funcionando como um seguro operacional.

A transição da matriz elétrica tem tornado esse atributo ainda mais relevante: quanto maior a variabilidade das fontes, maior deve ser o volume e a qualidade da reserva de potência disponível. O planejamento e a contratação dessas reservas tornam-se, portanto, peças centrais da confiabilidade do SIN, exigindo novas formas de valoração e de coordenação entre agentes.

A crescente necessidade de flexibilidade demonstrada nas análises de rampa de 1, 4 e 7 horas implica uma demanda substancialmente maior por Reservas Secundárias (R2) e Terciárias (R3), que exigem maior potência mobilizável e um tempo de resposta compatível com a velocidade das rampas de carga líquida⁴.

A efetividade deste serviço sistêmico, frente à nova matriz, passa a depender cada vez mais da contratação e remuneração de Recursos de Reserva, com características operacionais que atendam à despachabilidade e ao *fast-ramping*⁵. A separação entre o suprimento de energia e o

⁴ O conceito de reserva de geração usualmente é dividido em reserva primária, secundária e terciária. Essa divisão será explicada em mais detalhes na próxima seção, mas simplificada tem relação com a função de cada tipo de reserva e seu tempo de acionamento: do mais rápido (primária) para o mais lento (terciária).

⁵ A regulamentação vigente que abrange a prestação de serviços ancilares (Resolução Normativa nº 1.030/2022) propõe mecanismos de remuneração para o provimento de alguns dos serviços de Reserva (especificamente, Secundária e Terciária). Entretanto, esses mecanismos têm se mostrado ineficientes no incentivo desses recursos essenciais ao sistema. Cabe mencionar que, ao estabelecer condições de flexibilidade operativa aos participantes, o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) se mostra mecanismo relevante para manutenção da estabilidade

suprimento de potência/flexibilidade por meio de mecanismos de mercado e regulatórios torna-se, assim, um caminho inevitável para garantir que as tecnologias mais adequadas sejam incentivadas a prover esses serviços críticos de reserva e de atendimento à ponta.

Os critérios para os Estudos de Reserva de Potência Operativa (RPO) são definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, atualmente no Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.

A necessidade da RPO decorre do requisito de cobrir variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que as compõem, bem como reduções de disponibilidade por defeito nesses equipamentos.

A RPO é calculada com o intuito de garantir que o risco de não atendimento à carga seja minimizado. O risco de não atendimento à carga é considerado como a probabilidade de o sistema apresentar, no período de ponta, uma disponibilidade de geração sincronizada inferior à carga verificada nesse mesmo período.

Os estudos de RPO utilizam um cálculo probabilístico para determinar a reserva global do sistema.

2.2.1 Tratamento e alocação a RPO

A reserva de potência operativa do sistema (RPO sistema), calculada probabilisticamente, é repartida entre as áreas de controle do sistema. A RPO é composta por três parcelas principais:

- R1: reserva de potência para controle primário⁶.
- R2: reserva de potência para controle secundário (subdividida em R2e para elevação e R2r para redução de geração)⁷.
- R3: reserva de potência terciária⁸.

Caso a reserva de potência global do sistema, calculada probabilisticamente, seja inferior ou igual a 5% da carga do sistema, ela será considerada igual a 5% da carga do sistema ($MMprob = 0$) e, conseqüentemente, a reserva terciária (R3) será igual a zero.

operativa através da contratação de disponibilidade de potência. Esse ponto será explorado em mais detalhes ao longo do relatório.

⁶ O Controle Primário de Frequência é realizado automaticamente pelos reguladores de velocidade, e fornecida por térmicas e hidrelétricas de forma mandatária, sem remuneração ou ressarcimento associado, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.030/2022.

⁷ O Controle Secundário de Frequência é fornecido por hidrelétricas em caráter mandatário, ressarcidas por meio de uma receita anual que busca refletir valores históricos de custos com o link de comunicação necessário ao Controle Automático de Geração (CAG), de acordo com a Resolução Normativa nº 1.030/2022.

⁸ Apesar de não haver a prestação desse serviço explicitamente estabelecida em regulamentação da ANEEL, pode-se considerar como uma espécie de controle terciário o despacho termelétrico complementar para manutenção de reserva de potência operativa (DRO), através de ofertas de preço e restrições operativas informadas pelo agente ao ONS. Recebem um pagamento mensal, no valor de, no máximo, 130% do CVU vigente do agente, como estipulado pela de acordo com a Resolução Normativa nº 1.030/2022.

Na prática, essas três camadas de reserva (primária, secundária e terciária) funcionam de maneira coordenada para amortecer as perturbações do sistema. A R1 responde em segundos, estabilizando as oscilações iniciais; a R2 atua em minutos, restaurando a frequência nominal; e a R3 recompõe a capacidade de resposta após eventos mais severos. Essa hierarquia reflete a própria arquitetura de resiliência do SIN: quanto mais diversificada e ágil for a origem dessas reservas, menor o risco de colapso ou de despacho ineficiente.

As seguintes premissas são adotadas para a determinação da RPO no que tange à carga:

1. As cargas globais de cada área são consideradas com uma distribuição normal.
2. O desvio padrão da carga é admitido como igual a 1/3 do erro de previsão de carga, o qual é estimado em 5%.
3. Essa consideração engloba a ponta instantânea dentro da demanda horária integralizada, considerando a ponta com uma duração de 2 horas.
4. A parcela de carga é um componente da reserva da área de controle.

Para a geração renovável interligada ao SIN, o cálculo da RPO considera especificamente a geração eólica, definido os seguintes critérios:

1. Taxa de Desligamento Forçado (TDF): As unidades geradoras eólicas são consideradas com taxa de desligamento forçado nulo, visto o seu porte extremamente reduzido.
2. Variabilidade Eólica: Existe uma parcela na reserva de potência para fazer face à variabilidade da geração eólica.
3. Alocação Regional: Esta parcela é aplicada às áreas de controle nas regiões Nordeste e Sul, sendo alocado 6% da geração eólica prevista para a área de controle da região Nordeste e 15% para a região Sul.

Tabela 1- Alocação da Reserva (R1, R2 e R3) e sua Utilização

Componente	Tipo de Reserva	Alocação e Utilização
R1 (Primária)	Geração em reserva.	Deve ser alocada na própria área de controle, distribuída por unidades com regulador de velocidade desbloqueado e com geração não maximizada. Sua utilização é feita automaticamente pelos reguladores de velocidade.
R2e (Secundária - Elevação)	Reserva girante, obrigatória em unidades sob o Controle Automático de Geração.	Alocada entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Sua utilização é feita automaticamente pelos CAG.
R2r (Secundária - Redução)	Reserva girante, obrigatória em unidades sob o Controle Automático de Geração (CAG).	Alocada entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação. Sua utilização é feita automaticamente pelos CAG.
R3 (Terciária)	Reserva girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG.	Utilizada para complementar a reserva de potência, cobrindo variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras, inclusive por defeitos nos equipamentos.

Portanto, a Reserva de Potência Operativa funciona como um sistema de amortecimento e seguro da rede elétrica. A parcela R1 age como um amortecedor imediato (o controle primário) que absorve pequenas e rápidas oscilações. O R2 age posteriormente (o CAG) para reequilibrar o sistema, mantendo-o estável. Já o R3 atua para recompor a reserva utilizada quando há uma falha grave, cobrindo as grandes incertezas da carga e as indisponibilidades imprevistas de geração.

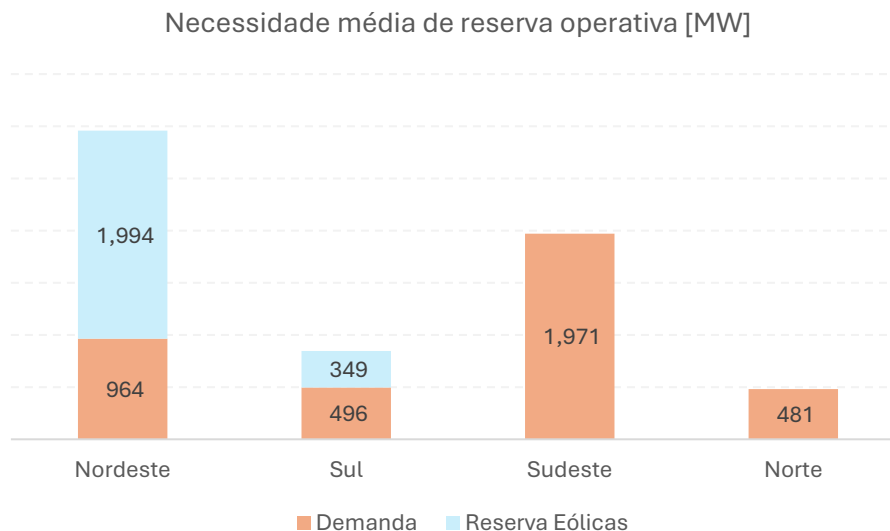


Figura 9 - Necessidade de reserva operativa por motivo para os submercados.

Para 2029, as necessidades de reserva foram calculadas separadamente para dois blocos: a reserva associada à demanda (disponível para todos os submercados) e a reserva associada à geração renovável eólica (atualmente estimada apenas para Nordeste e Sul).

Cabe ressaltar que, apesar da relevância desses recursos, a estrutura atual de contratação e remuneração desses serviços ainda não reflete integralmente seu valor sistêmico. O sistema brasileiro depende majoritariamente das hidrelétricas para prover essas reservas, mas a redução da capacidade de regularização hídrica e o aumento da variabilidade renovável exigem novos agentes e tecnologias para participar dessa função. Nesse contexto, o armazenamento de energia desponta como um recurso especialmente apto para prover reservas de rápida resposta e contribuir para o equilíbrio entre energia e potência.

2.3 Necessidade por Disponibilidade de Potência

Outro serviço importante para o sistema, como mencionado, é a disponibilidade de capacidade de geração para atender a demanda na ponta líquida do sistema. A disponibilidade de potência é, em essência, o serviço que traduz a capacidade real de o sistema atender à demanda no exato momento em que ela ocorre. Diferente da energia, que representa o volume total produzido ao longo do tempo, a potência expressa o “fôlego instantâneo” da rede, ou seja, o quanto ela pode entregar de forma simultânea quando o consumo atinge seu pico. Esse conceito ganha relevância crescente em um cenário de geração mais dispersa e variável, no qual a simultaneidade entre oferta e demanda nem sempre é garantida.

Assim, não basta ter potência instalada: precisa existir recurso primário para a geração no momento exato que o sistema precise. Dessa forma, cada fonte (e cada perfil de produção) contribui de maneira distinta para o atendimento deste serviço. Quanto mais variável for a produção da usina, menos se pode confiar nesta usina para o atendimento a este serviço.

A compreensão da disponibilidade de potência é, portanto, crucial para a segurança elétrica e econômica do país. Sem potência firme suficiente, o sistema depende de acionamento emergencial de termelétricas caras e poluentes, aumentando custos e emissões. A definição adequada desse requisito permite planejar melhor o mix de geração e garantir que os investimentos futuros privilegiem tecnologias capazes de sustentar o atendimento em momentos críticos.

Em uma análise recente, a EPE, na minuta do relatório do PDE 2035, submetida à Consulta Pública nº 214, de 12 de fevereiro de 2026, revela a necessidade de contratação de nova potência no sistema considerando o atendimento aos critérios de suprimento de potência do sistema.

Tais critérios, medem a aversão a risco de falta de potência assumida pelo planejamento e são verificados por meio de simulações do balanço de potência do sistema ao longo de todo o horizonte decenal.

O primeiro critério, baseado na métrica LOLP (*Loss of Load Probability*), estabelece que em até 5% dos cenários hidrológicos simulados é admitido déficit de potência, controlando assim a frequência com que o problema pode ocorrer. O segundo recorre ao CVaR5% da Potência Não Suprida (PNS), indicador estatístico que representa a média dos déficits observados nos 5% de cenários mais críticos, limitando essa magnitude média a 5% da demanda. Em conjunto, os dois critérios se complementam: enquanto a LOLP define com que frequência o déficit pode acontecer, o CVaR define o quão severo ele pode ser quando acontece.

Para a verificação desses critérios, a EPE realizou simulações com base em um conjunto de premissas estruturantes. No lado da demanda, foram utilizadas as projeções de carga líquida horária do cenário de referência do PDE 2035, que incorpora o crescimento econômico esperado, a evolução da micro e minigeração distribuída (MMGD) e a eletrificação de novos usos, como a mobilidade elétrica. Para fins de sensibilidade, foram elaborados também cenários inferior e superior de demanda, associados a diferentes trajetórias de crescimento econômico.

No lado da oferta, foram considerados os empreendimentos com contratos regulados vigentes, as usinas já comprometidas com datas de entrada em operação e a expansão indicativa do plano, incluindo fontes renováveis, armazenamento e termelétricas. As simulações contemplaram ainda as restrições operativas das usinas hidrelétricas e foram conduzidas com base em um amplo conjunto de cenários hidrológicos, refletindo a variabilidade natural das aflúências ao parque gerador brasileiro, elemento central de incerteza em um sistema predominantemente hídrico como o SIN.

Seguindo tal análise, a EPE chegou aos resultados apresentados no gráfico abaixo, onde o eixo vertical reflete o montante de potência adicional necessário para atendimento aos critérios e o eixo horizontal a evolução temporal deste atendimento no horizonte de estudo.

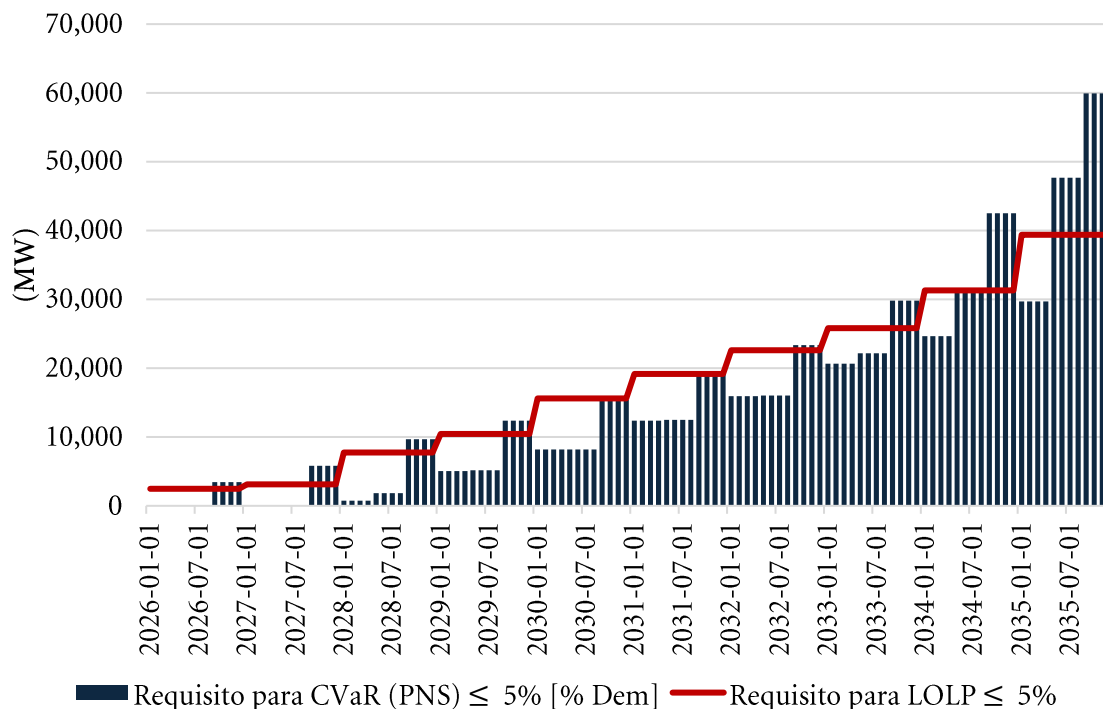


Figura 10 Requisitos de potência calculados através das métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5% da demanda, em base quadrimestral, e LOLP ≤ 5%, em base anual, para o horizonte 2026-2035. Fonte: adaptado de EPE, minuta do relatório do PDE 2035 (Consulta Pública nº 214/2026).

Apesar de existir o critério de suprimento para a verificação da adequabilidade do sistema no atendimento de ponta, não existe uma metodologia única e oficial para a verificação da contribuição individual.

Em uma segunda análise, a PSR, alternativamente, buscou avaliar a necessidade de potência do sistema no ano de 2029, a partir de uma visão conservadora da expansão do sistema em que as usinas térmicas existentes são recontratadas junto a 2 GWs de térmicas novas e uma premissa de crescimento da MMGD e das renováveis centralizadas já outorgadas. Para determinação da contribuição individual, nesse caso, foi utilizada a seguinte abordagem:

- (i) Para as usinas renováveis: contribuição histórica nas 100 horas de maior criticidade;
- (ii) Para as usinas térmicas: potência disponível;
- (iii) Para as usinas hidrelétricas fio d'água: é utilizado um valor médio único obtido a partir da metodologia empregada para o cálculo do fator de disponibilidade de capacidade calculado conforme metodologia da EPE para o LRCAP 2026;
- (iv) Para as usinas hidrelétricas com reservatórios: é utilizado um valor médio único obtido a partir da metodologia empregada para o cálculo do fator de disponibilidade de capacidade calculado conforme metodologia da EPE para o LRCAP 2026.

Assim, para cada usina ou tipo de usina tem-se um fator de contribuição. Somando essas contribuições tem-se a contribuição total do sistema de geração. Se essa contribuição for maior que a demanda máxima do sistema, o sistema estaria atendido. Entretanto, dada a incerteza na projeção da demanda e a possível falha de algum equipamento, uma sobra é recomendada. Para o ano de 2029, essa sobra é de 2%. Um valor baixo para as incertezas do mercado brasileiro.

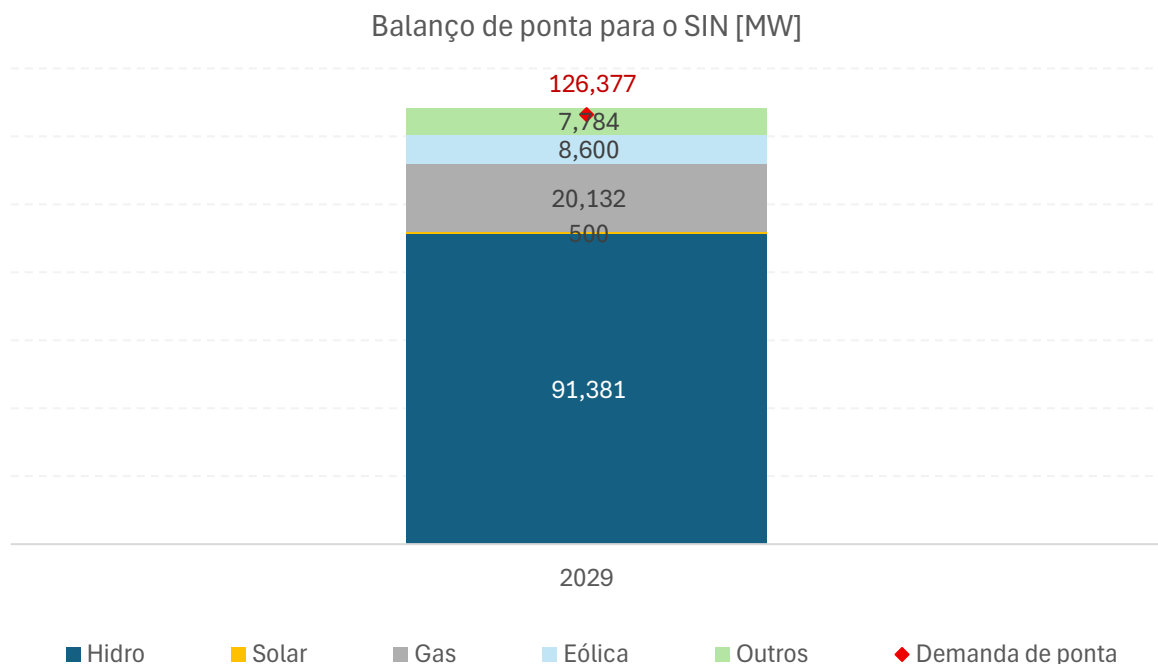


Figura 11 - Balanço de ponta para o SIN em 2029

Os resultados obtidos reforçam que, mesmo em cenários de expansão significativa de energia renovável, a adequação de potência permanece um desafio estrutural para o SIN. A pequena margem de sobra (2%) estimada para 2029 evidencia um quadro de estreitamento entre oferta e demanda de potência firme, sugerindo a necessidade de novos instrumentos de contratação que valorizem explicitamente a capacidade disponível.

Esse diagnóstico corrobora a criação de mecanismos específicos de suprimento de potência e destaca o potencial estratégico das baterias e outras formas de armazenamento, capazes de atuar tanto como reserva operativa quanto como fonte de potência firme no atendimento às rampas e aos picos de carga.

3 APLICAÇÕES DAS BATERIAS

As transformações estruturais em curso no SEB têm ampliado a necessidade de soluções capazes de garantir flexibilidade, estabilidade e segurança de suprimento em um contexto de crescente participação de fontes renováveis variáveis. Como apresentada na análise do capítulo anterior, esse desafio permeia presente e futuro do setor, demandando provimento de uma série de atributos essenciais. Diante dessa constatação, torna-se fundamental atender a essas necessidades de forma eficaz e economicamente viável.

As baterias, ao reunirem características de rápida resposta, modularidade e capacidade de atuação tanto na geração quanto na transmissão e no consumo, configuram-se como ativos multifuncionais capazes de prestar simultaneamente diversos serviços ao sistema. Assim, mais do que uma alternativa tecnológica, o armazenamento emerge como um instrumento

estratégico para garantir segurança operativa, otimizar o uso da infraestrutura existente e viabilizar a transição energética em bases sustentáveis.

Apesar de ainda inexistir um arcabouço regulatório plenamente consolidado para os SAEs no Brasil, essas tecnologias despontam como elementos-chave na modernização do sistema. A evolução estrutural do setor, marcada pela crescente participação de fontes renováveis intermitentes, pelo aumento da complexidade do consumo e pela busca por maior flexibilidade e segurança, evidencia o papel estratégico do armazenamento na operação e no planejamento de médio e longo prazos.

Os sistemas de armazenamento, em especial as baterias, oferecem um conjunto diversificado de funcionalidades como prestadores de:

- **Serviços Ancilares**, como autorrestabelecimento, controle de tensão, controle de frequência e energia de reserva;
- **Serviços de Flexibilidade**, como arbitragem de preços, deslocamento de energia e alívio de congestionamento, além de suporte a absorção da variabilidade de geração renovável; e
- **Serviços de Adequação ao Sistema e Apoio ao Planejamento**, como atendimento a capacidade de pico, possibilitar acesso à energia elétrica pela primeira vez, aumento da qualidade da energia, e adiar reforços na rede de transmissão e distribuição através do fornecimento de suporte.

De maneira geral, essas configurações podem ser segregadas em duas arquiteturas principais: como recurso centralizado ou como recurso distribuído, como indicados na Figura 12. Em ambas as configurações, esses sistemas fornecem uma gama de serviços e atributos, aumentando resiliência e otimização da utilização de ativos.



Figura 12 - Arquitetura de Aplicação de Baterias

3.1 Bateria como recurso centralizado

Como recurso centralizado, as baterias podem ser incorporadas de forma integrada à infraestrutura elétrica, desempenhando funções tanto como elemento de geração quanto no reforço da rede de transmissão. Sua operação considera alta capacidade de resposta e controle independente e preciso de potência ativa e reativa, viabilizados pela eletrônica de potência moderna. Essa característica permite não apenas a estabilização da operação em regime dinâmico, mas também a otimização do despacho e a redução de custos sistêmicos.

Nesse contexto, a vantagem de integrar sistemas de armazenamento em arranjo centralizado consiste na possibilidade de gerenciar e otimizar o sistema de forma integrada, promovendo

maior eficiência técnica e econômica. Essa configuração permite consolidação do controle de múltiplos recursos fornecidos pelas baterias, reduzindo influências de coordenação e ampliando previsibilidade. Ao atuar de forma centralizada, o armazenamento contribui diretamente para a estabilidade do sistema, atuando como recurso complementar a outros operados.

Dessa forma, as baterias deixam de ser meros elementos de compensação pontual e passam a constituir ativos estratégicos do planejamento e da operação elétrica, capazes de aumentar a resiliência sistêmica, otimizar o uso da infraestrutura existente e suportar a integração de uma matriz cada vez mais limpa e diversificada.

3.1.1 Bateria como Ativo de Geração

Como ativo de geração, os SAEs são capazes de fornecer diversos atributos, como atendimento a capacidade firme de potência, demandada nos horários de pico de consumo no dia. Essa capacidade se dá pela habilidade de carregar em períodos de baixa demanda e se manter preparado para injetar energia quando demandado – sem que haja dependência de fatores climáticos ou longos tempos de resposta.

Dada dessa característica, em especial as baterias, que possuem respostas particularmente rápidas para SAEs, são capazes de realizar arbitragem de preços e deslocamento de energia. Isto é, beneficiam-se de sua flexibilidade operativa para capturar diferenciais de preço e influenciar a curva de carga do sistema. Quando acoplados a fontes de geração intermitentes, as baterias permitem que o gerador potencialize seus ganhos por meio dessa arbitragem de preços, absorvendo a volatilidade da geração.

Essa capacidade reside na sua funcionalidade de balancear o fluxo de energia renovável. Elas injetam energia quando a geração renovável cai (ou os preços sobem) e absorvem energia quando a produção supera a carga (ou os preços caem). Este mecanismo aumenta a estabilidade do sistema e aprimora a flexibilidade operacional, facilitando o equilíbrio entre o suprimento e o consumo de eletricidade.

Adicionalmente, as baterias são particularmente adequadas para o fornecimento de serviços ancilares ao sistema. Devido à incorporação de eletrônica de potência avançada, é possível um controle instantâneo da célula eletrolítica e seu acoplamento à rede. Graças a esta tecnologia de resposta rápida e à sua capacidade de armazenamento, as baterias podem oferecer um leque de serviços essenciais como regulação de frequência, suporte de tensão e serviços de inércia, assim como serviços de autorrestabelecimento.

Box II – Bateria como ativo de geração no Brasil

A discussão sobre o enquadramento regulatório do armazenamento de energia no Brasil vem avançando desde a inclusão do tema na Agenda Regulatória da ANEEL, que desenvolveu um *Roadmap* Regulatório para Sistemas de Armazenamento. A consolidação do primeiro ciclo deste *roadmap* se dá no escopo da Consulta Pública nº 39/2023, cujo objetivo é aprimorar o marco regulatório sobre o tema. A CP recebeu contribuições ao longo de duas fases e ainda não resultou na publicação de definições. Entretanto, as discussões ocorridas em seu escopo

são de grande relevância para o entendimento do contexto dos sistemas de armazenamento no Brasil.

A ANEEL sinalizou que, em um primeiro momento, o armazenamento deve ser tratado como ativo de geração, enquadrado sob a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), pela similaridade funcional com outras centrais geradoras, de forma autônoma ou colocalizada a centrais geradoras. O encaminhamento da ANEEL simplifica a tratativa desses ativos, sem que haja necessidade de criação de um novo tipo de agente através de um marco legislativo específico, mas, com a publicação Lei nº 15.229/2025, que reconhece a atividade de armazenamento, a proposta da Agência foi modificada para abarcar a outorga específica para sistemas de armazenamento.

No entanto, cabe observar que o regulador reconhece que não há impedimento normativo para que as baterias também possam atuar como ativos de distribuição ou transmissão, a exemplo de projetos já autorizados. Como ativo de geração, porém, cabe destacar quais serviços as baterias poderiam contribuir com, e como poderiam ser remuneradas diante de mecanismos de compensação existentes e em discussão.

Outro aspecto relevante no escopo da Consulta Pública nº 39/2023 é a possibilidade de otimização do uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Para sistemas de armazenamento colocalizados a centrais geradoras, será possível a contratação de montante até 30% menor que a capacidade da usina, em contraponto com a regra atual que estabelece a contratação da capacidade total, descontada a carga própria da usina.

No Brasil, a necessidade de contratação de reserva de capacidade, evidenciada pela criação do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) em 2021, ressalta o impacto das transformações na matriz elétrica na operação do sistema. Nesse contexto, a sinalização de que a segurança de fornecimento justificou a criação de mecanismo adicional para assegurar potência firme no sistema indica a necessidade por tecnologias capazes de prover tais atributos.

Em 2024, o MME iniciou discussões sobre a criação de um LRCAP específico para sistemas de armazenamento, através da abertura da CP MME nº 176/2024. Esse mecanismo configura uma das principais oportunidades mapeadas para baterias no Brasil, ainda que, até o momento, não tenham sido publicadas diretrizes definitivas. A continuidade das discussões sobre o tema se dá no escopo da CP MME nº 202/2025, que prevê a realização do leilão em abril de 2026.

De acordo com a minuta de portaria, o início do suprimento é indicado como agosto de 2028, com contratos de 10 anos. Projetos elegíveis deverão possuir potência mínima de 30 MW, duração de descarga garantida de 4 horas diárias e capacidade total de recarga em até 6 horas. O despacho será centralizado pelo ONS, cabendo ao agente o risco operacional do equipamento. O leilão também permitirá compartilhamento de infraestrutura de acesso restrito, viabilizando tanto projetos *stand-alone* quanto colocalizados com outras fontes.

Do ponto de vista regulatório, o certame introduz ainda um bônus locacional ($\beta = 0,9$) para projetos instalados em áreas estratégicas indicadas pela EPE e ONS, além de exigir eficiência

mínima de 85% e funcionalidade *grid-forming*⁹. As tarifas de uso da rede e demais parâmetros de contabilização serão definidos posteriormente pela ANEEL.

Ainda que não haja publicação de diretrizes, a perspectiva de realização do leilão ainda é a principal oportunidade para contratação de baterias *utility-scale* como ativo de geração no país, indicando a possibilidade de receita fixa associada ao fornecimento de capacidade ao sistema¹⁰.

Por outro lado, remunerações associadas a arbitragem de preços e fornecimento de serviços ancilares ainda são incipientes no mercado de energia. A baixa volatilidade dos preços intradiários está associada a formulação de preços zonais, estabelecimento de limites de teto e piso e simplificações nos modelos. Nesse contexto, esta remuneração se torna pouco atrativa para incentivar o desenvolvimento de baterias no país atualmente.

De forma semelhante, a remuneração por serviços ancilares ainda é insuficiente para compensar adequadamente os agentes que os prestam – em sua maioria, usinas hidrelétricas com reservatórios. Dessa forma, compensações associadas a serviços de autorrestabelecimento, suporte de reativos, controle de frequência, entre outros ainda são insuficientes para justificar investimentos nessa nova tecnologia.

Além disso, cabe destacar o papel potencial das baterias na redução do *curtailment*, fenômeno que se torna cada vez mais frequente com a expansão da geração solar e eólica no país. Os sinais de preço no mercado brasileiro são ineficientes em sinalizar as condições de mercado de forma adequada, resultando em cortes necessários em períodos de alta disponibilidade renovável. Embora as baterias provavelmente não sejam viabilizadas com o único propósito de mitigar o *curtailment*, naquilo que não há sinal econômico adequado, sua implantação tende a reduzir o problema ao permitir o deslocamento temporal da geração excedente.

3.1.2 Bateria como Ativo de Transmissão

Para além das funções de um ativo de geração, as baterias podem atuar diretamente como ativos de rede, oferecendo suporte à operação e à expansão da infraestrutura de transmissão. Como ativo de transmissão, a bateria tem o potencial de desempenhar um papel crucial no alívio de congestionamentos, aumentando a capacidade efetiva de linhas existentes. Adicionalmente, a tecnologia fornece suporte à estabilidade transitória e dinâmica, mitigando oscilações de tensão e frequência pós-distúrbio, e permite melhorias no uso da rede, mitigando perdas.

⁹ Grid-forming e grid-following são duas filosofias distintas de controle de inversores, que determinam como o mesmo interage com a rede elétrica em termos de tensão, frequência e potência. No caso do grid-forming, o inversor *forma* a rede – ou seja, ele estabelece a tensão e a frequência localmente, funcionando como uma fonte de tensão controlada, que pode operar de forma autônoma ou coordenada com outras fontes. No caso do grid-following, o inversor *segue* o sinal da rede elétrica existente. Ele não cria tensão nem frequência; apenas injeta corrente sincronizada com a tensão da rede. Assim, depende de uma referência externa (tensão/frequência), geralmente provida por máquinas síncronas ou mesmo inversores grid-forming.

¹⁰ A recente Lei nº 15.269, de 24 novembro de 2025, prevê a contratação de sistemas de armazenamento através de Leilões de Reserva de Capacidade (situação em que a tecnologia é equiparada a um ativo de geração).

As baterias se mostram, portanto, como tecnologia potencialmente importante no adiamento de reforços estruturais, ao possibilitar a postergação de novas linhas ou subestações, o que se traduz em ganhos de eficiência econômica e ambiental.

Essas funções são particularmente valiosas em regiões onde a expansão de rede é onerosa ou ambientalmente sensível. Nesses contextos, as baterias funcionam como ativos flexíveis de infraestrutura, otimizando o uso do sistema existente.

Box III – Bateria como ativo de transmissão no Brasil

As discussões referentes ao enquadramento das baterias como ativos de rede no arcabouço regulatório brasileiro ainda são incipientes. No âmbito do *roadmap* regulatório estabelecido pela ANEEL, o tratamento das baterias como ativos de transmissão e distribuição deverá ser abordado no próximo ciclo de desenvolvimento. Não obstante, já há a possibilidade de aplicação na prática dessa tecnologia em funções associadas a rede, mesmo que ainda de forma pontual e sob caráter experimental ou excepcional. Além disso, é importante pontuar que a Lei nº 15.269/2025 prevê a atividade de armazenamento autônoma ou integrada à outorga de outros agentes (inclusive de transmissão) e que se os estudos de planejamento assim apontarem, os sistemas de armazenamento devem ser licitados como ativo da Rede Básica (situação em que a tecnologia é equiparada a um ativo de transmissão).

Atualmente, há registro de um único empreendimento de bateria em operação no sistema de transmissão: o projeto da ISA CTEEP na Subestação de Registro, em São Paulo, que implementou uma bateria com 30 MW de potência. O empreendimento foi pioneiro no país e teve como objetivo mitigar restrições operativas e aumentar a confiabilidade local do suprimento.

Cabe destacar, contudo, que este caso possui caráter específico. A solução por armazenamento em detrimento da expansão convencional da linha de transmissão na localidade foi selecionada em virtude de condições ambientais restritivas. Nesse contexto, a bateria se apresentou como alternativa técnica e economicamente adequada para solucionar um problema pontual de capacidade, atendendo simultaneamente a requisitos de desempenho e mitigação de impacto ambiental.

Ainda que o armazenamento já figure como elemento considerado nos estudos do plano Decenal de Expansão (PDE) elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sua integração carece de aprimoramentos. Em especial, destaca-se a necessidade de implementação de metodologias de quantificação que permitam considerar os múltiplos benefícios proporcionados pelos sistemas de baterias, em especial para sua implementação como ativo de transmissão. A valoração limitada a comparação direta de custos de capital (CAPEX) entre alternativas de investimento para atender a um requisito de rede desconsidera os benefícios adicionais possibilitados pelas baterias.

3.2 Bateria como Recurso Distribuído

Quando configuradas como recursos distribuídos, as baterias passam a integrar o nível mais dinâmico do sistema elétrico, atuando na interface direta da rede de distribuição com o consumidor final. Essa configuração descentralizada transforma a relação tradicional de consumo, permitindo que unidades consumidoras (residenciais, comerciais, industriais e outros tipos de empreendimentos) e comunidades locais assumam um papel ativo na gestão energética. Ao aproximar a capacidade de armazenamento da carga, cria-se um novo vetor de flexibilidade sistêmica, capaz de responder de forma rápida, apesar de localizada, às variações de geração e demanda.

Do ponto de vista técnico, o armazenamento distribuído amplia a inteligência e a adaptabilidade da rede elétrica, promovendo respostas granulares às condições operativas e reduzindo a necessidade de intervenções centralizadas. Essa proximidade entre recurso e carga favorece a otimização do consumo, o alívio de restrições locais e o suporte à estabilidade de tensão e frequência, quando implementadas em pontos críticos do sistema.

Além de seus benefícios técnicos, a difusão de sistemas de armazenamento distribuído impulsiona transformações estruturais no setor elétrico. A incorporação de baterias no nível do consumidor final cria condições para novos modelos de negócio – como microrredes, agregadores de recursos energéticos e programas de resposta à demanda.

Dessa forma, as baterias como recurso distribuído são componente importante da modernização do sistema elétrico. Suas aplicações se concentram principalmente em três eixos: o armazenamento como ativo de distribuição, atuando na otimização da rede de distribuição; o armazenamento no consumo (*Behind-the-Meter*, ou BTM), voltado à otimização da gestão energética de unidades consumidoras; e o armazenamento em sistemas isolados, fundamental para ampliar o acesso à energia limpa e confiável em regiões remotas.

3.2.1 Bateria como Ativo de Distribuição

Como ativo de distribuição, as aplicações das baterias concentram-se na melhoria de qualidade e continuidade de fornecimento, através do fornecimento de serviços de regulação de tensão e controle de potência reativa, por exemplo. Adicionalmente, as baterias podem mitigar impactos de inversores fotovoltaicos e reversões abruptas de fluxo, apoiando a integração de geração distribuída – ponto crescente no Brasil.

Assim, operada como parte da rede de distribuição, essa tecnologia tem como potencial apoiar resiliência da rede, acelerando a recuperação rápida do sistema pós falha através de serviços de autorrestabelecimento e fornecendo maior gerenciamento de demanda e carregamento de transformadores. A redução de perdas e aumento da vida útil dos equipamentos de rede são outros benefícios associados ao uso das baterias.

Box IV – Bateria como ativo de distribuição no Brasil

No segmento de distribuição, apesar de ser possível observar experiências mais numerosas, ainda são predominantemente de caráter experimental. Diversas distribuidoras têm conduzido projetos de P&D contemplando aplicações de armazenamento. Os objetivos incluem o aumento da resiliência à integração de geração distribuída. Esses projetos têm sido fundamentais para a avaliação técnico-econômica da tecnologia e para a identificação de modelos de negócio adequados ao contexto brasileiro.

Uma das principais questões a ser endereçada para a expansão do uso das baterias no nível de distribuição reside no tratamento regulatório da incorporação desses ativos na Base de Remuneração Regulatória das concessionárias. Em especial, o tratamento da vida útil dos ativos ainda é insuficiente para o incentivo a adoção da tecnologia. Sem diretrizes claras, torna-se complexo o enquadramento contábil desses ativos, bem como a precificação dos benefícios de flexibilidade, confiabilidade e qualidade de energia que eles proporcionam.

O avanço na formulação de mecanismos regulatórios específicos será determinante para permitir a incorporação efetiva das baterias como ativos de rede, tanto na transmissão quanto na distribuição, reconhecendo-se plenamente seus atributos técnicos e econômicos.

3.2.2 Bateria no Consumo (*Behind-the-Meter*)

No segmento de consumo, os sistemas de armazenamento de energia têm se consolidado como instrumentos estratégicos para a gestão de demanda, otimização de custos e aumento da resiliência. Instaladas após o ponto de medição da unidade consumidora, ou *Behind-the-Meter* (BTM), as baterias permitem o controle direto sobre o fluxo de energia, viabilizando uso mais eficiente da geração local, o deslocamento de consumo em função de sinais tarifários e a manutenção de suprimento durante contingências.

A relevância dessas aplicações tem se ampliado com a crescente penetração de fontes renováveis distribuídas, fenômeno que vem sendo percebido em diferentes mercados ao redor do mundo. Sob a ótica econômica, o armazenamento BTM possibilita arbitragem temporal de energia, permitindo que consumidores armazenem eletricidade em períodos de menor tarifa e a utilizem nos horários de ponta, quando o custo de fornecimento é mais elevado. Essa funcionalidade contribui para a redução de despesas energéticas e a atenuação de picos de demanda, favorecendo o gerenciamento de carga e o equilíbrio do sistema.

Além do benefício econômico, as baterias conferem maior confiabilidade e continuidade de serviço em segmentos sensíveis a interrupções, como setor hospitalar, de tecnologia da informação e comércio de grande porte, assim como indústrias sensíveis a variações de tensão. Nessas aplicações, o armazenamento atua como sistema de backup dinâmico, assegurando a alimentação ininterrupta de cargas críticas e reduzindo a dependência de geradores diesel. Essa substituição parcial ou total de sistemas térmicos de emergência pode ser vantajosa sob os aspectos ambiental, operacional e acústico.

Esses fatores reforçam o papel das baterias no consumo como vetores de eficiência, flexibilidade e resiliência, complementando a geração distribuída, possibilitando redução de picos de consumo e atuando como backup em setores sensíveis a variabilidade de fornecimento.

Box V – Bateria no consumo no Brasil

No contexto brasileiro, as aplicações de armazenamento BTM vêm avançando de forma gradual, concentrando-se em segmentos específicos e contextos econômicos favoráveis. Em estados onde as estruturas tarifárias apresentam maior variação horária de preços (como Pará, Tocantins, Maranhão e Bahia), as baterias começam a se consolidar como instrumentos de gestão de consumo e redução de custos, ainda que a viabilidade econômica dependa fortemente da diferença entre tarifas dentro e fora de ponta. Nessas situações, a comparação com sistemas convencionais de backup a diesel nem sempre é favorável, em função do investimento inicial mais elevado das baterias.

Por outro lado, as aplicações voltadas a cargas críticas (hospitais, data centers, centros logísticos e empreendimentos comerciais de alta densidade, como shoppings) têm apresentado ganhos operacionais e de confiabilidade que potencialmente justificam o uso da tecnologia. A capacidade das baterias de fornecer energia instantaneamente em casos de falhas na rede, mantendo a estabilidade do fornecimento e evitando prejuízos operacionais, tem sido fator determinante para sua adoção em projetos corporativos e industriais de missão crítica.

Outro segmento em que o armazenamento vem ganhando relevância é o agronegócio. Em áreas remotas ou com infraestrutura elétrica precária, soluções híbridas solar + bateria têm se mostrado mais eficientes e sustentáveis do que o uso de geradores a diesel ou extensões/reforços na rede, reduzindo custos operacionais e mitigando impactos ambientais. Essas soluções se mostram relevantes considerando a pluralidade de equipamentos agrários com altas demandas de carga – como bombas d’água, mecanismos de pivô e frigoríficos, entre outros.

Cabe destacar, contudo, que o sistema de compensação de energia elétrica atualmente vigente no Brasil (*net metering*) constitui um importante desincentivo à adoção de baterias associadas à geração distribuída. Ao permitir que a energia excedente gerada por sistemas fotovoltaicos seja injetada na rede e posteriormente compensada como crédito (sem necessidade de armazenamento local), o modelo cria uma “bateria virtual” cuja equivalência econômica torna desnecessário o investimento em sistemas físicos de armazenamento. Dessa forma, enquanto persistirem as condições atuais do mecanismo de compensação, a adoção de baterias BTM tende a se restringir a nichos específicos, nos quais a resiliência, a confiabilidade ou restrições de infraestrutura se sobreponham à simples otimização econômica.

O desenvolvimento de novos modelos tarifários e regulatórios, que reconheçam o valor da flexibilidade e dos serviços sistêmicos prestados pelo armazenamento, será fundamental para ampliar o papel das baterias no segmento de consumo e consolidar sua contribuição para a modernização do sistema elétrico brasileiro. Uma forma de atingir esse objetivo no lado do

consumidor seria através do aperfeiçoamento dos programas de resposta da demanda, por exemplo, que já apresentaram evoluções nos últimos anos no Brasil.

3.2.3 Bateria em Sistemas Isolados

Os sistemas elétricos isolados, isto é, aqueles que não estão interligados a uma rede de maior escala, enfrentam desafios particulares no que diz respeito à resiliência, confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia. A ausência de conexões de apoio a outras redes implica que tais sistemas devem operar como ilhas completas: qualquer falha ou instabilidade precisa ser absorvida localmente.

Nesse contexto, as tecnologias de armazenamento, em especial os sistemas de baterias eletroquímicas, ganham relevância estratégica. Elas proporcionam flexibilidade operacional, capacidade de atuação rápida em eventos extremos e contribuem para a melhoria da qualidade do fornecimento, muitas vezes viabilizando também o acesso inicial à eletricidade em regiões remotas.

Em um sistema isolado, o armazenamento atua como um buffer indispensável, habilitando a captação de recursos renováveis variáveis, o amortecimento de variações abruptas de carga ou geração, a garantia da continuidade de fornecimento e a redução de custos associados à dependência exclusiva do diesel.

Dessa forma, em locais onde a interconexão não é técnica ou economicamente viável, as baterias emergem como componente chave para assegurar confiabilidade do abastecimento. Com isso, comunidades em regiões remotas são capazes de desfrutar de energia ininterrupta, o que tem repercussões expressivas na qualidade de vida, elevando acesso a saúde, educação e desenvolvimento de atividades econômicas.

Box VI – Bateria em Sistemas Isolados no Brasil

O Brasil apresenta elevado grau de interconectividade, com mais de 99% da carga nacional atendida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), sob coordenação do Operador Nacional do Sistema (ONS). As áreas não integradas ao SIN, denominadas Sistemas Isolados (SISOL), estão distribuídas em 175 sistemas, concentrados na região Norte. Essas localidades atendem a uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes e apresentam carga total próxima de 4 mil GWh, segundo dados do PASI¹¹.

¹¹ Para automatizar e agilizar os processos de coleta, análise e divulgação dos dados de planejamento, a EPE desenvolveu o Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados (PASI), uma plataforma para centralizar dados de mercado, geográficos e econômicos de todos os SISOL (<https://pasi.epe.gov.br/PainelInterativo>)

O suprimento de energia nesses sistemas é predominantemente térmico, baseado em óleo diesel, o que resulta em custos elevados com consumo de combustível. Com isso, os custos de geração de eletricidade nesses sistemas, cuja média atual é de 1.666 R\$/MWh, é significativamente mais alto do que a média do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), equivalente a 260 R\$/MWh.

O custo médio de geração nesses sistemas é significativamente superior ao custo médio do sistema interligado, mas onera os consumidores interconectados. Isso se dá, pois, esse diferencial de custo é socializado entre todos os consumidores do país por meio de encargo específico destinado a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), mecanismo que custeia a diferença entre o custo efetivo de geração local e o valor de referência nacional. Essa estrutura evidencia a urgência de alternativas que reduzam o custo de suprimento e a dependência de combustíveis fósseis, como a introdução de fontes renováveis associadas ao armazenamento de energia.

Considerando a variabilidade das fontes renováveis e a ausência de redes de apoio capazes de prover suprimento em situações de falha ou baixa geração, as tecnologias de armazenamento assumem papel central nesses contextos. As baterias viabilizam a integração de energia solar, asseguram a estabilidade de frequência e tensão e permitem operação contínua durante períodos de baixa produção renovável, reduzindo a necessidade de geração térmica complementar e o consumo de combustível fóssil.

Nesse sentido, as baterias vêm sendo incorporadas em diferentes modalidades de soluções voltadas ao atendimento dos sistemas isolados, destacando-se:

- **Hibridização de sistemas existentes:** A Resolução nº 1.016/2022 da ANEEL permite que usinas vencedoras de leilões para atendimento nos sistemas isolados sejam hibridizadas através da adição de geração renovável e/ou armazenamento, incentivado pelo benefício de redução de custos com consumo de diesel¹². Adicionalmente, outro mecanismo relevante no incentivo a hibridização desses sistemas diz respeito ao edital conduzido pelo Comitê Gestor do Pró-Amazônia Legal (CGPAL), que destina recursos da privatização da Eletrobras para projetos que reduzam os dispêndios com a CCC. Na chamada realizada em 2024, concluída em 2025, 7 dos 14 projetos vencedores referem-se a propostas de inserção de geração solar e armazenamento em sistemas existentes, ancorando mais de R\$ 450 milhões de financiamento (dentre os R\$ 510 milhões em aportes liberados).
- **Leilões de suprimento para sistemas isolados:** Desde 2017 (Decreto nº 9.047/2017), a demanda dos sistemas isolados deve ser contratada por meio de leilões regulados, em que lotes determinam áreas a serem supridas. As soluções devem atender às necessidades de energia e potência das localidades. Em 2025, houve realização de novo Leilão de Suprimento de Sistemas Isolados com a introdução de mecanismos

¹² Usinas com contratos com período restante igual ou inferior a 5 anos podem absorver integralmente esse benefício. Para usinas cujos contratos ainda têm mais de 5 anos de duração, esse benefício deve ser compartilhado com o consumidor através de ajuste no preço do contrato.

de incentivo à renovabilidade, como valoração das emissões evitadas e exigência de participação mínima de geração renovável. O certame resultou na contratação de empreendimentos híbridos (diesel + solar + bateria) para atendimento de localidades no Acre e em Rondônia¹³. Essa iniciativa reforça o papel das baterias como elemento central na substituição progressiva do diesel por fontes limpas.

- **Universalização do acesso à energia:** No contexto de universalização do acesso à energia, o Programa Luz para Todos (LpT) constitui a principal política pública voltada à expansão do atendimento elétrico em áreas rurais e remotas. Criado em 2003, por meio do Decreto nº 4.873/2003, o programa tinha por meta inicial levar eletricidade a domicílios sem serviço. Em 20 anos de programa, completos em 2023, mais de 3,6 milhões de domicílios foram atendidos, beneficiando cerca de 17,2 milhões de pessoas. Na nova etapa do programa (via Decreto nº 11.628/2023), as prioridades do programa passam a incluir regiões remotas na Amazônia Legal, como foco em fontes renováveis, uso sustentável e continuidade do serviço. Nesse contexto, a implementação de geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica associada a baterias é o principal mecanismo¹⁴ utilizado para áreas de difícil acesso.

¹³ A solução ganhadora do Lote I (Amazonas) une 14 MW de diesel, 6,2 MW de solar e 0,6 MW de armazenamento, com 23% de renovabilidade a R\$ 2.730/MWh. A solução ganhadora do Lote III (Pará) une 11,2 MW de diesel, 18,9 MW de solar e 30 MW de armazenamento, com 80% de renovabilidade a R\$ 1.593/MWh. O Lote II (Amazonas) foi retirado do certame devido a incertezas nas tarifas de transporte de gás.

¹⁴ O Luz para Todos define o estabelecimento de soluções considerando dois mecanismos. O primeiro diz respeito ao SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica a partir de Fonte Intermitente), solução destinada a uma única unidade consumidora, onde o uso de baterias é obrigatório para geração de autonomia. O segundo diz respeito ao MIGDI (Sistema de Microgeração e Distribuição Isolado), solução que atende múltiplas unidades consumidoras por meio de microrrede, combinando fontes renováveis com geração a diesel ou armazenamento em baterias.

4 ENGAJAMENTO COM STAKEHOLDERS

O esforço de realização de entrevistas com agentes do setor de energia constitui uma etapa central deste trabalho. Mais do que uma simples coleta de informações, essa atividade buscou compreender, de forma direta e contextualizada, as reais necessidades, percepções e expectativas dos diferentes atores que vivenciam cotidianamente os desafios e oportunidades da inserção dos sistemas de armazenamento de energia, e mais especificamente das baterias, no Brasil.

Esse diálogo com o mercado permitiu à equipe de consultoria aprofundar o entendimento sobre aspectos que, embora conhecidos conceitualmente, só se revelam plenamente quando observados a partir da experiência prática dos agentes – sejam eles investidores, reguladores, operadores, formadores de políticas públicas ou representantes da sociedade civil.

Com o intuito de capturar a diversidade de perspectivas que moldam o ecossistema de armazenamento no país, foi realizada uma seleção cuidadosa dos stakeholders entrevistados, buscando uma amplitude de visões e papéis ao longo de toda a cadeia de valor do setor elétrico. Essa abordagem plural teve como objetivo não apenas refletir a complexidade do tema, mas também fomentar um olhar mais integrado e inclusivo, incorporando dimensões socioambientais no escopo dos debates de viabilização das baterias no contexto brasileiro.

A incorporação de instituições com atuação ambiental e social, em particular, proporcionou contribuições valiosas para o desenvolvimento de insights diferenciados e reforçou o compromisso deste estudo em tratar a transição energética sob uma ótica mais abrangente e sustentável.

Até o momento, foram realizadas 12 entrevistas. Os grupos de stakeholders abordados incluíram:

- **Fabricantes e fornecedores de tecnologia**, nacionais e internacionais, contribuíram com uma visão aprofundada sobre os avanços técnicos, os desafios de certificação, as tendências de custos e demais aspectos relevantes da cadeia de suprimentos de baterias no Brasil. Além disso, as entrevistas buscaram absorver aprendizados de projetos já implementados no país, de modo a compreender os principais desafios enfrentados em sua implantação e operação, bem como os objetivos, modelos de negócio adotados e potenciais movimentos futuros atualmente em estudo pelo setor.
- **Agentes de mercado de energia**, contribuíram com visões práticas sobre as aplicações atuais e potenciais das baterias em diferentes segmentos e contextos operativos do setor elétrico. As entrevistas procuraram aprofundar o entendimento sobre o valor econômico associado ao uso das baterias, considerando aspectos como participação em mercados de energia e capacidade, prestação de serviços ancilares, otimização de ativos renováveis e integração operacional ao sistema, mapeando principais barreiras e oportunidades sendo percebidas no mercado.
- **Instituições financeiras**, trouxeram contribuições essenciais sobre como estão enxergando as baterias e sua potencial viabilidade econômico-financeira. As discussões

abordaram principais riscos percebidos, possíveis oportunidades e condições necessárias para ampliar a bancabilidade e a atratividade dos projetos.

- **Órgãos institucionais**, que apresentam visões estratégicas sobre o papel do armazenamento no planejamento energético e no futuro do SEB, considerando como políticas públicas podem incentivar seu desenvolvimento.
- **Instituições com atuação socioambiental**, contribuíram com reflexões fundamentais sobre os impactos socioambientais associados à expansão das baterias no Brasil. Na dimensão ambiental, as conversas abordaram os principais desafios relacionados aos processos de licenciamento e descarte de baterias, bem como questões ligadas à circularidade e à gestão desses sistemas. No âmbito social, buscou-se compreender de que forma os projetos de armazenamento podem promover inclusão energética e benefícios sociais em comunidades vulneráveis, ampliando o alcance da transição energética de forma justa e sustentável.

As entrevistas foram conduzidas de forma confidencial, garantindo a preservação da identidade e das declarações dos participantes. Em cada reunião, as perguntas realizadas tinham a meta de atender aos objetivos de contribuições considerando a especificidade da instituição de atuação do agente.

A seleção dos stakeholders foi realizada com base na rede de contatos dos consultores e do iCS, que identificaram e mapearam os contatos mais relevantes para o projeto. Cabe destacar ainda que, embora tenha sido conduzido um amplo esforço de mapeamento e contato de agentes relevantes, nem todas as abordagens resultaram em entrevistas efetivamente realizadas. Ainda assim, o conjunto de conversas obtido, aliado à experiência técnica acumulada pela equipe de consultoria, foi suficiente para construir um panorama consistente e representativo do estágio atual da inserção de baterias no Brasil, servindo de base sólida para os diagnósticos e análises apresentados nas seções seguintes.

As sínteses e conclusões aqui apresentadas refletem, portanto, um tratamento consolidado e anonimizado das percepções colhidas, respeitando integralmente os princípios de ética e confidencialidade que orientam este trabalho.

5 PRINCIPAIS DIAGNÓSTICOS

A partir dos insumos obtidos das entrevistas realizadas com stakeholders estratégicos, assim como pesquisas e conhecimento técnico e de mercado do consultor e os resultados das avaliações das necessidades sistêmicas, a presente seção se dedica a apresentar os principais diagnósticos identificados. As análises aqui reunidas procuram articular os desafios técnicos identificados com as condições institucionais, econômicas e sociais que moldam a inserção dessas tecnologias no contexto nacional.

Os diagnósticos apresentados refletem, portanto, uma leitura integrada das barreiras associadas ao avanço do armazenamento no Brasil, abrangendo tanto as dimensões operacionais e regulatórias, quanto os aspectos ambientais e de inclusão social. A intenção é evidenciar como cada uma dessas dimensões se inter-relaciona, influenciando diretamente a viabilidade técnica, econômica e territorial das soluções de armazenamento.

Os resultados estão organizados segundo quatro eixos temáticos:

- Operacional, que aborda os desafios técnicos e de integração dos SAE à operação do sistema;
- Regulatório, que identifica as lacunas normativas para sua inserção;
- Ambiental, que discute impactos e oportunidades na ótica da sustentabilidade; e
- Social, que analisa o papel do armazenamento na universalização do acesso e na promoção da justiça energética.

Além desses, foi incluído um eixo complementar destinado a contemplar questões transversais que emergiram nas entrevistas, como financiamento, coordenação institucional, governança e logística dos sistemas isolados. Essa estrutura permite uma visão abrangente e articulada do conjunto de fatores que condicionam o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento no Brasil, oferecendo subsídios concretos para o desenho de políticas públicas e estratégias de atuação do setor elétrico.

5.1.1 Eixo operacional

Do ponto de vista operacional, a inserção de sistemas de armazenamento de energia no Brasil apresenta um conjunto de desafios estruturais que se manifestam em diferentes etapas do ciclo de vida dos projetos, desde a concepção e dimensionamento até a operação contínua em ambientes complexos e climaticamente desafiadores. Embora a maturidade tecnológica das baterias tenha evoluído rapidamente, criando condições favoráveis para sua difusão, persistem obstáculos relacionados à infraestrutura, às condições ambientais, à integração com sistemas existentes e à qualificação da mão de obra necessária para operar, manter e monitorar esses ativos com confiabilidade.

Por outro lado, cabe ressaltar que a integração de baterias ao sistema tem potencial para oferecer benefícios operacionais substanciais, atuando como recursos-chave para flexibilidade, estabilidade da rede e eficiência do suprimento. Para maximizar o alcance desse potencial, faz-se necessário endereçar os potenciais entraves operacionais identificados.

Um fator crítico relacionado ao desenvolvimento técnico, diz respeito ao dimensionamento dos sistemas de armazenamento, especialmente em aplicações híbridas com fontes renováveis ou em sistemas isolados. O desempenho operacional das baterias depende diretamente do equilíbrio entre a capacidade da bateria, a potência do inversor, o arranjo fotovoltaico (quando existente), a climatização e os sistemas de controle. Pequenas falhas de dimensionamento, seja no cálculo da profundidade de descarga esperada, na análise térmica, no regime de ciclagem ou na potência necessária para serviços de partida de motores, podem resultar em perdas de eficiência, redução da vida útil ou indisponibilidades não planejadas. Em sistemas isolados, onde o armazenamento cumpre papel crítico na continuidade do suprimento, erros de dimensionamento podem comprometer a operação como um todo, reforçando a importância de estudos robustos e de ferramentas avançadas de modelagem.

Os benefícios operacionais das baterias se tornam evidentes justamente quando esse dimensionamento é adequado. A bateria pode suavizar rampas cada vez mais acentuadas da carga líquida, reduzir a necessidade de acionamento de termelétricas ineficientes, ampliar o aproveitamento da energia renovável disponível e reduzir significativamente o *curtailment*, benefícios identificados na avaliação da necessidade sistêmica. Adicionalmente, o armazenamento permite deslocar produção renovável para horários de maior valor sistêmico, melhora a estabilidade de frequência, oferece suporte de potência reativa, possibilita serviços de autorrestabelecimento e alivia congestionamentos em corredores de transmissão. Em sistemas isolados, esses efeitos são ainda mais expressivos, uma vez que o BESS reduz consumo específico de diesel, diminui desgaste de geradores térmicos e viabiliza atendimento contínuo com qualidade superior. Em síntese, o armazenamento amplia a eficiência global do sistema ao converter excedentes renováveis em recurso despachável, reduzindo custos sistêmicos e emissões.

Outro ponto operacional relevante diz respeito à climatização e ao manejo térmico dos sistemas de baterias, que se mostram particularmente desafiadores em condições ambientais extremas como alta temperatura, elevada umidade, presença de poeira fina, lodo ou insetos, características frequentes em regiões remotas da Amazônia e de outras áreas afastadas. Dentro desse contexto, observa-se a necessidade de efetuar adaptações de “tropicalização”, isto é, condicionar o equipamento a elevados padrões de estanqueidade, proteção ambiental e conforto térmico. O tema ganha relevância adicional quando se considera que grande parte dos benefícios sistêmicos depende da disponibilidade contínua do BESS, reforçando a necessidade de resiliência térmica.

A operação eficiente de sistemas de armazenamento exige, ainda, domínio sobre parâmetros técnicos fundamentais, entre eles o rendimento energético do ciclo completo de carga e descarga. A escolha de estratégias operativas que maximizem a “*round-trip efficiency*”¹⁵ e a vida útil do ativo depende de variáveis como profundidade de descarga, regime de ciclagem, temperatura interna, potência instantânea utilizada, entre outros. Baterias operadas de maneira próxima aos limites térmicos ou de potência tendem a apresentar eficiência reduzida e maior

¹⁵ *Round-trip efficiency* é a eficiência do ciclo completo do armazenamento, ou seja, a relação entre a energia que a bateria consegue injetar e a energia utilizada no carregamento da bateria.

degradação ao longo do tempo. Assim, a definição de rotinas operacionais que busquem faixas ótimas de estado de carga, limites conservadores de rampas e ciclos reduzidos em condições críticas é essencial para garantir eficiência e economicidade. A ausência de tais práticas compromete não apenas o desempenho imediato, mas também o rendimento sistêmico de longo prazo.

Garantir vida útil adequada também depende de um conjunto de práticas de operação e manutenção que vão além da climatização adequada. Estratégias de operação orientadas por algoritmos que otimizam o *trade-off* entre prestação de serviços e preservação da vida útil tornam-se cada vez mais necessárias, especialmente em sistemas que operam próximo de sua capacidade nominal por longos períodos.

Também se observam desafios associados à interação entre o sistema de armazenamento e a infraestrutura elétrica existente. Na operação de baterias conectadas ao SIN, surgem desafios relacionados a requisitos de proteção, qualidade de energia, atendimento a especificações do ONS e adequação aos Procedimentos de Rede, que ainda não contemplam plenamente a complexidade operacional dos sistemas de armazenamento. A falta de diretrizes normativas claras para alguns serviços limita a captura de todo o valor técnico que a tecnologia é capaz de oferecer.

Sob a ótica da integração com o sistema elétrico, a operação coordenada de baterias exige o estabelecimento de requisitos técnicos específicos de desempenho e para sua supervisão e controle pelo ONS, tema que ainda carece de detalhamento regulatório. Entre os pontos críticos, destacam-se: (i) critérios de resposta dinâmica para eventos de frequência; (ii) requisitos de despacho e telemetria em tempo real; (iii) padrões mínimos de modelagem em estudos de curto e médio prazo; (iv) regras para a prestação de serviços ancilares, incluindo regulação primária, secundária e terciária; e (v) protocolos de comunicação.

Outro elemento relevante refere-se à necessidade de modelos eletromecânicos e eletroeletrônicos validados para estudos de fluxo de potência, estabilidade transitória, pequenas perturbações e harmônicos. Hoje, a falta de modelos padronizados e validados de inversores e baterias dificulta análises de impacto no sistema e limita a participação do BESS em estudos de confiabilidade. Essa lacuna também afeta o planejamento da expansão, uma vez que a incorporação adequada do armazenamento aos estudos do ONS requer modelos compatíveis com ferramentas amplamente utilizadas.

Este tópico será aprofundado em relatório específico (Atividade 4 – Formulação de modelos operacionais para integração dos SAE).

5.1.2 Eixo regulatório

Um dos principais desafios para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no Brasil reside na inexistência de um arcabouço regulatório sedimentado, capaz de oferecer previsibilidade das regras para investidores. Atualmente, não há um tratamento normativo consolidado que defina de forma clara o enquadramento das baterias dentro das estruturas de geração, transmissão, distribuição ou consumo. Essa lacuna restringe o desenvolvimento de modelos de negócio economicamente viáveis. Em um contexto de transição energética

acelerada, a ausência de diretrizes específicas para o armazenamento representa um gargalo institucional relevante, que inibe a expansão dessa tecnologia no SEB.

Apesar de avanços recentes no escopo da CP 39/2023, que surge dentro do *roadmap* regulatório para Sistemas de Armazenamento de Energia elaborado pela ANEEL, ainda não há definições consolidadas sobre elementos fundamentais como outorga, acesso à rede, valoração tarifária e integração operacional, o que contrasta com o avanço tecnológico e com a crescente demanda sistêmica por flexibilidade. A percepção predominante entre os agentes é que a regulação existente, concebida para um setor elétrico predominantemente unidirecional e centrado em geração convencional, não contempla adequadamente as particularidades das baterias nem reconhece plenamente o papel sistêmico que esses ativos podem desempenhar.

Esse cenário de indefinições acaba gerando um quadro de incertezas regulatórias que se revela contraproducente ao desenvolvimento da tecnologia no país, pois eleva o risco regulatório e dificulta a elaboração de modelos de negócio financeiramente sustentáveis. Observa-se, assim, um ciclo de retroalimentação entre a ausência de mecanismos regulatórios claros e a inexistência de mecanismos robustos de remuneração ou compensação.

Sem regras que definam com precisão as formas de contratação, por exemplo, de capacidade, de prestação de serviços ancilares ou de mitigação de *curtailment*, torna-se difícil estabelecer, de forma transparente, as fontes de receita dos sistemas de armazenamento. Ao mesmo tempo, a falta de mecanismos de remuneração limita a mobilização de projetos que, por sua vez, dificulta ao regulador observar, em operação, o valor sistêmico da tecnologia, perpetuando a lacuna regulatória. Tal dinâmica, segundo agentes consultados, cria um “loop de inércia”, como indica a Figura 13, que atrasa a adoção da tecnologia e limita sua escala de implantação em aplicações de interesse sistêmico.

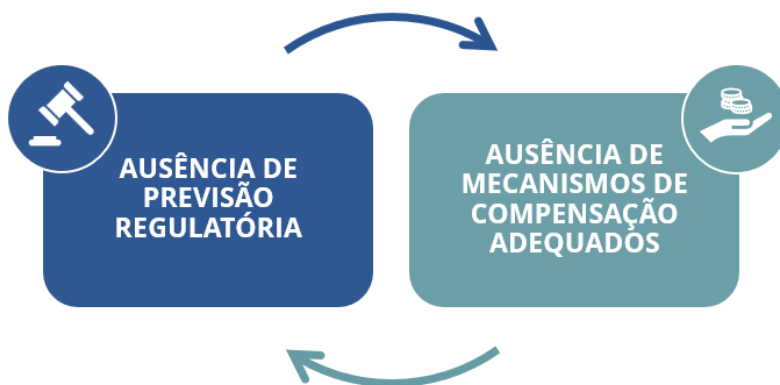


Figura 13 – “Loop de Inércia” na Inserção de Baterias

Esses dois fatores (a falta de enquadramento regulatório e a inexistência de mecanismos de remuneração) se retroalimentam, perpetuando um ciclo de desincentivo. Sem regulamentação, não há clareza sobre o papel e a responsabilidade das baterias no sistema, o que impede a criação de modelos tarifários e contratuais adequados. Por outro lado, sem mecanismos de remuneração, o investimento privado se retrai, reduzindo o número de projetos que poderiam

gerar evidências práticas e acelerar a própria evolução regulatória. Essa interdependência configura um dos principais entraves à inserção de baterias no país.

Agentes destacam que, na ausência de clareza normativa, especialmente no que se refere à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST/D) para ativos bidirecionais, ao regime de outorga e aos requisitos para conexão, cria-se um ambiente de alto custo de capital, menor apetite dos financiadores e maior dificuldade de enquadramento de projetos em linhas de financiamento existentes. Instituições financeiras também demonstram cautela, dada a falta de uma estrutura de receitas estável e previsível para remunerar investimentos em armazenamento, o que reforça a percepção de risco e restringe a fluidez de capital para projetos de grande porte.

Para viabilizar a adoção de baterias no país, é imperativo avançar na regulamentação de temas estruturantes, em especial a definição do regime de outorga, o tratamento do acesso e conexão à rede, definição de licenciamento ambiental e de mecanismos de remuneração. Esses elementos fazem parte do *roadmap* proposto pela ANEEL e foram amplamente discutidos no âmbito da CP 39/2023. Entretanto, ainda não existem definições regulatórias definitivas.

Em especial, agentes apontam a conexão à rede como ponto crítico, pois envolve decisões tarifárias e de contratação com impacto direto sobre a viabilidade econômica de projetos. Dessa forma, a definição da TUST/D aplicável a sistemas de armazenamento é considerada ponto determinante para a viabilização da tecnologia no Brasil. A possibilidade de dupla cobrança, a falta de diferenciação tarifária para ativos bidirecionais e o risco de aumento substancial do custo fixo de uso da rede são vistos como fatores que podem inviabilizar economicamente diversos projetos, particularmente aqueles localizados em regiões afastadas dos grandes centros de carga ou associados à hibridização de térmicas existentes. Soma-se a isso a indefinição sobre como o armazenamento será considerado nos estudos de fluxo de carga, no dimensionamento da infraestrutura e no rateio de custos da transmissão, ampliando as dúvidas quanto ao sinal econômico que orientará investimentos no setor.

É fundamental ressaltar que o arcabouço regulatório e os mecanismos de compensação definidos para o armazenamento são determinantes para estabelecer quais usos serão economicamente viáveis. A estrutura remuneratória depende de decisões regulatórias que reflitam as necessidades do sistema, como capacidade firme, serviços ancilares, deslocamento temporal de energia, redução de picos de carga, alívio de redes congestionadas e suporte a sistemas isolados. Agentes ressaltam que a falta de clareza regulatória limita a capacidade de precificar esses serviços, dificulta a contratação em mercados estruturados e restringe a remuneração. Isso resulta em assimetria entre o valor sistêmico agregado pela tecnologia e as receitas que ela é capaz de capturar na estrutura regulatória atual.

A viabilidade financeira dos sistemas de armazenamento também está diretamente associada aos mecanismos de remuneração que venham a ser criados para incentivar sua instalação. Dada a multiplicidade de serviços que a tecnologia pode prestar, o empilhamento de valor (*value stacking*) tende a ser condição necessária para tornar projetos financeiramente atrativos. Esse empilhamento, no entanto, requer instrumentos regulatórios que permitam a captura simultânea de receitas por diferentes serviços, tais como arbitragem temporal, suporte à

regulação de frequência, reserva de capacidade, redução de custos de combustível em sistemas isolados ou aumento de confiabilidade em sistemas híbridos.

Este tópico será aprofundado em relatório específico (Atividade 3 – Identificação de barreiras e proposição de soluções).

5.1.3 Eixo ambiental

Os sistemas de armazenamento em baterias são de grande relevância para a transição energética, permitindo o deslocamento da geração a diesel, em especial em sistemas isolados. O aumento da eficiência energética associada a implementação de sistemas de baterias incentiva uma operação mais limpa. A possibilidade de reduzir significativamente o consumo de combustíveis fósseis traz benefícios ambientais diretos, diminuindo as emissões de gases de efeito estufa e reduzindo também os impactos associados ao transporte do diesel a regiões remotas.

Adicionalmente, os sistemas de armazenamento são ferramentas essenciais na absorção da variabilidade associada a geração renovável como solar e eólica, apoiando sua inserção no sistema. O uso de baterias permite armazenar excedentes e liberar energia em horários de pico, evitando o desperdício de energia limpa dada a variabilidade horária e sazonal de produção dessas fontes.

Do ponto de vista ambiental mais amplo, o armazenamento em baterias também tem papel estratégico na gestão da rede elétrica e na integração de fontes renováveis, permitindo maior flexibilidade operacional e reduzindo a necessidade de expansão de linhas de transmissão em determinadas regiões. Essa característica contribui indiretamente para mitigar impactos ambientais associados à construção de grandes infraestruturas elétricas, como desmatamento e alteração de ecossistemas sensíveis. A redução de perdas contribui para o uso mais eficiente dos recursos disponíveis.

Além disso, o armazenamento é uma solução de baixa ocupação territorial. Sua instalação ocorre, em geral, em unidades compactas, normalmente contêineres padronizados, com reduzida necessidade de supressão vegetal – especialmente em comparação com parques solares e eólicos, que demandam áreas vastas para implementação. Nesse contexto, entende-se que o licenciamento ambiental das baterias se dá de forma menos exigente.

Entretanto, a implementação dessa tecnologia ainda enfrenta desafios relevantes associados a ausência de diretrizes específicas para o enquadramento nos processos de licenciamento ambiental. Esse cenário gera incerteza para empreendimentos de armazenamento e acarreta variação entre diferentes estados. Observa-se que, em diversos casos, os órgãos ambientais tratam usinas híbridas (que combinam geração fotovoltaica e baterias) de forma integrada, aplicando o mesmo rito de licenciamento da geração solar. Entretanto, ainda que esse processo tenha se mostrado mais ágil para estes casos, as iniciativas de bateria *stand-alone* podem encontrar dificuldades pela falta de parâmetros claros e de pessoal especializado nos órgãos licenciadores.

Em alguns estados, têm sido discutidas adaptações dos procedimentos de licenciamento para projetos híbridos, especialmente em áreas já antropizadas, de modo a simplificar os trâmites e

adequar as exigências à baixa complexidade ambiental dos sistemas de armazenamento. Ainda assim, o enquadramento ambiental costuma depender mais da potência total do empreendimento do que da presença específica de sistemas de baterias, o que demonstra a necessidade de diretrizes técnicas nacionais que diferenciem projetos de acordo com sua natureza tecnológica. Essa lacuna também evidencia a importância de fortalecer a capacidade técnica das equipes licenciadoras, dado que a ausência de especialistas em energia e armazenamento em muitos órgãos ambientais tem sido apontada como um dos fatores que mais contribuem para a lentidão e inconsistência dos processos.

Esse tema deverá ser tratado nos próximos ciclos do *roadmap* regulatório de armazenamento da ANEEL, mas já se evidencia a necessidade de maior integração entre agências federais e estaduais, bem como a formulação de diretrizes nacionais que orientem o licenciamento de baterias estacionárias, garantindo uniformidade, previsibilidade e segurança jurídica aos investidores.

Outro ponto central refere-se ao gerenciamento do ciclo de vida e descarte das baterias. Diversos agentes apontam para o entendimento de que o descarte desses equipamentos deve ser tratado de forma semelhante ao estabelecido para baterias automotivas, que atribui aos fabricantes a responsabilidade por essa logística reversa. Entretanto, cabe destacar que os relatos divergem quanto a preocupação com o destino das baterias ao fim de sua vida útil.

Nesse contexto, dois pontos carecem de tratamento. O primeiro diz respeito ao estabelecimento de instrumentos logísticos que permitam a realização do descarte de forma adequada, necessários especialmente considerando dificuldades de acesso em regiões remotas. Adicionalmente, é de grande importância definir protocolos de fiscalização que venham a garantir o cumprimento de exigências de descarte de forma adequada, assegurando atuação diligente por parte dos agentes envolvidos.

O risco ambiental associado ao descarte inadequado é reconhecido, sobretudo considerando o potencial de contaminação por metais pesados, solventes e eletrólitos, bem como os desafios logísticos para recolhimento em áreas remotas. Dessa forma, deve-se ainda pensar em modelos que incentivem o tratamento adequado dessa tecnologia. Uma alternativa é que políticas públicas e instrumentos financeiros incorporem obrigações explícitas de logística reversa para sistemas de armazenamento, vinculando o descarte adequado às condições de financiamento e credenciamento de fornecedores.

Outra iniciativa relevante diz respeito ao envolvimento direto de agentes locais – beneficiados pelos sistemas de armazenamento –, que assumem o compromisso de devolver os equipamentos ao final da vida útil, assegurando sua rastreabilidade. Esses movimentos buscam alinhar o setor às práticas de economia circular, estimulando que o retorno, reaproveitamento ou destinação final das baterias seja garantido desde a concepção do projeto.

Ressalta-se, ainda, a relevância de ampliar pesquisas voltadas à reciclagem e ao reaproveitamento de células de íon-lítio, condição essencial para garantir a sustentabilidade e segurança de longo prazo da cadeia de valor do armazenamento de energia. Apesar de avanços

pontuais, o tema ainda carece de escala industrial e marcos regulatórios que estimulem sua consolidação, e ainda apresenta baixo grau de maturidade no país.

Há, contudo, experiências positivas no campo do reuso (“*second life*”) de baterias, aplicando células previamente utilizadas em sistemas estacionários de menor demanda, prolongando sua vida útil e reduzindo o volume de resíduos. A consolidação dessas práticas dependerá, entretanto, da criação de um marco regulatório específico que defina critérios de rastreabilidade, segurança e desempenho para baterias recondicionadas, a fim de garantir sua utilização de forma ambientalmente segura e tecnicamente confiável.

Além disso, deve-se considerar o risco de incêndio e eventos térmicos associados a sistemas de armazenamento de grande capacidade, um ponto que requer atenção crescente à medida que o uso da tecnologia se expande. O manejo seguro desses sistemas demanda protocolos específicos de segurança, ventilação adequada, sensores térmicos e planos de contingência. Também é necessária a capacitação técnica de brigadas e corpos de bombeiros, que ainda são limitados no Brasil.

Outro aspecto relevante refere-se aos desafios operacionais decorrentes das condições climáticas e geográficas do país. Sistemas instalados em regiões de alta umidade e temperatura demandam cuidados adicionais com climatização e vedação, sob risco de degradação prematura dos componentes. A adequação de projetos às condições locais (processo conhecido como “tropicalização” da tecnologia) tem se mostrado essencial para garantir confiabilidade e reduzir falhas associadas à refrigeração, aterramento e descarga atmosférica. O estabelecimento de normas técnicas nacionais que orientem a instalação e o controle térmico desses sistemas contribuirá para mitigar riscos e uniformizar padrões de segurança ambiental.

Em síntese, a expansão do armazenamento em baterias no Brasil traz uma oportunidade ambiental significativa, tanto pela redução de emissões quanto pela mitigação de impactos territoriais, mas sua consolidação depende de avanços regulatórios, institucionais e tecnológicos. O estabelecimento de um marco ambiental claro, com diretrizes nacionais sobre licenciamento, descarte, segurança e rastreabilidade de materiais, será determinante para garantir que o crescimento desse mercado ocorra de forma ambientalmente responsável, tecnicamente segura e alinhada aos princípios da economia de baixo carbono.

Este tópico será aprofundado em relatório específico (Atividade 5 – Avaliação dos impactos socioeconômicos e fortalecimento de comunidades locais).

5.1.4 Eixo de inclusão social

Os sistemas de armazenamento de energia, em especial as baterias, possuem potencial significativo de promover impactos sociais positivos e duradouros quando adequadamente inseridos em políticas públicas e iniciativas de transição energética justa. A incorporação dessa tecnologia vai além de seu papel técnico no sistema elétrico, representando um vetor de inclusão social, geração de renda e fortalecimento de comunidades. Ao permitir que o acesso à energia se torne mais confiável, limpo e autônomo, as baterias contribuem para reduzir desigualdades territoriais, impulsionar atividades econômicas locais e criar condições mais equitativas de desenvolvimento.

O potencial social das baterias manifesta-se de forma particularmente relevante no contexto das chamadas “comunidades energéticas” – arranjos coletivos em que a geração, o consumo e, mais recentemente, o armazenamento de energia são organizados de forma compartilhada, com o objetivo de promover benefícios sociais, ambientais e econômicos entre seus membros. A compreensão das comunidades energéticas é essencial para a formulação de políticas eficazes, pois elas não constituem um grupo homogêneo: incluem desde comunidades urbanas periféricas até povos e comunidades tradicionais em regiões remotas. Cada uma dessas realidades demanda soluções técnicas, modelos de governança e arranjos financeiros específicos, de modo que políticas públicas padronizadas tendem a ser insuficientes. A diferenciação entre os tipos de comunidades energéticas e suas necessidades concretas é, portanto, um elemento central para que o armazenamento cumpra seu papel de promotor de justiça energética e desenvolvimento local.

Um dos exemplos mais expressivos do papel social das baterias no Brasil é sua contribuição para a universalização do acesso à energia elétrica. O fornecimento de eletricidade de forma contínua e confiável é condição indispensável para o exercício pleno da cidadania e para o desenvolvimento socioeconômico. Nas regiões isoladas da Amazônia Legal, onde o fornecimento por meio da rede interligada nacional inexistente, as baterias vêm se consolidando como elemento essencial para viabilizar soluções híbridas (especialmente aquelas que combinam geração solar e armazenamento) substituindo gradualmente o uso intensivo de diesel e reduzindo a dependência de combustíveis fósseis.

O Programa Luz para Todos (LpT), principal política pública de eletrificação rural e remota do país, evidencia a relevância dessa tecnologia. Ao integrar energia renovável e sistemas de armazenamento em soluções para suprimento de comunidades isoladas, instala-se não apenas infraestrutura elétrica, mas também um vetor de inclusão social, autonomia energética e melhorias nas condições de vida da população beneficiada. A possibilidade de acesso contínuo à eletricidade amplia as possibilidades de desenvolvimento social e econômico local.

Os impactos positivos dessa expansão vão muito além da simples disponibilidade de energia. A presença de um fornecimento elétrico estável e de qualidade transforma de maneira profunda a dinâmica social das comunidades atendidas. O fornecimento de energia está intrinsecamente relacionado a qualidade de vida da população, se fazendo fator de grande relevância na malha social.

Entretanto, ainda existem lacunas significativas a serem exploradas quanto à necessidade de universalização de acesso. Em diversas localidades, a energia fornecida por programas de universalização cobre apenas o uso residencial básico, que não considera o exercício de atividades econômicas, essenciais para o desenvolvimento dessas comunidades. Adicionalmente, esses programas deixam descobertos centros comunitários, postos de saúde, escolas e outras infraestruturas coletivas fundamentais. Essa limitação compromete o pleno aproveitamento do potencial transformador do acesso à energia, uma vez que esses espaços são o coração da vida comunitária, locais onde se concentram atividades de ensino, produção, cultura e convivência social.

Com a introdução de baterias como ativo de resiliência, serviços essenciais como saúde, educação, saneamento e comunicação, todos fortemente dependentes de eletricidade, passam a funcionar de forma plena e segura. Em unidades de saúde, o armazenamento garante o funcionamento contínuo de equipamentos médicos e sistemas de refrigeração de vacinas e medicamentos. Nas escolas, assegura iluminação adequada, operação de computadores e acesso à internet, ampliando a permanência dos alunos e a oferta de atividades pedagógicas. Em áreas onde a comunicação é precária, a energia confiável viabiliza sistemas de rádio, telefonia e internet, fortalecendo o vínculo entre comunidades e melhorando a capacidade de resposta a emergências.

A melhoria da qualidade energética também impulsiona diretamente o desenvolvimento econômico local. O acesso contínuo à eletricidade permite a diversificação das atividades produtivas e o fortalecimento de cadeias econômicas de base comunitária. Setores como agricultura familiar, pesca, turismo e artesanato ganham novas possibilidades de armazenamento, beneficiamento e comercialização de produtos, elevando a renda e reduzindo a vulnerabilidade econômica. A refrigeração de alimentos, por exemplo, viabiliza novas oportunidades de negócios e reduz perdas. A energia elétrica de qualidade também permite o surgimento de pequenos empreendimentos e cooperativas, além de fomentar o empreendedorismo feminino e juvenil em comunidades anteriormente dependentes de geradores intermitentes.

A implementação de sistemas de armazenamento em comunidades também traz implicações diretas para a dinâmica social e a governança local. Quando bem planejada, a inserção da tecnologia estimula a organização comunitária, fortalece instâncias locais de decisão e promove o desenvolvimento de capacidades técnicas e de gestão. O envolvimento ativo das comunidades em todas as etapas, desde o desenho do projeto até a operação e manutenção, é um fator crítico para o sucesso e a sustentabilidade das iniciativas. A formação de técnicos locais e a capacitação de moradores para manutenção e gestão dos sistemas são práticas fundamentais para garantir autonomia, reduzir custos de operação e ampliar a durabilidade dos equipamentos.

O fortalecimento da governança comunitária e a apropriação local da tecnologia também contribuem para uma transição energética mais justa e inclusiva. Quando as comunidades compreendem o funcionamento dos sistemas, participam das decisões e percebem os benefícios diretos do uso eficiente da energia, desenvolve-se um senso de pertencimento e responsabilidade que potencializa os impactos positivos e reduz riscos de degradação ou abandono dos equipamentos. Nesse contexto, o armazenamento de energia deixa de ser apenas uma solução técnica e se converte em uma ferramenta de empoderamento social.

Para que esses benefícios sejam assegurados, é essencial que as políticas públicas e os modelos de implementação adotem diretrizes claras de inclusão, participação e sustentabilidade. Os projetos precisam ser concebidos de forma integrada, considerando aspectos técnicos, sociais, econômicos e culturais de cada território. A definição das soluções tecnológicas deve levar em conta as características climáticas, logísticas e operacionais locais, enquanto o desenho institucional deve garantir a participação das comunidades e o compartilhamento equitativo dos benefícios. É necessário, ainda, que haja planejamento para o ciclo completo da tecnologia,

incluindo estratégias de logística reversa e descarte adequado das baterias ao fim de sua vida útil, de modo a evitar a transferência de passivos ambientais para as próprias populações beneficiadas.

Importante destacar que o sucesso de iniciativas de energia voltadas ao atendimento de comunidades vulneráveis depende da adoção de alguns princípios fundamentais. Entre eles, destacam-se: o respeito às especificidades culturais e territoriais; a construção participativa dos projetos; o investimento em capacitação técnica local; a criação de mecanismos de financiamento adaptados à escala das comunidades; e o fortalecimento de parcerias entre poder público, iniciativa privada e sociedade civil. O desenvolvimento de modelos replicáveis, que possam ser adaptados a diferentes contextos regionais, é também essencial para ampliar o alcance e a efetividade das políticas de inclusão energética.

De forma mais ampla, os impactos sociais da difusão de sistemas de baterias se traduzem em maior qualidade de vida, ampliação da cidadania e fortalecimento de economias locais sustentáveis. A energia de qualidade garante dignidade e oportunidades: possibilita o estudo noturno, o funcionamento de equipamentos médicos, a conservação de alimentos, o acesso à informação e a criação de novos empreendimentos. A difusão dessas tecnologias representa, portanto, um avanço concreto rumo a uma transição energética que não apenas descarboniza a matriz elétrica, mas também corrige desigualdades históricas de acesso e participação.

Em síntese, o eixo social revela que o armazenamento de energia, quando integrado de forma justa e planejada, é mais do que uma tecnologia de suporte ao sistema elétrico – é um instrumento de transformação social. Seu potencial de promover inclusão, autonomia e desenvolvimento local depende de políticas públicas sensíveis às realidades territoriais e de modelos de governança que coloquem as pessoas no centro da transição energética. A ampliação do uso de baterias em comunidades representa, portanto, uma oportunidade concreta de aliar inovação tecnológica à promoção de equidade e sustentabilidade, consolidando um caminho de desenvolvimento energético que seja, ao mesmo tempo, eficiente, limpo e socialmente justo.

Este tópico será aprofundado em relatório específico (Atividade 5 – Avaliação dos impactos socioeconômicos e fortalecimento de comunidades locais).

5.1.5 Outros Desafios

5.1.5.1 Financiamento e Tarifação

O financiamento de projetos de sistemas de armazenamento permanece como um dos principais gargalos identificados por agentes de mercado à expansão da tecnologia no Brasil. Apesar do crescente reconhecimento do seu papel estratégico na segurança energética e na transição para fontes limpas, a ausência de instrumentos financeiros adaptados é apontada como limitador relevante no avanço da implementação de baterias no Brasil.

Dentre as questões mencionadas, destaca-se que as linhas de crédito disponíveis para financiamento de projetos que contribuam para a transição energética, como Finem, Fundo Clima e FNE Verde, impõem valores mínimos de operação elevados. Essas condições restringem

o acesso ao crédito para projetos de menor porte, como em comunidades isoladas, que não conseguem atender aos requisitos de escala.

Outro ponto de grande relevância é a exigência de conteúdo local para destravar esses financiamentos. A política, que busca valorizar fornecedores nacionais, embora fundamental para estimular a indústria local cria barreiras à elegibilidade de projetos. Enquanto essa exigência de fabricação nacional não encontrar correspondência na capacidade produtiva instalada, observa-se necessidade de aprimorar os incentivos aplicados a fonte.

Dessa forma, projetos que dependem de importação de partes e equipamentos enfrentam custo financeiro adicional. Cabe destacar, ainda, que além do custo inicial de sistemas de armazenamento ainda ser elevado no país – apesar de reduções expressivas em anos recentes –, estes estão sujeitos a elevadas tributações. Baterias, inversores e controladores estão sujeitos a impostos cujas alíquotas variam conforme estado e classificação fiscal, mas que podem chegar a mais de 70%, como indica a Figura 14.

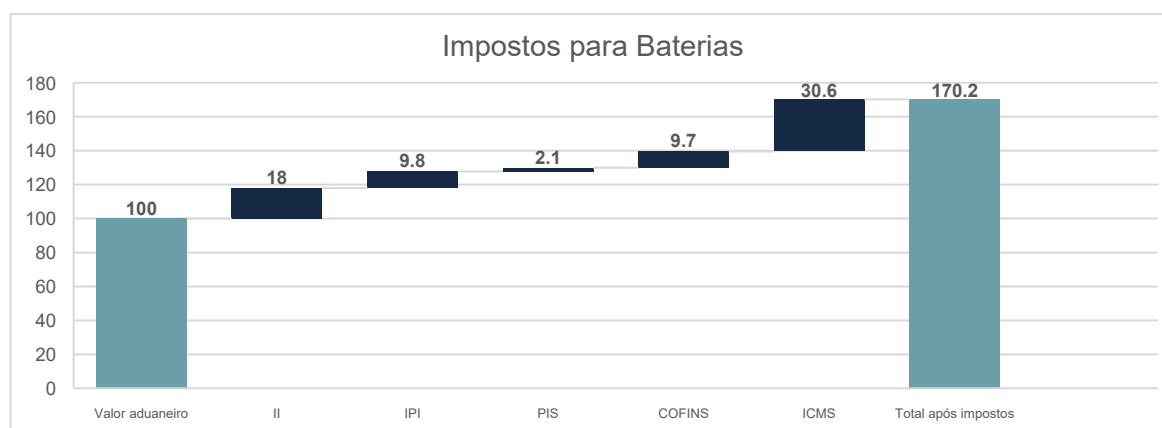


Figura 14 - Impostos pagos para cada R\$ 100 de CAPEX de baterias¹⁶

Embora o governo discuta a criação de regimes tributários diferenciados para tecnologias de transição energética, à semelhança do que ocorreu com a energia solar, medidas consolidadas para armazenamento estacionário são incipientes. Nesse contexto, um avanço importante ocorreu por meio da Lei nº 15.269/2025, que introduziu mecanismos de benefício tarifário para baterias.

Com a legislação, esses projetos passam a poder acessar o benefício do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que suspende a cobrança de PIS e COFINS sobre compra de bens e serviços usados na implantação de obras de infraestrutura. Além disso, estabelece que para novas habilitações de projetos de usinas fotovoltaicas no REIDI, inclusive para MMGD, o uso de baterias será obrigatório.

¹⁶ II – Imposto de Importação; IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados; PIS – Programa de Integração Social; COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social; ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

Outro ponto de grande relevância trazido pela Lei nº 15.269/2025 foi a possibilidade de que o Executivo zere o Imposto de Importação (II) sobre baterias e seus componentes. Como visto, esse fator representa importante entrave nos custos associados a essa tecnologia.

5.1.5.2 *Fatores Políticos e de Mercado*

Especialmente em regiões isoladas da Amazônia Legal, fatores políticos exercem influência decisiva sobre o ritmo de implantação e a efetividade de projetos de armazenamento. Nessas localidades, onde a infraestrutura é precária e os custos de geração a diesel são elevados, decisões políticas frequentemente priorizam investimentos, a escolha de tecnologias e a definição de áreas atendidas.

A multiplicidade de agentes (governos estaduais e municipais, concessionárias, distribuidoras e órgãos federais) cria um ambiente em que critérios técnicos e políticos se sobrepõem, resultando em processos de contratação morosos e pouco transparentes. A lentidão na substituição do modelo baseado em diesel decorre não apenas de desafios técnicos, mas também de interesses econômicos e políticos enraizados, que dificultam a transição para modelos mais eficientes. Essa situação reforça a necessidade de políticas públicas com maior transparência, previsibilidade e base técnica, capazes de reduzir a influência de ciclos políticos de curto prazo.

5.1.5.3 *Coordenação Institucional e Governança Setorial*

A governança do tema de armazenamento de energia no Brasil ainda é marcada por uma fragmentação institucional expressiva, que compromete a coerência entre regulação, planejamento, financiamento e política industrial. Embora o tema tenha ganhado espaço nas agendas governamentais nos últimos anos, ele ainda carece de arranjo coordenado e de longo prazo capaz de articular os diferentes níveis de decisão envolvidos no desenvolvimento de baterias.

Órgãos como MME, ANEEL, EPE, ONS, BNDES, MDIC, MMA e Ibama exercem papéis complementares na formulação de políticas e instrumentos voltados ao setor. No entanto, a atuação desses atores ainda ocorre de forma segmentada, com pouca integração entre as etapas de planejamento energético, definição regulatória, fomento financeiro e avaliação ambiental.

Essa dispersão de responsabilidades resulta em lacunas de competência, sobreposição de iniciativas e desalinhamento de prioridades, dificultando a implementação de uma estratégia nacional consistente para o armazenamento. A consequência dessa desarticulação é um cenário em que as agendas regulatória, tecnológica e financeira evoluem em ritmos distintos, sem convergência de objetivos ou cronogramas. A ausência de um mecanismo de coordenação interinstitucional permanente, que integre planejamento, regulação e política industrial, representa, portanto, um dos principais entraves à consolidação do armazenamento como componente estruturante do sistema brasileiro.

A falta de coordenação interministerial também limita a integração entre as políticas de energia e as de desenvolvimento industrial e inovação. Iniciativas relevantes, como o programa Nova Indústria Brasil e o Plano Nacional de Transição Energética, mencionam o armazenamento,

mas sem articulação entre si. O resultado é a dispersão de esforços e a ausência de uma visão unificada sobre o papel estratégico da tecnologia.

5.1.5.4 *Logística nos Sistemas Isolados*

Apesar dos Sistemas Isolados representarem oportunidade significativa para potencializar os benefícios ambientais e sociais da implantação de sistemas de armazenamento, essas localidades enfrentam expressivos desafios logísticos e estruturais. A precariedade de transporte, redes de comunicação e infraestrutura auxiliar, adicionado a carência de suporte técnico local, elevam os custos e a complexidade operacional.

O transporte de módulos de baterias é limitado por gargalos nas rotas rodoviárias e fluviais devido a restrições de acesso em períodos de cheia e estiagem. Somado a longos períodos de deslocamento, os custos associados a esse transporte são onerosos aos projetos. De forma semelhante, o deslocamento de mão de obra necessária para instalação e manutenção enfrenta os mesmos desafios.

Além do transporte, as condições climáticas impõem desafios à operação. A alta temperatura e a umidade exigem soluções específicas de refrigeração, vedação e ventilação, sem as quais há risco de degradação prematura dos equipamentos. Dessa forma, faz-se necessário considerar tecnologias preparadas para o clima tropical.

A logística reversa também se destaca como uma preocupação crescente. O país ainda carece de sistema estruturado de recolhimento e destinação final de baterias de íon-lítio, o que pode gerar riscos ambientais e custos adicionais no longo prazo.

Outro ponto trazido por agentes diz respeito a carência de infraestrutura regionalizada de manutenção e suporte técnico. A reposição de peças e o reparo de sistemas frequentemente dependem de deslocamentos longos e onerosos a partir de grandes centros urbanos. A criação de centros técnicos regionais de manutenção e treinamento foi apontada como condição fundamental para garantir continuidade operacional e reduzir tempos de resposta a falhas.

Por fim, a logística dos Sistemas Isolados não se restringe ao transporte, mas se estende por todo o ciclo de vida dos projetos (do planejamento ao descomissionamento), dependendo de uma rede local de fornecedores e profissionais qualificados ainda incipiente. A consolidação dessa infraestrutura será determinante para a expansão sustentável da tecnologia em regiões remotas.

6 CONCLUSÃO

O armazenamento de energia desponta como uma ferramenta estratégica para aumentar a eficiência, confiabilidade e sustentabilidade do setor elétrico. A tecnologia possui capacidade de reduzir custos de operação e ampliar o aproveitamento de fontes renováveis, diminuir a dependência de combustíveis fósseis e melhorar a qualidade do atendimento, especialmente em regiões onde o fornecimento depende fortemente de térmicas a diesel. Em sistemas isolados, os impactos são ainda mais expressivos, com ganhos diretos para a comunidade, modicidade tarifária e redução das emissões.

Ao mesmo tempo, persistem barreiras que precisam ser superadas para que o armazenamento alcance seu potencial no país. A indefinição regulatória e ausência de mecanismos de remuneração cria incertezas que afetam a viabilidade econômica dos projetos. Em paralelo, desafios operacionais relacionados ao dimensionamento dos sistemas, à climatização, à robustez dos equipamentos, à logística de implantação e à disponibilidade de mão de obra especializada influenciam a longevidade e a confiabilidade das instalações. Também se evidencia o potencial social dessa tecnologia, capaz de transformar a realidade de comunidades remotas, apoiar a universalização do acesso e fomentar atividades econômicas locais, benefícios que dependem de modelos de implementação sensíveis ao território e capazes de integrar diferentes atores.

Os diagnósticos apresentados refletem a relevância das baterias, assim como a necessidade de soluções que incentivem sua adoção sustentável e competitiva. O armazenamento já demonstra valor sistêmico claro para o SEB, mas a consolidação desse valor depende de avanços regulatórios e da superação de entraves estruturais que restringem a expansão da tecnologia,

Os próximos passos do projeto se concentram em transformar o diagnóstico estabelecido nesta etapa em proposições estruturadas e recomendações aplicáveis ao setor elétrico. Este primeiro entregável estabelece, portanto, a base estrutural para a continuidade do projeto. Os diagnósticos apresentados aqui orientarão a formulação de modelos e propostas que serão desenvolvidos nas próximas etapas, incentivando que o avanço da tecnologia de armazenamento no Brasil ocorra de forma tecnicamente robusta, socialmente justa e regulatoriamente consistente.