

Diretrizes para a Implementação de Sistemas de Armazenamento de Energia Hidráulica no Brasil

POSITION PAPER

Rio de Janeiro - RJ

Novembro de 2025

COORDENAÇÃO

Nivalde de Castro

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

Mauricio Moszkowicz

Ana Carolina Chaves

EQUIPE DE TRABALHO

Renata Lèbre La Rovere

Roberto Brandão

Angela Livino

Katarina Ferreira

SUMÁRIO

Sumário executivo	4
1 Apresentação	8
2 Introdução.....	9
3 Percepção dos agentes de geração sobre os SAH	12
4 Referências Internacionais.....	15
4.1 Austrália	16
4.2 Reino Unido	21
4.3 Itália.....	24
4.4 Estados Unidos	29
4.5 Espanha.....	33
4.6 Portugal.....	38
4.7 China	42
4.8 Síntese das experiências internacionais de promoção do armazenamento de energia.....	47
5 Recomendações para o aperfeiçoamento das políticas e da regulação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil	53
5.1 Enquadramento jurídico e institucional dos Sistemas de Armazenamento hidráulico	54
5.2 Modelo econômico-comercial e instrumentos de contratação para SAH	60
5.3 Planejamento e desenvolvimento de projetos de SAH.....	67
5.4 Implementação, governança e monitoramento das recomendações.....	73
6 Conclusão.....	79
7 Referências Bibliográficas.....	81

Sumário executivo

O relatório apresenta diretrizes para viabilizar Sistemas de Armazenamento de Energia Hidráulica (SAH) como solução de armazenamento de longa duração para apoiar a integração de renováveis e a segurança do suprimento no Brasil. Com base em entrevistas com empresas associadas à ABRAGE e na análise de experiências internacionais e de estudos recentes, o texto orienta o aperfeiçoamento de políticas, regulação e modelos de negócio para que o elevado potencial brasileiro de armazenamento hidráulico se converta em projetos efetivos.

Os Capítulos 1 (Apresentação) e 2 (Introdução) situam o documento no contexto de uma participação crescente das fontes eólica e solar na matriz de geração, com a consequente mais necessidade de flexibilidade sistêmica. Resgatam o acúmulo de estudos sobre usinas reversíveis, flexibilidade e armazenamento, os seminários que consolidaram o tema na agenda setorial e os avanços recentes na legislação e em normas da ANEEL, mas evidenciam lacunas regulatórias, institucionais e de planejamento ainda não endereçadas.

O Capítulo 3, Perspectiva dos agentes sobre os SAH, organiza o diagnóstico a partir de três eixos principais. O primeiro é o *enquadramento regulatório e a segurança jurídica*: ausência de definição clara de SAH, dúvidas sobre o regime de outorga e de acesso à rede, riscos de dupla cobrança tarifária e incertezas sobre o tratamento de projetos que combinam funções de geração, carga e serviços ancilares. O segundo é a *viabilidade econômico-comercial*, marcada por CAPEX elevado, inexistência de mercado estruturado de capacidade e baixa previsibilidade de receitas apenas com arbitragem de energia, o que impede a internalização de atributos como flexibilidade, confiabilidade e serviços sistêmicos. O terceiro eixo são os *desafios de licenciamento ambiental e de outorga de uso da água*, para empreendimentos que operam alternando bombeamento e geração e podem alterar regimes de vazão, níveis de reservatórios e usos múltiplos, sem dispor de rito específico nas normas atuais.

O Capítulo 4, Referências Internacionais, mostra que países com alta penetração de renováveis têm criado marcos específicos para armazenamento em larga escala, combinando planejamento de longo prazo, leilões de capacidade, contratos de receita estabilizada e integração

plena aos mercados de energia e serviços ancilares. Em economias como Austrália, Reino Unido e Itália, mecanismos de capacidade e esquemas tipo *cap-and-floor* dão previsibilidade de receitas a projetos de armazenamento de longa duração, incluindo usinas reversíveis. Nos Estados Unidos, reformas regulatórias e incentivos fiscais ampliam a participação do armazenamento, enquanto em Espanha, Portugal e China metas quantitativas, tarifas específicas e subvenções a CAPEX reforçam a complementaridade com a geração renovável e a segurança energética. No conjunto, observa-se a transição de subsídios e mandatos para modelos competitivos, baseados em contratos de longo prazo para capacidade e flexibilidade alinhados ao planejamento de expansão.

Com base nesse diagnóstico, o Capítulo 5, Recomendações para o aperfeiçoamento das políticas e da regulação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil, eixo central do relatório, organiza propostas em quatro blocos.

O primeiro trata do *enquadramento jurídico e institucional* dos SAH, sugerindo definir em lei e em normas infralegais o conceito de Sistema de Armazenamento Hidráulico, suas tipologias (circuito fechado, aberto, semiaberto e arranjos com reservatórios existentes) e o respectivo regime de concessão ou autorização. Recomenda articular o marco setorial com a Política Nacional de Recursos Hídricos e com o novo marco de licenciamento ambiental, de modo a adequar instrumentos de outorga, planos de bacia e tipologias de licenciamento a projetos que utilizam água de forma não consuntiva, mas com impactos relevantes em vazões e níveis de reservatórios. Propõe fortalecer a coordenação entre CNPE, MME, ANEEL, EPE, ONS, CCEE, ANA, órgãos gestores estaduais e órgãos ambientais, por meio de instâncias de governança que integrem planejamento energético, gestão hídrica e licenciamento.

O segundo bloco versa sobre o *modelo econômico-comercial* e os *instrumentos de contratação*. Estabelece como princípio a remuneração explícita da capacidade e da flexibilidade e a adoção de contratos de 20-30 anos que combinem receitas de capacidade, energia e serviços ancilares. Recomenda estruturar leilões de reserva de capacidade ou de flexibilidade tecnologicamente neutros, com requisitos mínimos de duração que valorizem projetos de armazenamento de longa duração, entre eles os SAH. Sugere também a possibilidade da adoção mecanismos de estabilização de receitas inspirados em esquemas de *cap-and-floor* e o

reconhecimento de receitas “empilhadas” (*stacking*) associadas a atributos sistêmicos, redução de vertimentos e apoio à expansão renovável. Para enfrentar a barreira da fase de desenvolvimento, propõe mecanismos de apoio específicos, como *grants* para estudos e licenciamento, selecionados por processos competitivos, com contrapartidas de transparência e de participação em futuros leilões.

O terceiro bloco aborda o *planejamento e o desenvolvimento de projetos*. Propõe que os planos de expansão incorporem metas indicativas de capacidade de armazenamento hidráulico (em MW e MWh), orientando a seleção de áreas prioritárias, a programação de leilões e a atuação coordenada da EPE e dos agentes privados. Recomenda-se a criação de um programa nacional de armazenamento hidráulico, derivado do planejamento energético e hídrico, que articule diferentes modelos institucionais: ampliações de usinas existentes com máquinas reversíveis, novos projetos *greenfield* e empreendimentos regionais de menor porte, com possibilidade de atuação direta da EPE no desenvolvimento de projetos considerados estratégicos. O objetivo é reduzir assimetrias de informação, acelerar a formação de um *pipeline* de projetos maduros e ancorar decisões de investimento em critérios de segurança energética, eficiência econômica e minimização de impactos socioambientais.

O quarto bloco trata do *licenciamento socioambiental* e da *articulação com a gestão de recursos hídricos*. O relatório recomenda a criação de rito específico para SAH, com critérios de elegibilidade para licenciamento ambiental especial, estudos de usos múltiplos da água, cenários hidrológicos e mudanças climáticas, e diferenciação de requisitos conforme a tipologia do projeto. Defende a integração entre licenciamento e o PNRH, com outorgas que explicitem volumes úteis, faixas de operação, vazões ecológicas e prioridades em situações de escassez, bem como processos de participação social e engajamento antecipado de comunidades, inspirados em boas práticas internacionais. Para empreendimentos de menor impacto, como ciclos fechados e ampliações reversíveis em reservatórios existentes, propõe-se simplificar procedimentos sem reduzir salvaguardas, enquanto projetos de maior sensibilidade hídrica e socioambiental teriam análise mais aprofundada e condicionantes reforçadas.

Em seguida aborda-se questões relacionadas à *governança* das recomendações. Sugere agenda escalonada que, no curto prazo, priorize a clarificação conceitual e tipológica dos SAH, a regulamentação da atuação

da EPE e ajustes normativos que destravem projetos de menor impacto. No médio prazo, recomenda integrar metas de armazenamento hidráulico aos planos de energia e de recursos hídricos, estruturar leilões de capacidade e flexibilidade e implementar programas de apoio à preparação de projetos. No longo prazo, propõe revisar periodicamente o modelo regulatório à luz da experiência acumulada, com base em indicadores de desempenho e em métricas adicionais para projetos mais complexos.

Conclui-se que um marco jurídico claro, um modelo econômico-comercial compatível com a natureza de longo prazo dos SAH, planejamento integrado energia-água e mecanismos de licenciamento e governança proporcionais aos impactos do projeto são essenciais para transformar o potencial brasileiro de armazenamento hidráulico em portfólio robusto de projetos, capaz de sustentar a transição energética e a segurança hídrica e elétrica do país.

1 Apresentação

O presente relatório tem como objetivo apresentar um conjunto de diretrizes e recomendações para dinamizar o processo de início dos investimentos em Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH). Este trabalho foi realizado no contexto de uma demanda da ABRAGE, Associação Brasileira dos Geradores Hidrelétricos, a partir de articulação com as instituições do governo que estão empenhadas na avaliação da alternativa dos SAH como possível solução de armazenamento e flexibilidade no atual momento do Setor Elétrico Brasileiro. Este documento foi elaborado considerando os resultados de entrevistas, realizadas entre outubro e novembro de 2025, com os agentes associados da ABRAGE, apresentados no relatório “Resultado das Entrevistas” e uma análise das práticas recentes de contratação em países como Reino Unido, Austrália, Estados Unidos, Itália, Portugal, Espanha e China.

Considerando o estágio incipiente de contratação de recursos de capacidade e de flexibilidade no Brasil, bem como a inexistência de outros mercados além do mercado de energia e dos leilões de capacidade, existem ainda indefinições por parte dos agentes institucionais e das empresas com respeito à construção do arcabouço regulatório que dê estabilidade para a viabilização dos SAH no Brasil.

Desta forma, este documento oferece algumas conclusões e recomendações pautadas na experiência internacional, mas também nas percepções dos agentes a partir das entrevistas realizadas e na experiência do Gesel em pesquisas sobre o tema.

O documento está dividido em sete seções, sendo a primeira esta apresentação. A segunda seção traz uma introdução com o histórico de estudos recentes e discussões regulatórias em andamento. A terceira seção apresenta as principais perguntas extraídas a partir das entrevistas feitas. A quarta seção trata das referências internacionais e a quinta seção apresenta algumas recomendações para o aperfeiçoamento das políticas públicas sobre os SAH. A sexta seção apresenta as conclusões do estudos e a sétima seção traz as referências bibliográficas.

2 Introdução

Ao longo dos últimos dez anos, diversos estudos foram desenvolvidos na temática de armazenamento e flexibilidade para o Sistema Elétrico Brasileiro.

No escopo do Planejamento Energético, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou diversos estudos sobre o tema, cabendo destacar a Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0 voltada aos Estudos de Inventário de UHR e a ferramenta de busca de locais favoráveis GeoUHR1. Já em fevereiro de 2021, a EPE publicou a Nota Técnica: “Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Desafios para inserção em mercados de energia elétrica” (NT 013/2021-r0). Esta nota técnica trouxe os resultados de pesquisa sobre as experiências internacionais com SAH focando em aspectos de mercado, regulação e desafios para atração de novos investimentos. Finalmente, em janeiro de 2025, a EPE publicou um Roadmap (EPE, 2025) que visa fornecer um panorama abrangente para a inserção das UHRs no Brasil, cobrindo desafios regulatórios, técnicos, econômicos e socioambientais. Este último documento enfatiza que, apesar de o Brasil não possuir UHR, essa tecnologia oferece capacidade e flexibilidade cruciais para o SIN, especialmente frente à crescente participação de fontes renováveis não controláveis. A EPE mapeou o potencial nacional de instalação de UHR, analisou a necessidade de adaptações legais, como o conceito de “aproveitamento ótimo” e a remuneração de serviços, e sugeriu um projeto-piloto como primeiro passo para a viabilização e o desenvolvimento dessa importante solução de armazenamento de energia.

Quanto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em julho de 2023, a instituição publicou um documento de análise de impacto regulatório que abordou os desafios regulatórios para a integração de novas soluções de armazenamento de energia no Brasil, em meio à transição energética. O problema central identificado neste documento foi a falta de regulamentação clara, que cria impedimentos para o acesso à rede, a definição de tarifas e os modos de outorga para esses sistemas. As causas principais apontadas foram indefinições de acesso, dificuldades de coordenação institucional, um modelo remuneratório inadequado, custos elevados das novas tecnologias e lacunas na regulamentação (ANEEL, 2023a).

A ANEEL realizou também consultas públicas em 2023 visando colher sugestões para a regulamentação dos sistemas de armazenamento de energia no Brasil, consolidadas na Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL (Aneel, 2023b). A Nota detalha os objetivos, o histórico da consulta, a análise das diversas contribuições recebidas de empresas, associações e indivíduos, e propõe um roteiro regulatório dividido em ciclos para abordar gradualmente os desafios de outorga, acesso à rede, comercialização, serviços ancilares e tarifação, com a finalidade de otimizar a operação e expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em 2024, a ANEEL divulgou os resultados da chamada de PDI Estratégico nº 21, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”. O relatório destes projetos mostrou diversas tecnologias e benefícios dos sistemas de armazenamento de energia (ANEEL, 2024), porém nenhum projeto focou especificamente em SAH.

Diante deste contexto, o GESEL tem agido como um catalisador do processo de integração de UHRs no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Um dos estudos mais abrangentes é o projeto “A Viabilidade das Usinas Reversíveis no SIN” (PD-00642-2705/2019) liderado pelo (GESEL-UFRJ), que buscou reunir, desenvolver e divulgar conhecimento sobre os SEAH. Este projeto avaliou a viabilidade técnica e econômica das UHRs para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). O trabalho está consolidado em um livro que aborda desde os componentes, tipologias e serviços, a experiência internacional, até os condicionantes para a viabilidade financeira e os aspectos regulatórios e comerciais (Brandão, Castro e Hunt, 2021). Posteriormente, em 2023, foram divulgados dois Textos de Discussão do Setor Elétrico (TDSE), que propõem alternativas regulatórias para a viabilização comercial dos SAH e alternativas jurídico-regulatórias para permitir a exploração dessas usinas no Brasil (Brandão e Gomes, 2023a, 2023b). Por fim, em dezembro de 2024 foi lançado um Manual de Inventário de UHR, como parte do projeto de P&D nº05018-0120/2020, para orientar os processos iniciais necessários para a implantação dessas usinas, desde a sua concepção até a sua habilitação para participar de eventuais leilões (ANEEL, 2024).

Em 20 de março de 2025, o MME realizou um seminário sobre Sistemas de Armazenamento Hidráulico. O evento, dividido em dois painéis, discutiu

primeiro a visão das instituições do setor elétrico sobre sistemas de armazenamento hidráulico. Na segunda parte, foi debatida a visão das associações sobre o tema, os benefícios dos sistemas de armazenamento hidráulico para o SIN e a experiência internacional.

Recentemente, em 25 de maio de 2025, o GESEL realizou um seminário presencial denominado “Perspectivas das Usinas Hidrelétricas Reversíveis para o armazenamento hidráulico”, que reuniu exposições de diretores do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da EPE e da Casa Civil da Presidência da República, com a participação de representantes de alguns grupos do segmento de geração (Eletrobras, Engie, Auren, CTG, Neoenergia, Cemig, State Grid e Copel). A fim de avançar no processo para a incorporação da tecnologia no SEB, o GESEL realizou, no dia 26 de junho do mesmo ano, o seminário presencial “Cadeia Produtiva de Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, com o objetivo de intensificar e qualificar o diálogo entre representantes do marco institucional (Casa Civil da Presidência da República, ONS, EPE, ANEEL, BNDES) e grupos empresariais que atuam há anos na cadeia produtiva do setor.

Visando contribuir para esta discussão, o Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica – Secretaria de Transição Energética e Planejamento do MME formulou uma série de questões que foram apresentadas em um seminário presencial intitulado “Cadeias Produtivas das Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, organizado pelo GESEL. Diante da resposta positiva das empresas do setor elétrico, refletida na presença de cerca de 150 pessoas neste seminário, o Gesel, em parceria com a ABRAGE, decidiu realizar a presente pesquisa, com o objetivo de identificar a percepção das empresas sobre o futuro dos Sistemas de Armazenamento de Energia Hidráulica no Brasil e contribuir para a elaboração de diretrizes para a implementação destes sistemas no país.

3 Percepção dos agentes de geração sobre os SAH

As entrevistas realizadas com as nove empresas geradoras, somadas à análise do cenário regulatório e mercadológico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), evidenciam que o debate sobre os Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) converge para três grandes conjuntos de desafios estruturantes: (i) o enquadramento regulatório e a segurança jurídica; (ii) a viabilidade econômica e a remuneração dos serviços prestados; e (iii) os entraves associados ao licenciamento ambiental e à outorga de uso da água. Esses eixos refletem tanto preocupações imediatas dos agentes, quanto lacunas já identificadas em estudos técnicos recentes, incluindo aqueles sintetizados no *Relatório “Resultados das Entrevistas”*, enviado no dia 25 de novembro de 2025.

No que se refere ao *arcabouço regulatório*, as empresas destacam incertezas sobre o enquadramento institucional dos SAH, especialmente quanto à definição jurídica desses ativos: se devem ser tratados como unidades de geração, como prestadores de serviços ao sistema elétrico ou como uma categoria híbrida, dependente do tipo de arranjo (ciclo aberto, semiaberto ou fechado). Essa indefinição impacta diretamente o acesso à rede, o regime tarifário e a forma de outorga, criando insegurança para investidores. Soma-se a isso a necessidade de evitar a dupla cobrança pelo uso da rede (nas funções de consumo e geração) e de avaliar alternativas, como tarifas específicas para unidades reversíveis ou o estabelecimento de uma figura legal própria para o armazenamento, tema recorrente entre os agentes consultados.

A *viabilidade econômica* dos SAH constitui o segundo eixo crítico. O elevado CAPEX dessas soluções, combinado com a ausência de um mercado estruturado de capacidade, cria incertezas sobre os fluxos de receita e dificulta a mobilização de investimentos privados. As empresas convergem na avaliação de que a arbitragem pura de energia, explorando as diferenças entre preços horários, não é suficiente para sustentar economicamente os SAH. Surge, assim, a necessidade de mecanismos que reconheçam e remunerem adequadamente atributos sistêmicos, como flexibilidade, resposta rápida, suporte à confiabilidade do despacho e outros serviços ancilares. Além disso, adaptações regulatórias relacionadas à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

tornam-se essenciais, uma vez que o cálculo baseado exclusivamente na geração se mostra incompatível com SAH, especialmente em arranjos de circuito fechado.

Por fim, o terceiro eixo diz respeito aos *desafios do licenciamento e da outorga de uso da água*, considerados pelos agentes como um dos principais entraves ao desenvolvimento dos SAH no Brasil. Embora o país possua extensa experiência com hidrelétricas convencionais, ainda não dispõe de instrumentos específicos para avaliar a operação dupla (como carga e geração), típica de sistemas reversíveis. Os entrevistados apontam que arranjos de baixo impacto incremental, como os de ciclo fechado, poderiam ser enquadrados em processos mais ágeis e proporcionais aos impactos esperados, desde que acompanhados de Termos de Referência (TR) ajustados às suas características operacionais. No caso da outorga, destaca-se a necessidade de repensar a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH), especialmente para arranjos fechados, onde perdas de volume e balanços hídricos diferem substancialmente daqueles observados em aproveitamentos tradicionais. Em arranjos semiabertos ou abertos, a avaliação deve considerar usos múltiplos da água, variações de vazão, efeitos a jusante e interferências com cascatas existentes, exigindo metodologias específicas e maior integração entre órgãos ambientais, gestores de recursos hídricos e instituições do setor elétrico.

A discussão sobre a implantação de SAH no Brasil revela desafios estruturais associados ao processo de licenciamento ambiental e à outorga de uso da água. Embora o país tenha trajetória consolidada na exploração hidrelétrica, a ausência de SAH em operação indica uma lacuna institucional e regulatória significativa. Embora o Brasil possua ampla experiência com grandes reservatórios, ainda não desenvolveu mecanismos específicos para avaliar empreendimentos capazes de operar como carga e geração, característica intrínseca dos SAH e que implica novas formas de análise hidrológica, operacional e ambiental (EPE, 2025).

No campo socioambiental, a seleção de sítios para SAH exige metodologias diferenciadas de inventário, com análises que integrem aspectos topográficos, disponibilidade hídrica, restrições de conservação e potenciais impactos cumulativos. Os arranjos de ciclo aberto e semiaberto, em particular, requerem atenção redobrada devido à interação direta com corpos d'água naturais, podendo afetar usos múltiplos da água, dinâmicas de vazão a jusante e a operação de aproveitamentos existentes. Tal

sensibilidade reforça a necessidade de procedimentos de licenciamento que incorporem avaliações específicas de interferência em cascatas e mecanismos de mitigação adaptados às condições hidrológicas locais.

Nesse sentido, a comparação entre as evidências da EPE e as recomendações internacionais aponta para a necessidade de criação de diretrizes específicas para o licenciamento e a outorga de UHR no Brasil. Entre os aprimoramentos possíveis, destacam-se: a elaboração de protocolos mínimos para estudos ambientais e hidrológicos; regras claras para operação de SAH em bacias com múltiplos usuários; metodologias padronizadas para avaliação de impactos cumulativos; e maior integração entre órgãos ambientais, gestores de recursos hídricos e operadores do sistema elétrico. A ausência de tais instrumentos, reconhecida como barreira crítica pela EPE, limita a previsibilidade regulatória e desincentiva investimentos em uma tecnologia que pode desempenhar papel central no fornecimento de flexibilidade e capacidade firme ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4 Referências Internacionais

A matriz elétrica de diversos países está em rápida mudança. Embora o carvão e os derivados de petróleo ainda representem uma parcela relevante da geração em nível global, suas participações diminuem continuamente com a relativa estagnação da capacidade instalada total da geração baseada em combustíveis fósseis. Em contrapartida, a participação das energias solar e eólica cresce de forma robusta, apoiada tanto por projetos de grande escala quanto pela adoção de painéis solares em telhados residenciais. Esse avanço, porém, intensifica a necessidade de flexibilidade e capacidade de armazenamento, para equilibrar a variabilidade da produção renovável ao longo do dia.

O papel do armazenamento de energia tornou-se estratégico na garantia da segurança de abastecimento, na redução de vertimentos e cortes de geração renovável e na eficiência da utilização dos recursos de geração e de rede. Baterias de grande escala (BESS) e SAH cumprem duas funções importantes para o sistema elétrico moderno: permitem atender a ponta de carga da noite, um momento em que a carga é elevada e não há geração solar e; permitem armazenar o excedente de energia solar diurna e suprir o sistema no período em outros momentos seja de noite ou em momentos de baixa produção eólica. Nesse contexto, a experiência internacional oferece um conjunto de referências úteis para a compreensão dos instrumentos de política pública e dos arranjos de mercado capazes de viabilizar investimentos em armazenamento de grande porte de armazenamento hidráulico e para soluções eletroquímicas em escala de rede.

Esta seção apresenta uma análise comparativa de experiências em sete países: Portugal, Espanha, Itália, Reino Unido, Estados Unidos, Austrália e China. A seleção combina países europeus com diferentes graus de maturidade regulatória e de integração de mercados (Portugal, Espanha, Itália, Reino Unido), uma grande economia liberal com mercados de energia profundamente desenvolvidos (Estados Unidos), um caso de federação com forte protagonismo subnacional e trajetória acelerada de expansão de baterias e armazenamento hidráulico (Austrália) e um sistema de planejamento centralizado com metas quantitativas ambiciosas e forte coordenação regulatória (China).

O foco analítico recai sobre os *mecanismos de incentivo ao investimento* em armazenamento de grande porte, entendidos de forma ampla: esquemas de remuneração regulada (tarifas de capacidade e regimes de custo do serviço), mercados de capacidade e serviços ancilares, subsídios a investimento (*CAPEX grants*), mecanismos de *cap and floor* de receita, instrumentos fiscais (créditos tributários) e obrigações regulatórias que criam demanda para o armazenamento. Para cada país, são descritos o enquadramento institucional de base, os instrumentos específicos voltados a armazenamento hidráulico e baterias e os principais resultados quantitativos observáveis em termos de capacidade instalada, *pipeline* de projetos e evolução recente.

Por fim, a seção encerra com uma síntese que organiza os achados em torno de algumas dimensões comuns (tipo de tecnologia, natureza do instrumento, horizonte temporal e papel relativo de planejamento central e mercado) de modo a fornecer um quadro comparativo que possa informar a discussão sobre o desenho de políticas de promoção de armazenamento em outras jurisdições.

4.1 Austrália

A Austrália tornou-se um dos casos mais emblemáticos de combinação entre armazenamento hidráulico e baterias em um sistema com alta penetração de renováveis variável.

A base histórica do armazenamento de energia de longa duração na Austrália é formada por sistemas de armazenamento hidráulico construídos nas décadas de 1970 e 1980, antes da criação do *National Energy Market* (NEM), sob um regime de monopólios estatais verticalmente integrados e de planejamento centralizado. Esses ativos são utilizados atualmente principalmente para arbitragem energética e serviços de confiabilidade, em regime predominantemente *merchant*, complementado por contratos de energia de longo prazo com varejistas e geradores integrados.

A nova fase de expansão é marcada por grandes projetos de armazenamento hidráulico apoiados por garantias de receita. O projeto *Snowy 2.0*, atualmente em construção, adicionará cerca de 2.000 a 2.200 MW de potência e aproximadamente 350 GWh de armazenamento ao NEM,

configurando um dos maiores sistemas de armazenamento hidráulico do mundo (SNOWY HYDRO, 2025). O projeto é viabilizado por uma combinação de propriedade estatal (*Snowy Hydro Limited*), contratos de fornecimento com varejistas e apoio governamental direto, constituindo um exemplo de projeto estruturante em que o risco de mercado é mitigado por decisões de política pública.

Outro caso relevante é o *Kidston Pumped Storage Hydro* (250 MW, cerca de 2 GWh), no estado de Queensland. Sua estrutura de financiamento apoia-se em um contrato de prestação de serviços de armazenamento de 30 anos com a *EnergyAustralia*, que garante uma remuneração mínima sobre a capacidade disponibilizada, reduzindo significativamente o risco de receita frente à volatilidade dos preços do mercado spot (GENEX POWER; ENERGYAUSTRALIA, 2020).

Mais recentemente, Nova Gales do Sul (NSW) passou a utilizar leilões específicos para armazenamento de longa duração que contemplam sistemas de armazenamento hidráulico. No âmbito da quinta rodada de *Long-Term Energy Service Agreements* (LTESAs) para *long duration storage*, foram contratados 1.025 MW e 13,8 GWh de capacidade, incluindo um novo sistema de armazenamento hidráulico, o projeto ACEN Phoenix PHES com 800 MW, 11.990 MWh e cerca de 15 horas de armazenamento (AEMO SERVICES, 2025). As LTESAs estabelecem um mecanismo de *floor* e *cap* de receita (*Net Revenue Threshold* e *Annuity Cap*), com prazos que podem chegar a 40 anos para projetos de armazenamento hidráulico, de modo a garantir uma receita mínima anual por MW/MWh e, simultaneamente, partilhar com o poder público parte da receita excedente em cenários de preços elevados. Esse mecanismo reduz o risco de mercado de projetos de armazenamento hidráulico de longa maturação e alto CAPEX, tornando financiáveis ativos com vida útil muito superior à das baterias.

Somando-se os resultados das rodadas 1, 3 e 5 de LTESA, NSW já contratou cerca de 1,6 GW e 18,4 GWh de armazenamento de longa duração, o que representa parcela significativa das metas estaduais de 2 GW e 16 GWh até 2029 e 28 GWh até 2034 (NSW GOVERNMENT, 2024; AEMO SERVICES, 2025).

4.1.1 Expansão do armazenamento em baterias

O ciclo recente de expansão do armazenamento em baterias em grande escala na Austrália teve início com o *Hornsedale Power Reserve* (100 MW), comissionado em 2017 no estado da Austrália do Sul, e se acelerou a partir de 2021. Em 2024, a capacidade operacional de baterias no NEM atinge aproximadamente 1,96 GW, quase oito vezes o nível de 2020, com capacidade energética total de cerca de 3 GWh e oito projetos com potência superior a 100 MW (MODO ENERGY, 2024). A implantação recente tem se concentrado em sistemas de duas horas, que aumentam a capacidade de arbitragem energética e reduzem a dependência de receitas exclusivamente oriundas de serviços ancilares.

Em termos de resultados econômicos, estima-se que as baterias em escala de rede no NEM tenham auferido, em 2024, valor 45% superior ao observado em 2023, com crescente predominância da receita de arbitragem de energia sobre a de serviços de controle de frequência (FCAS) (MODO ENERGY, 2025). Esses resultados, combinados com a queda de custos relatada por estudos do CSIRO e de consultorias privadas, têm sustentado o avanço de um grande *pipeline* de projetos: estima-se que aproximadamente 16,8 GW de novas baterias estejam em desenvolvimento no NEM, dos quais cerca de 12,5 GW podem entrar em operação até 2028 (MODO ENERGY, 2024; 2025).

Do ponto de vista de instrumentos de política, a expansão inicial foi fortemente ancorada em subsídios de investimento e em contratos de reserva. Vários projetos pioneiros receberam apoio da *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) e do *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC), sob a forma de subsídios a CAPEX ou financiamento em condições incentivadas. Além disso, governos estaduais celebraram contratos de reserva de longo prazo, como o acordo entre o governo da Austrália do Sul e Hornsdale, e o esquema *System Integrity Protection Scheme* (SIPS) que viabilizou a Victorian Big Battery (300 MW) e a Waratah Super Battery (até 850 MW) em NSW. Esses contratos remuneram a disponibilidade da bateria para garantir segurança do sistema em eventos críticos, fornecendo uma receita relativamente estável à margem do mercado spot.

Com o amadurecimento do mercado, aumenta o peso das receitas puramente mercantis e de arranjos privados de *tolling* ou *virtual tolling*, nos quais comercializadores ou grandes consumidores assumem o controle

operacional da bateria em troca de um pagamento fixo ou de um perfil de partilha de receitas com o proprietário (MODO ENERGY, 2024). Ainda assim, para projetos de maior duração (4 a 8 horas) e perfil de receita mais arriscado, mecanismos públicos de mitigação de risco seguem centrais.

4.1.2 Esquemas de incentivo e resultados

No plano federal, o principal instrumento recente é o *Capacity Investment Scheme* (CIS), concebido para “destravar” até 40 GW de nova capacidade até 2030, sendo 26 GW de geração renovável e 14 GW de capacidade despachável, categoria que inclui sistemas de armazenamento hidráulico e baterias de longa duração (DCCEEW, 2025). O CIS utiliza contratos de longo prazo (10 a 15 anos) com um mecanismo de *cap and floor* de receita: quando as receitas líquidas de mercado ficam abaixo de um patamar de referência, o governo federal complementa a diferença; quando superam um teto acordado, o projeto devolve parte da receita ao Estado. Os leilões são tecnologicamente neutros, mas têm lotes específicos para capacidade despachável, funcionando como um mecanismo de redução de risco para projetos de armazenamento.

Em Nova Gales do Sul, o *Electricity Infrastructure Roadmap* articula os leilões de LTESA com o CIS. Em algumas rodadas, o apoio federal do CIS foi integrado às LTESAs, ampliando o volume de capacidade contratada e permitindo a realização de um “super leilão” que, em 2023, selecionou seis projetos de armazenamento (baterias e outros) totalizando 1.075 MW e 2.790 MWh de capacidade (NSW GOVERNMENT, 2023). Nas rodadas mais recentes, voltadas especificamente ao armazenamento de longa duração, a combinação LTESA + CIS passou a direcionar o leilão para projetos com duração mínima de 8 horas e prazos de contrato mais extensos, abrindo espaço tanto para baterias de longa duração quanto para sistemas de armazenamento hidráulico.

De forma agregada, os principais instrumentos australianos para promoção de armazenamento de grande porte podem ser resumidos em três eixos:

- i. apoio direto a projetos estruturantes de armazenamento hidráulico, como Snowy 2.0 e Kidston, via participação estatal, contratos bilaterais de longa duração e financiamento público;

- ii. esquemas de leilão com contratos de “*cap and floor*” (CIS e LTESAs) voltados a capacidade despachável e armazenamento de longa duração, que já resultaram na contratação de mais de 2,6 GW de capacidade de armazenamento (incluindo 1,6 GW de longa duração), com forte participação de sistemas de armazenamento hidráulico e baterias; e
- iii. apoio inicial a baterias em escala de rede via subsídios de CAPEX, contratos de reserva e serviços ancilares, seguido por uma transição progressiva para modelos de negócio marcadamente mercantis, ancorados em arbitragem de energia e volatilidade de preços.

Os resultados observados até 2024 ou 2025, exibem uma forte aceleração da capacidade em baterias, a consolidação de um portfólio de grandes projetos de armazenamento hidráulico e um *pipeline* de longo prazo alinhado às metas da AEMO de dezenas de GW de armazenamento até 2050, indicam que a combinação de esquemas de receita garantida de longo prazo com mercados de energia relativamente líquidos tem sido eficaz para viabilizar investimentos de grande porte em armazenamento na Austrália.

4.1.3 *Licenciamento ambiental e outorga de recursos hídricos*

Com relação ao licenciamento ambiental, a experiência australiana oferece importantes lições para países que buscam ampliar sua capacidade de armazenamento de energia com salvaguardas ambientais robustas. Governos estaduais como New South Wales, Queensland e Victoria desenvolveram diretrizes específicas para a expansão do armazenamento hidráulico, reconhecendo suas particularidades operacionais e sua relevância para sistemas elétricos com elevada participação de renováveis. Esses documentos enfatizam que o licenciamento ambiental bem-sucedido depende de planejamento prévio estruturado, integração entre órgãos setoriais e mecanismos transparentes de tomada de decisão (NEW SOUTH WALES, 2022).

Uma das principais boas práticas observadas na Austrália é a realização de avaliações preliminares abrangentes antes da abertura de processos de licenciamento. Relatórios governamentais como os *Hydro Studies de Queensland* recomendam que a seleção de sítios considere simultaneamente parâmetros topográficos, disponibilidade hídrica, restrições socioambientais e conflitos de uso da água. Essa triagem inicial, conduzida

por meio de inventários regionais e bancos de locais pré-avaliados, evita que empreendimentos avancem para etapas onerosas sem viabilidade ambiental, reduz incertezas e fortalece a previsibilidade regulatória (QUEENSLAND GOVERNMENT, 2021). Tais práticas asseguram maior eficiência ao processo, além de reduzir litígios e retrabalho.

Outro ponto central nas diretrizes australianas é a articulação entre o licenciamento ambiental e a outorga de uso da água. SAH possuem modos operativos distintos das hidrelétricas convencionais, pois alternam entre consumo e geração, modificando volumes e níveis dos reservatórios em ciclos diários semanais ou sazonais. *Roadmaps* estaduais orientam que autorizações hídricas incluam parâmetros específicos para regimes de bombeamento, manutenção de vazões ecológicas, impactos a jusante e possíveis interferências em cascatas existentes. Além disso, recomenda-se que tais parâmetros sejam adaptativos, permitindo revisões com base em dados de monitoramento contínuo (ENERGY NSW, 2022). Essa integração reduz conflitos entre órgãos e fortalece a segurança jurídica dos projetos.

A Austrália também destaca a importância do engajamento social antecipado. Experiências estaduais demonstram que consultas públicas realizadas desde a concepção do projeto, e não apenas durante o EIS (*Environmental Impact Statement*), ampliam a confiança das comunidades e facilitam a incorporação de valores sociais, culturais e ambientais nas decisões. Em regiões com presença de povos indígenas, diretrizes normativas exigem processos de consulta culturalmente adequados, avaliação de impactos no patrimônio e participação direta dos representantes tradicionais no desenho das medidas mitigadoras (VICTORIA GOVERNMENT, 2021). Essa abordagem tem se mostrado crucial para a redução de controvérsias e para a legitimidade dos empreendimentos.

4.2 Reino Unido

As usinas de armazenamento hidráulico atualmente em operação no Reino Unido (Dinorwig, Ffestiniog, Cruachan e Foyers) foram construídas antes da privatização do setor, sob o regime de serviço público integrado, com remuneração baseada em custo do serviço, visando complementar um parque gerador então baseado em projetos a carvão e nucleares. Após 1984, não houve novos empreendimentos de armazenamento hidráulico, apesar

da identificação de potencial adicional e da outorga de licenças a projetos como Coire Glas e Cruachan 2. Análises de associações setoriais indicam hoje um portfólio de 11 projetos de armazenamento hidráulico em diferentes estágios de desenvolvimento, totalizando cerca de 10 GW e 200 GWh de capacidade de armazenamento, o que contrasta com a ausência de decisões finais de investimento ao longo das décadas anteriores (BRITISH HYDROPOWER ASSOCIATION, 2023; INTERNATIONAL WATER POWER, 2025).

A dificuldade em financiar novos sistemas de armazenamento hidráulico decorre sobretudo do elevado investimento inicial, da longa vida útil dos ativos e da exposição a receitas voláteis em mercados de energia e serviços ancilares. Reconhecendo esse problema, o governo lançou, em 2024, a consulta *Long duration electricity storage: proposals to enable investment*, que concluiu pela adoção de um regime de “*cap and floor*” específico para LDES, com a Ofgem atuando como regulador e entidade de implementação (DESNZ, 2024b).

O modelo foi inspirado em esquemas anteriores usados para interconectores elétricos (interligações internacionais), adaptado para enfrentar os desafios específicos do armazenamento de energia. A iniciativa é vista como essencial para integrar fontes renováveis intermitentes (como solar e eólica), reduzir a dependência de combustíveis fósseis e estabilizar os preços da eletricidade

O regime de “*cap and floor*” foi detalhado no “*Long Duration Electricity Storage Technical Decision Document*”, publicado em março de 2025. “*Cap and floor*” significa que os projetos têm um limite mínimo (*floor*) e máximo (*cap*) de receita garantida. Na prática, o esquema estabelece uma base de receitas reguladas para projetos de armazenamento de longa duração, incluindo armazenamento hidráulico, com contratos de 20 a 25 anos: a receita anual líquida do projeto com base na atuação no mercado de energia é comparada ao piso (*floor*), abaixo do qual o projeto recebe pagamentos complementares financiados pela tarifa de uso da rede, e a um teto (*cap*), acima do qual parte da receita é devolvida aos consumidores (OFGEM; DESNZ, 2025; WHITE & CASE, 2025). Essa abordagem reduz o risco de mercado e torna os projetos mais atrativos para investidores privados.

Os projetos são selecionados por meio de chamadas públicas organizadas pela Ofgem (regulador de energia). Há duas categorias:

- *Stream One*: Projetos de grande escala e alta maturidade tecnológica (BESS e armazenamento hidráulico);
- *Stream Two*: Tecnologias emergentes, inovadoras ou em estágio inicial.

A elegibilidade exige, em geral, potência mínima de 100 MW (*Stream One*) ou 50 MW (*Stream Two*) e duração mínima de 8 h de descarga à plena potência, assegurando foco em armazenamento de longa duração.

Os projetos contratados devem estar operacionais entre 2030 e 2033, alinhando-se às metas de energia limpa do Reino Unido. A primeira janela de contratação (*Window One*) cobre entre 2,7 GW e 7,7 GW de capacidade de projetos LDES com entrada em operação até 2033, alinhado à trajetória de 4 a 6 GW de capacidade LDES até 2030. Os contratos oferecem estabilidade de receita por períodos longos, embora a duração exata não tenha sido especificada publicamente.

Em 2025, a Ofgem recebeu 171 propostas e, após a etapa de elegibilidade, 77 projetos, totalizando cerca de 28,7 GW, passaram à fase de avaliação multicritério, incluindo diversos projetos de armazenamento hidráulico (OFGEM, 2025a; MODO ENERGY, 2025). Embora ainda não haja usinas contratadas sob esse regime, o volume de projetos qualificados indica que o *cap and floor* já mitigou uma barreira central: a ausência de uma receita de longo prazo previsível para ativos de armazenamento hidráulico.

Ressalta-se que a REA (Associação de Energias Renováveis) destacou que o modelo comercial anterior era um obstáculo ao desenvolvimento de LDES, e que esse novo mecanismo representa uma vitória estratégica para o setor.

4.2.1 Baterias e incentivos baseados em mercado

No caso das baterias com armazenamento de curta duração, o Reino Unido optou por um caminho predominantemente orientado ao mercado, combinando reforma regulatória, serviços ancilares e o Mercado de Capacidade (*Capacity Market*). O primeiro impulso veio de programas de resposta rápida de frequência (como o *Enhanced Frequency Response* e, mais recentemente, os serviços *Dynamic Containment*, *Dynamic Regulation* e

Dynamic Moderation), que passaram a ser o principal vetor de receita dos projetos no início da expansão da tecnologia. Estudos indicam que, em após alguns anos de vigência dos programas, cerca de 70% a 80% da receita de empreendimentos de baterias eram provenientes da venda de serviços de frequência, com arbitragem no mercado de energia e receitas do *Balancing Mechanism* desempenhando papel complementar (TIMERA ENERGY, 2022; PACIFIC GREEN, 2023; MODO ENERGY, 2024).

Em paralelo, o Mercado de Capacidade tornou-se o principal instrumento de contratação de longo prazo para baterias. As regras do esquema foram ajustadas para permitir contratos de até 15 anos para novos ativos que atinjam requisitos mínimos de investimento e de duração (tipicamente até 4 h), com fatores de redução (“*derating*”) específicos para diferentes autonomias. No leilão T-4, realizado em 2025 para o ano de entrega 2028/2029, cerca de 1,8 GW de capacidade de baterias, correspondendo a mais de 80% dos novos recursos contratados, assegurou contratos de 15 anos, reforçando o papel das baterias na segurança de suprimento futura (SP GLOBAL, 2025; PV MAGAZINE, 2025).

A combinação entre serviços ancilares, arbitragem e contratos de capacidade tem produzido resultados tangíveis: a capacidade de baterias passou de valores marginais na metade da década de 2010, para cerca de 4,4 GW em meados de 2024, com aproximadamente 4,3 GW adicionais em construção e um *pipeline* de 95,6 GW (RENEWABLEUK, 2024; RATEDPOWER, 2024; BUSINESSGREEN, 2024). Um artigo de setembro 2025 da RenewableUK informa que, “atualmente, o Reino Unido possui mais de 6,8 GW / 10,5 GWh de armazenamento em baterias operacionais”. Ao contrário do armazenamento de longa duração, não há um regime contratual específico para baterias de curta duração: o incentivo principal é a possibilidade de “empilhar” receitas provenientes de vários mercados com risco comercial relativamente manejável em horizontes de 5 a 15 anos.

4.3 Itália

A Itália ocupa papel de destaque europeu no segmento de SAH, sendo um dos países europeus com maior tradição em armazenamento de energia em larga escala, sobretudo via armazenamento hidráulico. O conceito de SAH já era utilizado no final do século XIX, em regiões alpinas, se desenvolvendo intensamente a partir das décadas de 1960 e 1990,

aproveitando relevo montanhoso, reservatórios e afinidade industrial com geração hidrelétrica clássica.

Entre os exemplos emblemáticos italianos, destaca-se a usina de *Entracque Power Plant* (Valle Gesso), operando desde 1982 com ~1,3 GW de potência. Outro exemplo é a *Edolo Pumped Storage Plant* (~1000 MW), em operação desde meados da década de 1980. Esses equipamentos permitiram que a Itália, historicamente, tivesse uma das maiores capacidades de SAH na Europa, servindo não só à arbitragem de preços de energia (como bombear quando o preço está baixo) mas também ao suporte de rede (reserva, regulação, resposta rápida).

Segundo relatório *World Hydropower Outlook* (2024) da Associação Internacional de Hidroeletricidade (IHA), a Itália possui 20 grandes usinas de bombeamento, com 7,1 GW de potência de descarga e cerca de 53 GWh de energia armazenada, o que coloca o país entre os líderes europeus em armazenamento hidráulico em potência instalada. Em paralelo, o segmento de baterias cresceu rapidamente a partir de 2020, sobretudo em aplicações residenciais e comerciais associadas a sistemas fotovoltaicos, impulsionado por incentivos fiscais. Ao final de 2022, havia quase 230 mil sistemas de armazenamento conectados, com potência total de 1.530 MW e capacidade máxima de 2.752 MWh, 99,9% deles acoplados a usinas fotovoltaicas de pequeno porte.

No caso do armazenamento hidráulico, a maior parte do parque foi construída sob o regime verticalmente integrado anterior à liberalização do setor. Em 2019, operavam 22 usinas de armazenamento hidráulico com cerca de 6,5 GW em potência de bombeamento e 7,6 GW em potência de geração, concentradas principalmente no Norte do país.

Os SAH na Itália operam basicamente sob modelo *merchant*: compram energia de baixo custo (baixa demanda/baixa tarifa) para bombear, e depois vendem energia em horário de pico, captando a diferença de preço. Além disso, oferecem serviços de sistema, reserva de potência, regulação de frequência, resposta rápida, sob contratação pela Terna S.p.A. (o operador de rede nacional). Assim, parte da receita advinha da disponibilidade para a rede e parte do despacho de bombeio/geração no mercado de energia.

Apesar da relevância sistêmica, a energia gerada por bombeamento caiu de cerca de 8 TWh/ano para menos de 2 TWh/ano ao longo da última

década, reflexo de dificuldades de remuneração em mercados baseados apenas em arbitragem de preços horário e pagamentos por serviços de sistema, considerados insuficientes para cobrir custos fixos e de capital (IFPSH, 2021). O Plano Nacional de Energia e Clima (PNIEC) já reconhecia, em 2019, a necessidade de desenvolver novos sistemas de armazenamento centralizado de 6 GW até 2030, dos quais 3-4,5 GW por meio de novos projetos de armazenamento hidráulico, o que exigiria mecanismos de remuneração de longo prazo além dos mercados de energia de curto prazo.

Para baterias, o primeiro sinal mais claro de política pública voltada ao armazenamento foi dado no segmento distribuído. A partir de 2020, o programa fiscal Superbonus 110% permitiu a recuperação de até 110% do investimento em sistemas fotovoltaicos com armazenamento, por meio de créditos fiscais plurianuais, o que tornou economicamente atrativa a combinação FV + bateria para consumidores residenciais e pequenos negócios (E3ANALYTICS, 2023; MICAT, 2024). Como resultado, o número de sistemas de armazenamento cresceu fortemente: de 1,53 GW/2,75 GWh em 2022, o mercado instalou novos 2,02 GW/3,84 GWh apenas em 2023, passando a quase 520 mil sistemas conectados (ITALIA SOLARE, 2024). Em 2024, foram adicionados mais 2,11 GW/5,92 GWh, e, até abril de 2025, a capacidade total de armazenamento eletroquímico conectada à rede atingiu cerca de 6,1 GW e 14,3 GWh, em aproximadamente 788 mil sistemas, um aumento de múltiplas vezes em relação a 2022 (TERNA, 2025). Ainda assim, quase toda essa capacidade permanece atrás do medidor, com baixa participação direta nos mercados de energia e serviços ancilares.

No segmento de armazenamento em grande escala, a Itália iniciou uma trajetória de incentivos específicos a partir de projetos-piloto. O mais emblemático é o projeto *Fast Reserve*, lançado pela Terna em 2020, que licitou cerca de 250 MW de baterias para prestação de serviço de regulação ultrarrápida de frequência. A oferta de projetos foi seis vezes superior à demanda, e os contratos de cinco anos foram adjudicados a preços médios significativamente inferiores ao preço-teto, tipicamente entre 23.500 e 61.000 €/MW-ano, dependendo da zona de mercado (TERNA, 2020; RENEWABLES NOW, 2020). O projeto demonstrou o interesse dos investidores em contratos de serviços de sistema de médio prazo e consolidou uma primeira fonte de receita “quase regulada” para projetos de baterias, ainda que em escala limitada. Estudos de mercado indicam

que, nos primeiros anos, uma parcela relevante da receita de baterias de grande porte vinha justamente da participação no esquema *Fast Reserve*.

Paralelamente, o país implementou um mercado de capacidade (*Capacity Market*) aberto a diferentes tecnologias despacháveis, tornando os SAH elegíveis para contratos de capacidade, que remuneram a disponibilidade de potência firme (ou quase firme) para entrega futura. Embora o mecanismo não seja dedicado apenas ao armazenamento, análises recentes mostram que, nos últimos leilões, os sistemas de armazenamento passaram a dominar a participação dos novos empreendimentos, chegando a representar cerca de 95% da potência de novos recursos contratados em determinada rodada, em virtude de sua competitividade em termos de custo e flexibilidade. Esse contexto de sinais de preço de longo prazo (*Fast Reserve*, mercado de capacidade e leilões de renováveis) preparou o terreno para a criação de um mecanismo mais específico e robusto para o armazenamento em grande escala.

Esse papel é desempenhado pelo MACSE (*Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico*), criado para viabilizar o crescimento da capacidade de armazenamento de eletricidade na Itália, essencial para integrar fontes renováveis intermitentes (como solar e eólica) ao sistema elétrico. Instituído pelo Decreto Legislativo n.º 210/2021 e aprovado pela Comissão Europeia em dezembro de 2023, o MACSE consiste em um mercado a termo para contratação de capacidade de armazenamento centralizado de longa duração, por meio de leilões competitivos organizados pela Terna. O modelo busca atrair investimentos privados ao oferecer sinais de preço de longo prazo, reduzindo riscos de mercado e incertezas regulatórias. É considerado inovador globalmente, sendo o primeiro mecanismo a oferecer remuneração de longo prazo via leilões competitivos exclusivamente para sistemas de armazenamento.

O esquema, autorizado como auxílio estatal de até 17,7 bilhões de euros, prevê a contratação de mais de 9 GW/71 GWh de novas instalações de armazenamento até 2033, com pagamentos anuais que cobrem custos de investimento e operação, baseados em lances de menor valor (EUROPEAN COMMISSION, 2023). A participação é, em princípio, neutra em relação à tecnologia, desde que atendidos requisitos de desempenho definidos pela Terna e aprovados pela ARERA. São elegíveis: (i) novos projetos de baterias de íon-lítio; (ii) usinas hidrelétricas reversíveis; (iii) projetos de reconversão ou ampliação de usinas existentes (mínimo de 15% de

aumento na capacidade de armazenamento); e (iv) tecnologias não listadas como “referência” também podem participar, mas com limite de 10% da capacidade total contratada.

Os contratos MACSE são outorgados com base em leilões periódicos, segmentados por data de entrada em operação, que podem ser de dois tipos:

- Leilão de curto prazo: para baterias de íon-lítio, com prazo para entrada em operação de 2 anos e contrato de 15 anos; e
- Leilão de longo prazo: para hidrelétricas reversíveis, com prazo para entrada em operação de 6 anos e contrato de 30 anos.

Os vencedores recebem um prêmio anual fixo por MWh de capacidade contratada, em troca da obrigação de oferecer essa capacidade ao Mercado de Serviços de Despacho (MSD) e de disponibilizá-la a terceiros por meio de uma nova plataforma de *time-shifting*, em que se negociam produtos padronizados de deslocamento temporal de energia. Para evitar sobrecompensação, as regras vedam a cumulação de contratos MACSE com o mercado de capacidade, o esquema *Fast Reserve* ou outros mecanismos de apoio de longo prazo sobre a mesma capacidade de armazenamento.

Além disso, os operadores podem obter receitas adicionais ao disponibilizar até 20% da capacidade contratada no MSD, respeitando regras de preço e penalidades por ofertas não competitivas. Podem participar operadores com autorização para construir e operar novos sistemas de armazenamento, que não tenham participado de outros mecanismos de incentivo (como o mercado de capacidade ou o projeto-piloto *Fast Reserve*).

O sucesso do MACSE depende de um planejamento regulatório e técnico robusto, com etapas bem definidas: (i) Publicação de requisitos de capacidade com 270 dias de antecedência; (ii) Definição de cotas nacionais e regionais com 20 dias de antecedência; e (iii) Avaliação técnica das tecnologias de referência a cada dois anos.

A Terna é responsável por coordenar o processo, publicar relatórios técnicos e operar a plataforma de leilões. Os projetos contratados devem disponibilizar sua capacidade para produtos de *time-shifting*, que funcionam como um “armazenamento virtual” operado por terceiros no

mercado. Esses produtos são negociados em uma plataforma específica gerida pela GME (Gestora dos Mercados Energéticos). A Terna aloca os programas de uso entre os sistemas de armazenamento, considerando limites técnicos como número máximo de ciclos e eficiência.

A primeira licitação MACSE foi realizada em 30 de setembro de 2025, com demanda de 10 GWh e entrega a partir de 2028. O leilão foi focado exclusivamente em baterias, devido ao prazo demasiado curto para a construção de sistemas de armazenamento hidráulico. O leilão foi fortemente concorrido, com ofertas totalizando cerca de quatro vezes a capacidade demandada, resultando na contratação integral dos 10 GWh a um preço médio ponderado de 12.959 €/MWh-ano, bem abaixo do preço de reserva de 37.000 €/MWh-ano estabelecido pela ARERA. Os contratos têm prazo de 15 anos e estima-se que os investimentos associados alcancem aproximadamente 1 bilhão de euros. Mais da metade da capacidade foi adjudicada a projetos da Enel, com participação relevante de outros agentes como a Plenitude (Eni), e todos os empreendimentos utilizam tecnologia de baterias de íons de lítio. As próximas rodadas previstas devem incluir leilões com prazo de entrega adequado para o armazenamento hidráulico, o que, se concretizado, tende a criar um novo ciclo de investimento em modernização e expansão de usinas de bombeamento, após anos de estagnação por insuficiência de receitas em mercados puramente *merchant*.

Segundo a própria Terna e análises independentes, o objetivo combinado do MACSE e do plano de desenvolvimento da rede é colocar em operação cerca de 72 GWh de nova capacidade de armazenamento até 2030-2033, além dos sistemas de armazenamento hidráulico já existentes. Para os SAH, espera-se que a partir de 2026 haja janelas específicas de leilões no âmbito da MACSE para armazenamento reversível/bombeamento. Especialistas preveem duas rodadas: uma para baterias e outra para SAH.

4.4 Estados Unidos

Em 2022, o armazenamento hidráulico (SAH) era a principal forma de armazenamento em grande porte nos EUA: 22 GW de potência, 553 GWh de energia, 43 usinas e participação majoritária entre os sistemas de armazenamento (70% da potência e 96% da energia de armazenamento em escala utilidade). A expansão de capacidade ao longo da década anterior

deu-se por repotenciação e otimização de usinas existentes, com acréscimo líquido de 1,4 GW entre 2010 e 2022.

A comparação entre tecnologias em 2022 mostra funções distintas: o armazenamento hidráulico apresentava duração mediana de cerca de 12 horas, enquanto as baterias, então ainda pouco difundidas, exibiam mediana de 2 horas para 445 instalações em nível de rede. Ou seja, o armazenamento hidráulico respondia pela quase totalidade da energia armazenada disponível para deslocar blocos de carga ao longo de várias horas.

4.4.1 Armazenamento hidráulico

O parque de armazenamento hidráulico americano foi desenvolvido essencialmente sob o modelo de *utilities* verticalmente integradas, com recuperação de custos em tarifa regulada. A motivação inicial para o desenvolvimento desta solução foi atender ao crescimento da demanda elétrica e reduzir custos de operação de usinas térmicas, especialmente as nucleares, armazenando energia noturna excedente para uso em horários de pico.

Após a liberalização de diversos mercados de energia norte-americanos, estas usinas passaram a depender de receitas oriundas de arbitragem de energia, mercados de capacidade e serviços ancilares (reserva, regulação, *black-start*), cuja atratividade foi reforçada pela Ordem 755 ao remunerar explicitamente a rapidez e a precisão na regulação de frequência.

A remuneração dos SAH nos EUA está hoje intrinsecamente ligada à sua capacidade de participar em mercados atacadistas organizados por Operadores Independentes de Sistemas (ISOs) e Organizações Regionais de Transmissão (RTOs). Os Mercados de Capacidade (*Capacity Markets*) são pilares fundamentais em regiões como PJM, ISO-NE e NYISO. Os SAH participam de leilões competitivos e recebem um pagamento anual regular pela sua disponibilidade (MW de potência), o que fornece a previsibilidade de receita necessária para amortizar o alto investimento inicial (CAPEX). Parte da remuneração vem de Serviços Ancilares, pois os SAH são recursos de alto valor para serviços como Controle de Frequência e Reserva Operacional (girante e não-girante), devido à sua capacidade de transição rápida entre os modos de geração e bombeamento. A FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) Order 841 padronizou a participação de

armazenamento, removendo barreiras. Finalmente, cabe destacar que ainda existem incentivos fiscais recentes: A Lei de Redução da Inflação (IRA) tornou os SAH elegíveis ao Crédito de Imposto de Investimento (ITC) como “tecnologia de armazenamento de energia”, melhorando significativamente a bancabilidade de novos projetos e expansões (*greenfield*).

Entre 2022 e 2025, a capacidade instalada de armazenamento hidráulico permaneceu praticamente estável, mas o portfólio de novos projetos cresceu. O *Hydropower Market Report* e o portal oficial do DOE indica um conjunto de projetos candidatos suficiente para mais que duplicar a capacidade atual de armazenamento hidráulico, distribuídos em múltiplos estados e com durações típicas de 8 a 12 horas. A elegibilidade desses projetos aos Créditos Fiscais para Investimento (ITC) de armazenamento sob o *Inflation Reduction Act* (IRA), com alíquota-base de 30% e possibilidade de bônus, é particularmente relevante, dada a elevada intensidade de capital e os longos ciclos de licenciamento dos SAH.

A contratação futura nos EUA será uma combinação de contratos de *Resource Adequacy* (RA) ou Capacidade de longo prazo (mandatados em estados líderes, como a Califórnia, que determinou pelo menos 1 GW de armazenamento de longa duração de 8 horas ou mais) e receitas de mercado.

4.4.2 Armazenamento em baterias

Tomando 2022 como referência, a capacidade de baterias em escala de rede, cerca de 9 GW era significativamente inferior à do armazenamento hidráulico, embora já em trajetória de crescimento rápido. A partir daí, o segmento entrou em fase de expansão acelerada: em 2023, foram adicionados 6,4 GW, elevando a capacidade para 15,5 GW; em 2024, a capacidade ultrapassou 26 GW, com 10,4 GW de novas instalações, o que representa um aumento de 66% em um único ano.

Para 2025, a EIA projeta que deverão ser conectados 18,2 GW adicionais de baterias em escala de rede, o que, mantidas as estimativas, levaria a capacidade total para algo próximo de 44 GW, em contraste com um parque de armazenamento hidráulico que permanece na ordem de 22 GW. Assim, em menos de três anos, as baterias tenderiam a multiplicar por cerca de cinco a capacidade observada em 2022, aproximando-se da

potência do armazenamento hidráulico, embora continuem a oferecer durações de armazenamento muito inferiores.

O desenho regulatório e fiscal explica boa parte dessa expansão. Do lado regulatório, as Ordens 755 e 841 da FERC integram baterias aos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares, permitindo que atuem como carga e geração e remunerando explicitamente atributos de resposta rápida. Do lado fiscal, o IRA criou um crédito fiscal para investimento (ITC) específico para armazenamento, aplicável a projetos *stand-alone* conectados à rede, combinado a dispositivos como *direct pay* e transferibilidade de créditos, que ampliaram o acesso de *utilities* públicas e cooperativas a esse instrumento.

Além disso, políticas estaduais, em especial na Califórnia, mas também no Texas e em outros estados com forte expansão de renováveis, adotaram metas de capacidade de armazenamento e esquemas de contratação de capacidade e serviços de confiabilidade, transformando esses mercados em polos de crescimento de baterias.

4.4.3 Mudanças no segundo governo Trump

As condições descritas acima refletem, em grande medida, o regime de incentivos do IRA até o fim de 2024. A partir de 2025, com o segundo governo Trump, ocorre uma reorientação da política federal. Em julho de 2025, foi sancionada a “*One Big Beautiful Bill Act*” (OBBBA), lei orçamentária que acelera o fim dos créditos para solar e eólica, encurtando prazos para início de construção e para entrada em operação dessas usinas, mas mantendo um horizonte mais longo para tecnologias não solares e não eólicas, incluindo armazenamento, hidrelétricas e geotermia.

A nova lei exige que projetos de solar e eólica iniciem construção em janela curta (cerca de 12 meses após a entrada em vigor) ou entrem em operação até 2027 para preservar a elegibilidade plena aos créditos, enquanto projetos de armazenamento, hidrelétricas e geotermia podem iniciar construção até o fim de 2033 para se qualificar à alíquota total dos créditos fiscais ao investimento. Complementarmente, uma ordem executiva de julho de 2025 orienta o Tesouro e o Departamento do Interior a aplicar de forma restritiva os créditos remanescentes para eólica e solar, reforçando a incerteza regulatória sobre novos projetos dessas fontes.

Do ponto de vista do armazenamento, esse rearranjo é ambivalente. De um lado, a compressão dos incentivos a solar e eólica tende a moderar, após uma possível “corrida final” de projetos, o crescimento do segmento de baterias acopladas a renováveis variáveis. De outro, o fato de o OBBBA preservar um horizonte relativamente extenso para créditos aplicáveis ao armazenamento e às fontes firmes sugere que projetos de armazenamento hidráulico e baterias voltados a serviços de capacidade, estabilidade de rede e suporte à demanda podem continuar a avançar, ainda que em um ambiente mais dependente de condições específicas do mercado e da regulação estadual.

As usinas hidrelétricas de bombeamento reversível nos Estados Unidos começaram a ser construídas nos anos 1960 e 1970, viabilizadas principalmente por empresas de energia elétrica reguladas e por programas federais de infraestrutura.

4.4.4 *Licenciamento ambiental*

Com relação ao licenciamento ambiental, um estudo do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL; ORNL, 2021), encomendado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), oferece subsídios relevantes para o aperfeiçoamento desses processos no Brasil. A pesquisa demonstra que grande parte dos atrasos no licenciamento hidrelétrico norte-americano decorre de informações ambientais incompletas, discordâncias sobre o escopo de estudos e baixa previsibilidade procedimental, fatores que ampliam riscos e custos para empreendedores e órgãos reguladores. Entre as boas práticas identificadas, destacam-se: coordenação interinstitucional desde a fase prévia do projeto; padronização de requisitos técnicos; definição clara de critérios para início das análises; e mecanismos de participação que reforcem confiança entre agentes públicos, privados e comunidades. Tais elementos, ainda incipientes no contexto brasileiro, poderiam reduzir assimetrias de informação e conferir maior estabilidade ao processo autorizativo.

4.5 Espanha

A Espanha combina um sistema elétrico em rápida descarbonização com elevada penetração de fontes renováveis, em particular eólica e solar fotovoltaica. Em 2024, a geração renovável alcançou aproximadamente

56,8% da produção elétrica nacional, impulsionada pela entrada naquele ano de cerca de 7,3 GW de nova capacidade renovável, dos quais aproximadamente 6 GW em solar fotovoltaica (REE, 2025). Essa trajetória tem aumentado o número de horas com preços muito baixos ou negativos no mercado atacadista, acentuando a necessidade de mecanismos de flexibilidade e de armazenamento em grande escala.

No plano estratégico, o *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* (MITECO) aprovou, em 2021, a *Estrategia de Almacenamiento Energético*, que estabelece a meta indicativa de atingir 20 GW de capacidade total de armazenamento em 2030 e 30 GW em 2050, agregando armazenamento hidroelétrico, baterias, armazenamento térmico e soluções associadas ao hidrogênio (MITECO, 2021). A atualização do *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030* (PNIEC), aprovada em 2024, reforça essa ambição e fixa um objetivo de 22,5 GW de capacidade de armazenamento em 2030 (MITECO, 2024). Em termos de desenho institucional, a estratégia e o PNIEC funcionam como um “envelope” de política energética dentro do qual são articulados os instrumentos específicos de incentivo ao armazenamento, tanto hídrico como eletroquímico.

4.5.1 Armazenamento hidráulico

O armazenamento hidráulico é, historicamente, a principal forma de armazenamento de grande porte na Espanha. De acordo com o *Informe del Sistema Eléctrico 2024*, a potência de armazenamento instalada no sistema espanhol atingiu 3.356 MW em 2024, dos quais 3.331 MW correspondem às centrais de armazenamento hidráulico e apenas 25 MW a baterias, o que evidencia o peso dominante do armazenamento hidráulico no portfólio de armazenamento (REE, 2025). Em termos operativos, o bombeamento consumiu 8.666 GWh e devolveu 5.459 GWh ao sistema em 2024, valores cerca de 40% superiores aos de 2022 e aproximadamente três vezes superiores aos verificados no período pré-pandemia (REE, 2025).

O parque espanhol de armazenamento hidráulico inclui empreendimentos de referência em escala europeia. O complexo Cortes – La Muela, na Comunidade Valenciana, é uma das maiores centrais de armazenamento hidráulico da Europa, com capacidade da ordem de 1.800 MW, desempenhando papel central na modulação diária do sistema (FERRALIA, s.d.; HYDROPOWER & DAMS, 2012). O parque espanhol foi

desenvolvido, em grande medida, durante o período de empresas integradas e, posteriormente, na fase inicial pós-liberalização, com base em concessões hidroelétricas, remuneração regulada ou semirregulada e, mais adiante, receitas de mercado combinadas com pagamentos de capacidade de caráter geral (*pagos por capacidad*), sem um mecanismo específico destinado aos sistemas de armazenamento (REE, 2025).

A partir da década de 2010, a política energética espanhola passou a reconhecer de forma explícita o valor sistêmico dos sistemas de armazenamento. A *Estrategia de Almacenamiento Energético* destaca o armazenamento hidráulico como “espinha dorsal” do armazenamento de grande porte, propondo a sua integração na planificação de redes e geração, bem como o desenvolvimento de mecanismos de capacidade e de contratos de longo prazo que valorizem potência firme e serviços ancilares (MITECO, 2021). Esse reconhecimento se traduziu em instrumentos concretos, sobretudo a partir da utilização de fundos europeus do *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia* (PRTR). Um exemplo emblemático é o projeto *Salto de Chira*, no sistema isolado de Gran Canaria, concebido como central de armazenamento hidráulico com cerca de 200 MW de potência e aproximadamente 3,5 GWh de capacidade de armazenamento, visando integrar maior quota de renováveis num sistema de pequeno porte e elevada variabilidade (MITECO, 2024b).

Em paralelo, o MITECO e o *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE) lançaram, no âmbito do PRTR, o programa *Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento* (ERHA), uma convocatória específica para projetos inovadores de sistemas de armazenamento hidráulico. Essa linha, dotada de 100 milhões de euros em subvenções a fundo perdido, destina-se a custear fases iniciais de projetos tanto a novas centrais como a ampliações de centrais existentes, com foco em ganhos de flexibilidade, aumento da capacidade de armazenamento e integração de renováveis (MITECO, 2024b). Na primeira chamada, concluída em 2024, foram recebidas catorze propostas e selecionados quatro projetos em Extremadura, Castela e Leão e Catalunha, absorvendo integralmente o orçamento disponível (MITECO, 2024b).

4.5.2 Armazenamento em baterias

Apesar da forte expansão da geração solar fotovoltaica, o armazenamento em baterias de grande porte ainda se encontra em fase inicial na Espanha.

Do ponto de vista puramente estatístico, a REE registra apenas 25 MW de baterias conectadas à rede de transmissão em 2024, o que coloca as baterias numa posição claramente marginal em termos de potência instalada (REE, 2025).

Relatórios europeus sugerem que a Espanha instalou menos de 250 MWh de baterias em 2024, concentrados em aplicações de pequena escala, sobretudo no segmento residencial e comercial/industrial (SOLARPOWER EUROPE, 2025). Em contraposição a esse quadro ainda modesto, o país apresenta um pipeline significativo de projetos: coberturas jornalísticas e análises de mercado indicam a existência de vários gigawatts em projetos de sistemas de armazenamento em baterias (*battery energy storage systems*, BESS), muitos deles em configuração híbrida com parques solares e eólicos, e, em grande medida, com acesso à rede já concedido (PV MAGAZINE, 2025; EL PAÍS, 2025).

A política de promoção de baterias articula, essencialmente, três dimensões: o enquadramento estratégico e regulatório, os programas de subvenção de capital com recursos europeus e o desenvolvimento ainda incompleto de um mecanismo de capacidade.

Do ponto de vista estratégico, a *Estrategia de Almacenamiento Energético* e o PNIEC estabelecem que o armazenamento eletroquímico deve participar em todos os mercados de energia e serviços de sistema em condições não discriminatórias, ser elegível para futuros mecanismos de capacidade e ser promovido, numa primeira fase, por programas de apoio a investimentos com foco em projetos inovadores (MITECO, 2021; MITECO, 2024). A reforma do desenho de mercado, incluindo a regulação de acesso e conexão, procura reconhecer a natureza dual das instalações de armazenamento, simultaneamente consumidoras e produtoras, e reduzir barreiras à sua atuação comercial (REE, 2025).

No plano dos incentivos diretos, o IDAE estruturou vários programas apoiados pelo PRTR. Um primeiro eixo é o programa de ajudas a projetos inovadores de armazenamento energético, com orçamento de cerca de 280 milhões de euros, voltado a soluções que contribuam para a estabilidade do sistema e segurança de abastecimento, incluindo baterias, armazenamento térmico e armazenamento hidráulico (IDAE, 2022). Posteriormente, foi lançada uma convocatória específica para “projetos inovadores de armazenamento elétrico independente e armazenamento

térmico”, dotada de 180 milhões de euros, dos quais 150 milhões destinados a armazenamento elétrico independente (*stand-alone*) e 30 milhões a armazenamento térmico (IDAE, 2023). Essa linha tem por objetivo apoiar sistemas de baterias ligados às redes de transporte ou distribuição, com ênfase na prestação de flexibilidade e serviços ao sistema, por meio de subvenções competitivas de capital avaliadas em função do custo por MW/MWh, do impacto sistêmico e do grau de inovação.

O instrumento mais robusto em volume financeiro foi aprovado pela Comissão Europeia em 2025: um esquema de ajudas de 700 milhões de euros para reforçar o armazenamento de energia em Espanha, cofinanciado pelo programa pluri regional FEDER 2021-2027 (IDAE, 2025; MITECO, 2025). Os documentos oficiais projetam o apoio a mais de cem instalações e a criação de algo entre 2,5 e 3,5 GW de nova potência de armazenamento, com mais de 9 GWh de capacidade energética, a ser instalada até 2029 (MITECO, 2025). Em complemento, o governo indica que os programas anteriores do PRTR já incentivaram projetos de armazenamento de diversas tecnologias que, em conjunto, totalizam cerca de 4,5 GW de potência em diferentes estágios de execução (MITECO, 2025).

Paralelamente a essas iniciativas nacionais, algumas comunidades autônomas têm procurado simplificar o enquadramento de baterias e projetos híbridos. A Catalunha, por exemplo, aprovou em 2025 um decreto-lei que declara o armazenamento em baterias infraestrutura de interesse público superior, introduz mecanismos de simplificação administrativa e busca destravar uma carteira de quase uma centena de projetos de BESS em diferentes fases de tramitação (GENERALITAT DE CATALUNYA, 2025).

Apesar desse esforço institucional, a concretização em capacidade instalada permanece limitada, em grande parte devido à ausência, até meados de 2025, de um mecanismo de capacidade plenamente operacional. Desde 2021, o Governo espanhol discute um modelo de mercado de capacidade compatível com as regras europeias, que remunere disponibilidade de potência firme, incluindo armazenamento, por meio de contratos de longo prazo, mas a sua implementação tem sido adiada (MITECO, 2021; EL PAÍS, 2025). Esse atraso contribui para o descompasso entre o *pipeline* incentivado e a efetiva materialização de projetos, na medida em que muitos empreendimentos dependem da combinação entre

receitas de mercado (arbitragem e serviços) e pagamentos de capacidade para atingir condições adequadas de financiabilidade.

4.6 Portugal

Portugal apresenta hoje um dos sistemas elétricos mais renováveis da Europa, com forte predominância de hídrica, eólica e, mais recentemente, solar fotovoltaica. Em 2023, a capacidade instalada em centrais hidroelétricas com bombagem atingia 3.585 MW, num total de 8.216 MW de potência hídrica (REN, 2023).

4.6.1 Evolução do armazenamento hidráulico

Os primeiros esquemas de bombagem em Portugal foram desenvolvidos no regime de serviço público, com empresas verticalmente integradas e remuneração via tarifas reguladas. Nesse período, a bombagem era vista principalmente como instrumento de operação do sistema (gestão sazonal e diária de recursos hídricos, segurança de abastecimento). O incentivo ao investimento derivava, portanto, da lógica de planeamento centralizado e da garantia de remuneração regulada do conjunto dos ativos do sistema.

4.6.2 Liberalização, novos aproveitamentos e reforço da capacidade

Com a liberalização do setor elétrico e a criação do MIBEL, a partir dos anos 2000, novos projetos de armazenamento hidráulico passaram a ser desenvolvidos em ambiente concorrencial, embora ainda enquadrados por concessões hidroelétricas de longo prazo. Entre os projetos mais relevantes estão:

- Alqueva I e II: complexo multipropósito no rio Guadiana, com duas fases (2004 e 2017) que totalizam cerca de 520 MW de capacidade de bombagem (XFLEX HYDRO, 2024).
- Venda Nova III. central subterrânea com 780 MW de potência instalada, comissionada em 2017, concebida explicitamente para aumentar a capacidade de armazenamento e de modulação da cascata Cávado – Rabagão – Homem (GLOBAL ENERGY MONITOR, 2024).
- Complexo do Tâmega (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega): com 1.158 MW de capacidade total, concluído em 2023, incluindo a central de

bombagem de Gouvães com 880MW (ANDRITZ, 2021; MAGUIRE, 2024).

Durante este período, existiu a possibilidade de remunerar investimentos de reforço de potência em aproveitamentos hidroelétricos já concessionados mediante a extensão do prazo das respectivas concessões. O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 previu que, em alternativa ao ressarcimento direto do valor residual de investimentos fixos autorizados e ainda não amortizados, o Estado poderia prolongar a duração da concessão pelo tempo necessário à sua amortização, até ao limite de 75 anos (PORTUGAL, 2007; COMISSÃO EUROPEIA, 2017). Esse dispositivo foi utilizado para viabilizar duas ampliações no prazo de concessão da central de Venda Nova, correspondentes às centrais de bombagem de Venda Nova II e III.

O enquadramento regulatório no período pós liberalização combinou:

- *Concessões hidroelétricas de longo prazo*, outorgadas por concurso para determinados aproveitamentos, ou ampliação do prazo de concessões existentes mediante investimentos em reforços de potência, que garantiu horizonte estável de receitas de mercado (energia e serviços de sistema) e, em alguns casos, direitos de uso da água com objetivos múltiplos (energia, irrigação, controle de cheias).
- *Participação em mercados atacadistas*: as centrais reversíveis passaram a obter remuneração via arbitragem de energia no MIBEL (comprando em horas de baixo preço para bombear e vendendo em horas de pico) e via mercados de serviços de sistema operados pelo gestor de rede.

O *Plano Nacional Energia e Clima 2030* (PNEC 2030) explicita a bombagem como pilar da estratégia de integração massiva de renováveis, articulando-a com a expansão de fotovoltaico e eólico e com o reforço das interligações, e prevê 3,9 GW de capacidade de armazenamento hidráulico em 2030 (PORTUGAL, 2020).

4.6.3 Reforma regulatória para armazenamento stand-alone e híbrido

A partir de 2022, o pacote regulatório (Decreto-Lei n.º 15/2022, portarias e despachos subsequentes) detalhou o regime de:

- *armazenamento co-localizado* com usinas renováveis (hibridização), permitindo instalar baterias em projetos existentes sem novo concurso, com licenciamento simplificado, quando não há alteração relevante na área ou no impacto ambiental;
- *armazenamento stand-alone*, com regime de licenças de produção e operação próprio e possibilidade de utilizar capacidade de injeção já atribuída a projetos de geração ainda não construídos, mediante alteração da tecnologia (Despacho DGEG n.º 1857/2025) (MACEDO VITORINO, 2025).

Em paralelo, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 3/2025, que estabelece condições gerais para contratos de acesso restrito à rede por instalações de armazenamento, permitindo conectar baterias em zonas com capacidade limitada, sujeitas a cortes comandados pelo operador do sistema (MACEDO VITORINO, 2025).

Esse conjunto de medidas reduz barreiras de entrada e fornece maior previsibilidade jurídica, funcionando como *incentivo regulatório indireto* para a instalação de armazenamento eletroquímico.

4.6.4 Plano de Recuperação e Resiliência (PRR): subvenções para 500 MW de baterias

O mecanismo mais claramente “incentivador” em termos financeiros é o Aviso n.º 01/C21-i08/2024: Flexibilidade de Rede e Armazenamento, financiado pelo Plano de Recuperação e Resiliência (PRR).

O Ministério do Ambiente e Energia lançou, em julho de 2024, concurso com dotação de 99,75 milhões de euros para apoiar projetos de armazenamento em baterias na rede de transporte e distribuição, com o objetivo de instalar pelo menos 500 MW de capacidade de armazenamento até ao final de 2025 (PORTUGAL, 2024a; RECUPERAR PORTUGAL, 2024).

Características principais do mecanismo:

- subvenções a fundo perdido até 30 milhões de euros por projeto, focadas em baterias ligadas à rede (*utility-scale*);
- elegibilidade de projetos que contribuam para flexibilidade da rede, integração de renováveis, redução de congestionamentos e aumento da segurança de abastecimento;

- enquadramento no componente “REPowerEU” do PRR, alinhado com o Regulamento (UE) 2023/435.

Em 2025, o Governo comunicou que 43 projetos foram aprovados, beneficiando dessa linha de apoio e assegurando, no agregado, a instalação de pelo menos 500 MW de armazenamento em baterias na rede pública (JORNAL ECONÓMICO, 2025; PORTUGAL, 2024a).

Trata-se, portanto, de um mecanismo de incentivo direto ao investimento, via CAPEX *grant*, com metas quantitativas claras de capacidade a instalar até 2025.

4.6.5 Leilões de capacidade de sistema e serviços auxiliares (em preparação)

Segundo análise recente da Macedo Vitorino, o Governo anunciou leilões de capacidade específicos para sistemas de armazenamento com total de 750 MVA, previstos para até janeiro de 2026. Esses leilões visam contratar a disponibilidade de baterias para prestação de serviços de sistema, principalmente reservas de regulação de frequência, com pagamentos de disponibilidade que complementem as receitas de mercado (MACEDO VITORINO, 2025).

Esse desenho aproxima-se de mecanismos de *capacity market* ou *system services procurement* vistos em outros países, oferecendo contratos de longo prazo baseados em disponibilidade, um elemento crucial para reduzir risco de receita e viabilizar investimentos em ativos de armazenamento que, de outra forma, dependeriam apenas de arbitragem de preços.

4.6.6 Metas e situação atual do mercado de baterias

Apesar desses avanços, a implantação prática de baterias ainda é incipiente. Em julho de 2025, o Governo indicou que Portugal dispõe de cerca de 13 MW de capacidade em baterias, principalmente em projetos piloto e instalações co-localizadas, e estabeleceu uma meta de 750 MW de armazenamento em baterias, ainda sem cronograma detalhado (GONÇALVES, 2025).

Paralelamente, o rascunho da revisão do PNEC 2030, colocado em consulta pública em 2024, prioriza o desenvolvimento de um plano nacional de aumento da capacidade de armazenamento, baseado em bombagem

hidroelétrica, hidrogênio renovável e, numa fase posterior, baterias em maior escala, articulado com a meta de 93% de renováveis na eletricidade em 2030 (RINNOVABILI, 2024).

A combinação de subvenções do PRR para 500 MW de baterias com leilões de capacidade de 750 MVA em preparação, e a clarificação do regime jurídico de armazenamento configura, em conjunto, o primeiro pacote consistente de políticas pró-armazenamento eletroquímico em Portugal, ainda em fase de implementação.

4.7 China

A China combina, em escala sem paralelo, o legado de grandes sistemas de armazenamento hidráulico com uma expansão extremamente rápida do chamado “novo armazenamento de energia”, baseado sobretudo em baterias.

4.7.1 Armazenamento hidráulico: planeamento central e tarifa de capacidade regulada

O desenvolvimento de armazenamento hidráulico na China é relativamente recente, mas extremamente acelerado nas últimas duas décadas. A potência de armazenamento hidráulico passou de 18,4 GW em 2011 para 31,5 GW em 2020 e 45,8 GW em 2022. Estimativas recentes indicam 50,9 GW em operação em 2023 e 58,7 GW ao final de 2024, com adição de 7,8 GW apenas em 2024.

Esse salto está ligado a uma mudança de política a partir da 14^o Plano Quinquenal (2021-2025). Em setembro de 2021, a Administração Nacional de Energia (NEA) publicou o plano de médio e longo prazo para armazenamento hidráulico (2021-2035), que: (i) identifica cerca de 726 GW de potencial técnico; (ii) define metas de 62 GW em operação em 2025, 120 GW em 2030 e 305 GW em 2035; e (iii) lista um portfólio de projetos “prioritários” (421 GW) e “de reserva” (305 GW) para orientar o licenciamento e a expansão (NEA, 2021).

Em paralelo ao planeamento, o mecanismo de remuneração foi profundamente reformado. Após uma fase em que a retirada da tarifa de capacidade dificultou a recuperação de custos e desestimulou novos

investimentos, o Documento nº 633 da NDRC (2021) restabeleceu um regime de tarifa binômia para armazenamento hidráulico, com:

- i. tarifa de capacidade destinada a remunerar serviços de flexibilidade (reserva, regulação de frequência, tensão, partida a frio etc.), recuperada pelas distribuidoras e transmissoras via tarifa de uso da rede;
- ii. tarifa de energia associada à arbitragem entre horários de bombeamento e geração, progressivamente vinculada aos preços de mercado nos mercados spot e de serviços ancilares;
- iii. definição explícita de metodologia de custo do serviço e taxa interna de retorno regulatória da ordem de 6,5% ao ano para novos projetos (NDRC, 2021).

O resultado é um perfil de receita híbrido: uma parcela regulada e relativamente estável (tarifa de capacidade, financiada pelos usuários da transmissão e distribuição) combinada com receitas crescentes de mercados de energia e serviços ancilares à medida que os mercados spot regionais amadurecem. Estudos recentes mostram que, graças a esse arranjo, a capacidade aprovada de armazenamento hidráulico durante a 14º Plano Quinquenal já alcançou cerca de 70% da meta de 210 GW de projetos “prioritários”, e a Associação Internacional de Hidroeletricidade projeta que a China poderá superar em cerca de 8% a meta de 120 GW de 2030 (SU, 2023; IHA, 2025).

4.7.2 “Novo armazenamento de energia”: metas nacionais e forte coordenação provincial

No caso das baterias e de outras tecnologias não hídricas, o enquadramento se organiza em torno do conceito de “novo armazenamento de energia”. O documento de “Orientações para acelerar o desenvolvimento do novo armazenamento de energia” (NDRC/NEA, 2021) estabeleceu que essas tecnologias deveriam: (i) avançar do estágio inicial de comercialização para o desenvolvimento em grande escala até 2025, com capacidade instalada superior a 30 GW; e (ii) atingir plena maturidade de mercado (“*market-oriented*”) até 2030, com redução de pelo menos 30% no custo dos sistemas em relação a 2020 (NDRC; NEA, 2021).

O “Plano de Implementação para o Desenvolvimento do Novo Armazenamento de Energia durante o 14º Plano Quinquenal” (2022)

detalhou esses objetivos, definindo metas tecnológicas, priorizando o armazenamento eletroquímico e reforçando três elementos de política: (i) reconhecimento do armazenamento como “entidade de mercado” independente e apta a participar de todos os mercados de energia e serviços ancilares; (ii) possibilidade de adoção de tarifas de capacidade para instalações de armazenamento do lado da rede, financiadas pela tarifa de uso do sistema; e (iii) integração ao sistema de finanças verdes, inclusive por meio de fundos dedicados (NDRC; NEA, 2022).

Os números revelam o impacto desses instrumentos. Em 2022, o “novo armazenamento de energia” somava cerca de 8,7 GW e 18,3 GWh, com duração média de 2,1 horas e mais de metade da capacidade instalada no lado da geração, em parte devido a políticas locais que exigiam que novas usinas eólicas e solares fossem equipadas com armazenamento (SU, 2023). Em 2023, a capacidade operacional atingiu 31,4 GW e 66,9 GWh, quase dez vezes o nível de 2020, e, ao final de 2024, 73,8 GW e 168 GWh, superando com folga a meta nacional de 30 GW prevista para 2025 e representando mais de 40% da capacidade global (CNESA, 2025). A duração média subiu para cerca de 2,3 horas em 2024, e a utilização medida em horas equivalentes e ciclos anuais aumentou significativamente, sinalizando melhora na integração aos mercados.

Um componente crucial do impulso inicial foram as políticas provinciais que vinculavam a concessão de novos projetos de geração renovável à instalação obrigatória de armazenamento, muitas vezes entre 5% e 20% da potência da usina, com 2 a 4 horas de duração. Estimativas indicam que mais de 20 províncias adotaram tais exigências, que chegaram a explicar até 75% da demanda nacional por baterias para aplicações estacionárias (OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES, 2023; SP GLOBAL; ESS-NEWS, 2025).

Em 2025, observa-se um início de transição: o governo central passou a introduzir leilões de contratos por diferença (CfD) para novos projetos renováveis, ao mesmo tempo em que relaxou a obrigatoriedade de armazenamento associado a projetos de geração renovável, deslocando parte da expansão futura para sinais de mercado e para esquemas específicos de remuneração do armazenamento (como tarifas de capacidade e pagamentos por serviços ancilares), em vez da mera imposição regulatória.

4.7.3 *Mecanismos de receita para baterias e desafios de mercado*

Do ponto de vista de incentivos econômicos, o “novo armazenamento de energia” combina:

- i. *Reformas de mercado nacionais.* O “Aviso sobre a promoção da participação do novo armazenamento de energia nos mercados de eletricidade e no despacho” (NDRC; NEA, 2022) determina que o despacho e a operação do armazenamento sejam orientados pelo mercado, recomenda ampliar a diferença entre tarifas de ponta e vale para criar espaço de arbitragem e prevê a participação ativa do armazenamento nos mercados de serviços ancilares, com custos partilhados entre geradores e consumidores. Em 2024, a NEA publicou diretrizes nacionais para padronizar o mercado de serviços ancilares, com o objetivo explícito de aumentar a rentabilidade de sistemas de armazenamento e agregadores (VPPs), reforçando fontes de receita além da arbitragem.
- ii. *Tarifas de capacidade e compensações provinciais.* Em linha com o desenho aplicado ao armazenamento hidráulico, o plano de implementação do novo armazenamento permite que instalações independentes no lado da rede sejam remuneradas por meio de tarifas de capacidade incluídas nas tarifas de transmissão e distribuição, mecanismo já adotado ou testado em várias províncias (NDRC; NEA, 2022). Além disso, alguns governos provinciais, como Mongólia Interior, instituíram esquemas de compensação pela energia descarregada por usinas de armazenamento independentes incluídas nos planos provinciais, com pagamentos adicionais por capacidade firme, funcionando, na prática, como um complemento à receita de mercado (SMM, 2023).
- iii. *Mandatos e incentivos para projetos acoplados a renováveis.* A associação obrigatória de armazenamento a novos parques eólicos e solares foi um mecanismo indireto de incentivo ao investimento, na medida em que garantia demanda para baterias e criava uma base instalada mínima para a prestação de serviços sistêmicos. Com a migração para leilões de CfD e o gradual relaxamento desses mandatos, o papel dos contratos de longo prazo remunerando a flexibilidade (através de CfD específicos ou de regras de despacho) tende a ganhar peso na determinação da viabilidade dos projetos.

- iv. *Indústria nacional de baterias e custos em queda.* O dinamismo da cadeia de suprimento é um incentivo estrutural: empresas chinesas como CATL e BYD lideram o mercado global de baterias para armazenamento, com entregas combinadas de dezenas de GWh por ano e crescimento anual acima de 40-50%, o que tem pressionado custos para baixo e facilitado a implantação de projetos de grande porte (REUTERS, 2024).

Apesar desse conjunto de mecanismos, a rentabilidade do armazenamento eletroquímico ainda é um desafio. Relatos recentes destacam taxas de utilização abaixo do potencial em alguns projetos, incerteza regulatória e esquemas de preços ainda em transformação, com muitos empreendedores procurando modelos de negócios que conciliem arbitragem, serviços ancilares e contratos de longo prazo (DENG, 2024). Ainda assim, a combinação entre crescimento acelerado da demanda por flexibilidade, em função da instalação recorde de eólica e solar, e políticas de apoio tem mantido o fluxo de investimento elevado.

4.7.4 Síntese e resultados

A experiência chinesa com armazenamento de grande porte pode ser sintetizada em três pilares de política pública:

- i. Planejamento central e sinal regulado para *armazenamento hidráulico*, com metas quantitativas de longo prazo (62 GW em 2025, 120 GW em 2030, 305 GW em 2035) e um regime de tarifa de capacidade que garante retorno regulado, o que explica a aceleração da capacidade de 31,5 GW em 2020 para 58,7 GW em 2024 e um pipeline de mais de 200 GW em construção.
- ii. Metas nacionais e coordenação regulatória para o “*novo armazenamento de energia*”, combinando objetivos quantitativos (mais de 30 GW até 2025, mercado “plenamente desenvolvido” até 2030), integração do armazenamento aos mercados de energia e serviços ancilares e possibilidade de tarifas de capacidade e instrumentos financeiros verdes, o que levou a capacidade de 8,7 GW/18,3 GWh em 2022 para 73,8 GW/168 GWh em 2024, com aumento significativo da utilização média.
- iii. *Forte papel de políticas provinciais* e de mercado, que incluem mandatos de associação armazenamento-renováveis, compensações por capacidade e energia em nível subnacional, reformas de preços

(aumento da diferença ponta-vale) e um mercado de serviços ancilares em evolução. Esses instrumentos têm funcionado como vetores de “empurrão” (via obrigatoriedade regulatória) e “puxão” (via receitas de mercado e contratos) sobre o investimento em baterias, ainda que com desafios de lucratividade em alguns segmentos.

Em conjunto, esses mecanismos resultaram, em menos de cinco anos, em um aumento de quase 90% na capacidade de armazenamento hidráulico e de um fator próximo a vinte na capacidade de armazenamento eletroquímico, posicionando a China como referência em políticas de promoção de armazenamento em larga escala, ainda que em um contexto institucional muito mais centralizado e de forte coordenação estatal do que em outros mercados analisados.

4.8 Síntese das experiências internacionais de promoção do armazenamento de energia

A comparação entre Austrália, China, Reino Unido, Itália, Estados Unidos, Espanha e Portugal revela um conjunto de padrões recorrentes e algumas diferenças estruturais importantes na forma como os países têm promovido o armazenamento de energia em grande porte, em particular o armazenamento hidráulico e as baterias em escala de rede.

4.8.1 Pontos de partida distintos, convergência na necessidade de flexibilidade

Todos os casos analisados apresentam um legado relevante de armazenamento hidráulico, mais antigo e consolidado na Europa e nos Estados Unidos, mais recente e intensivo em escala na China e na Austrália. Em Portugal, Espanha, Itália e Reino Unido, as principais centrais de armazenamento hidráulico foram construídas em contexto de empresas integradas e planejamento centralizado, com remuneração essencialmente regulada. Nos EUA e na Austrália, os primeiros grandes sistemas de armazenamento hidráulico também foram viabilizados sob arranjos de serviço público, com recuperação de custos em tarifa.

À medida que os sistemas elétricos incorporaram volumes crescentes de eólica e solar, a função do armazenamento passou a ser explicitamente

associada à flexibilidade e à integração de renováveis. Espanha, Itália e Reino Unido traduzem essa mudança em metas explícitas de capacidade de armazenamento em seus planos de energia e clima; a Austrália e a AEMO fazem o mesmo nos seus planos integrados de desenvolvimento de sistema; e a China incorpora o armazenamento (hídrico e “novo armazenamento de energia”) em planos quinquenais com metas numéricas detalhadas.

4.8.2 Instrumentos para armazenamento hidráulico: da remuneração regulada aos esquemas de “capacidade” e cap and floor

No caso do armazenamento hidráulico, observa-se uma trajetória que vai dos modelos históricos de custo do serviço para arranjos que procuram combinar, em proporções variáveis de acordo com o país, elementos de mercado e receitas reguladas de longo prazo:

- Em *Portugal e Espanha*, a fase mais recente é marcada pela atuação dos sistemas de armazenamento hidráulico em mercados de energia e serviços de sistema, com remuneração via arbitragem e serviços ancilares, complementada por programas de apoio público (como novas concessões e extensão do prazo de concessões existentes e projetos apoiados pelo PRR em Portugal ou os apoios do PRTR/ERHA para centrais de armazenamento hidráulico na Espanha). Mecanismos de capacidade dedicados ao armazenamento ainda estão em desenho ou em implementação inicial.
- Na *Itália*, o MACSE representa um salto qualitativo: trata-se de um mercado a termo de capacidade de armazenamento centralizado de longa duração, com leilões competitivos, contratos de longo prazo e pagamentos anuais de capacidade que cobrem CAPEX e OPEX, aplicáveis tanto a armazenamento hidráulico como a baterias. Esse mecanismo substitui, para os projetos nele contratados, a dependência de receitas puramente mercantis.
- No *Reino Unido*, a adoção de um regime de *cap and floor* específico para armazenamento de longa duração (LDES) desempenha papel análogo: cria uma faixa regulada de receita para projetos de armazenamento hidráulico e outras tecnologias de longa duração, em contratos de 20 a 25 anos, com pagamento pelo sistema quando a receita no mercado ficar abaixo do piso e devolução de excedentes quando superar o teto.

- Na *China*, o armazenamento hidráulico é incentivado principalmente por um regime nacional de tarifa binômia: tarifa de capacidade regulada, financiada pelas tarifas de rede, e tarifa de energia ligada aos mercados de curto prazo, combinado com metas quantitativas de longo prazo (62 GW em 2025, 120 GW em 2030, 305 GW em 2035) e um portfólio oficial de projetos prioritários.
- Na *Austrália*, projetos como Snowy 2.0 e Kidston PHES são viabilizados por uma combinação de propriedade pública, contratos de longo prazo e mecanismos estaduais de *floor/cap* de receita (LTESAs) para armazenamento de longa duração, muitas vezes com prazos contratuais superiores aos típicos de baterias.
- Nos *Estados Unidos*, o armazenamento hidráulico permanece em grande medida remunerado por mercados de energia, capacidade e serviços ancilares, mas o acesso aos créditos fiscais do IRA, mantidos, em linhas gerais, para armazenamento e tecnologias firmes após o OBBBA, cria um incentivo de CAPEX relevante para novos projetos, em complemento a eventuais contratos de capacidade e à participação em mercados organizados (RTO/ISO).

Em síntese, o armazenamento hidráulico deixa de depender exclusivamente de receitas voláteis de arbitragem e passa a contar com algum tipo de *signal de longo prazo de capacidade ou de receita regulada*, seja via tarifa de capacidade (China), *cap and floor* (Reino Unido, Austrália), mercado dedicado a projetos de longa duração (Itália), ou acesso a créditos fiscais e contratos em mercados de capacidade (EUA).

4.8.3 Baterias: combinação de mercados, serviços ancilares, subsídios e capacidade

No caso das baterias em escala de rede, os países convergem em torno de um modelo em que a expansão é inicialmente liderada por serviços ancilares de frequência e por subsídios de investimento, passando gradualmente para arranjos em que:

- i. as baterias têm acesso a múltiplos fluxos de receita (arbitragem, serviços ancilares, capacidade, contratos privados de *tolling*);
- ii. instrumentos de política pública atuam principalmente na redução de risco de receita ou de CAPEX.

Portugal e Espanha ainda se encontram numa fase inicial de implantação de baterias em grande porte, mas já estruturam subvenções de investimento (PRR/PRTR) e discutem ou implantam mecanismos de capacidade que, a médio prazo, devem criar fontes de receita mais estáveis.

Itália e Reino Unido já exibem mercados de baterias mais maduros, com mercados de capacidade funcionando como principal fonte de contratos de longo prazo, complementados por serviços de frequência e programas como *Fast Reserve* (Itália) ou os serviços *Dynamic* do ESO britânico.

Nos *Estados Unidos*, a expansão de baterias é particularmente rápida, ancorada em reformas regulatórias da FERC (Ordens 755 e 841), na possibilidade de participar em mercados de energia, capacidade e serviços ancilares, e, fundamentalmente, nos créditos fiscais de investimento para armazenamento introduzidos pelo IRA. A reconfiguração desses créditos pelo OBBBA reduz o horizonte para solar e eólica, mas mantém incentivos relevantes para armazenamento e fontes firmes, o que tende a reposicionar o crescimento das baterias mais em torno de serviços de capacidade e confiabilidade do que de associações a grandes ondas adicionais de renováveis variáveis.

Na *Austrália*, as baterias avançam inicialmente com apoio de subsídios de CAPEX (ARENA, CEFC) e de contratos de reserva específicos, passando depois a depender cada vez mais de receitas mercantis em mercados de energia e serviços de controle de frequência, enquanto projetos de maior duração são amparados por contratos de longo prazo com *cap and floor* (CIS e LTESA).

Na *China*, políticas provinciais de obrigatoriedade de armazenamento associado a novos projetos de renováveis criaram, na prática, uma demanda cativa para baterias, complementada por reformas de mercado que ampliam a diferença ponta-vale, remuneram serviços ancilares e permitem tarifas de capacidade para usinas independentes. A trajetória recente combina mandatos regulatórios, receitas de mercado e mecanismos de compensação provinciais específicos.

4.8.4 Instrumentos de política: CAPEX, capacidade, tarifas e mandatos

Os instrumentos de política pública observados podem ser agrupados, de forma simplificada, em quatro famílias principais:

Instrumentos de CAPEX

- Subvenções de investimento (PRR em Portugal; PRTR/ERHA em Espanha; programas de demonstração e subsídios na Austrália).
- Créditos fiscais ao investimento (IRA/OBBBA nos EUA).
- Financiamento público concessionado (CEFC na Austrália; fundos verdes e bancos de desenvolvimento na China).

Instrumentos de receita regulada ou quase regulada

- Tarifas de capacidade (*pumped storage* na China; esquemas em discussão e implementação em algumas jurisdições europeias).
- Regimes de *cap and floor* (LDES no Reino Unido; LTESA + CIS na Austrália com lógicas similares).
- Mercados de capacidade e contratos de disponibilidade de longo prazo (*Capacity Market* na Itália e no Reino Unido; CIS e LTESA na Austrália; mercados de capacidade regionais nos EUA).

Mercados de energia e serviços ancilares

- Expansão da participação do armazenamento em mercados spot, leilões de serviços de frequência e de reserva (FERC 755/841 nos EUA; serviços Dynamic no Reino Unido; FCAS na Austrália; mercados de serviços de sistema na Europa; reformas dos mercados de serviços ancilares na China).

Mandatos e obrigações regulatórias

- Exigência de associação de armazenamento a novos projetos eólicos e solares (China, em especial no nível provincial).
- Metas obrigatórias de armazenamento para distribuidoras (Califórnia nos EUA).
- Objetivos quantitativos de armazenamento em planos nacionais (PNIEC, PNEC, planos de longo prazo na China e nos EUA).

A combinação concreta desses instrumentos varia por país, mas, *em todos os casos, o armazenamento de longa duração* (em especial o armazenamento hidráulico) *depende de instrumentos de receita regulada ou híbrida* (tarifa de capacidade, *cap and floor*, mercados de capacidade dedicados), enquanto as baterias de curta e média duração se apoiam mais em mercados de energia e serviços ancilares, apoiados por CAPEX grants e, em alguns casos, por créditos fiscais.

4.8.5 *Tendências comuns e implicações gerais*

Algumas tendências transversais emergem dos casos analisados:

- O armazenamento hidráulico permanece como principal fonte de energia armazenada em praticamente todos os sistemas que o possuem, mas a sua expansão depende cada vez mais de contratos ou regimes regulados de longo prazo, dado o alto CAPEX e a longa vida útil.
- O armazenamento em baterias é o segmento que cresce mais rapidamente, mas opera, em geral, com durações mais curtas e forte dependência de receitas de serviços de flexibilidade de curto prazo.
- Há uma tendência de passagem de subsídios diretos e mandatos para desenhos mais sofisticados, baseados em leilões competitivos de capacidade e esquemas de *cap and floor*, que procuram minimizar custos para consumidores e reduzir riscos para investidores.
- A coordenação entre níveis de governo (federal/estadual na Austrália e nos EUA; central/provincial na China; nacional/subnacional na Europa) é decisiva na formação de pipelines de projetos e na consolidação de mercados.
- A incerteza política e regulatória, como se observa, por exemplo, na reorientação da política federal norte-americana sob o segundo governo Trump ou na revisão de mandatos de armazenamento associado na China, pode alterar de forma rápida a atratividade relativa de diferentes modelos de negócios e tecnologias.

No conjunto, as experiências examinadas sugerem que políticas eficazes de promoção do armazenamento de energia em grande porte tendem a combinar: planejamento de longo prazo com metas explícitas, mecanismos de remuneração estáveis para capacidade e serviços sistêmicos, integração plena do armazenamento aos mercados de energia e serviços ancilares e, na fase inicial, apoios de CAPEX e mandatos regulatórios bem calibrados para criar escala de mercado e reduzir custos tecnológicos.

5 Recomendações para o aperfeiçoamento das políticas e da regulação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil

A expansão acelerada das fontes renováveis variáveis no Brasil, em especial a geração eólica e fotovoltaica, reforça a necessidade de instrumentos capazes de assegurar confiabilidade ao suprimento, flexibilidade operativa e uso eficiente da infraestrutura de geração e transmissão. Os Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) despontam como alternativa estratégica para o armazenamento de energia em larga escala e de longa duração para a operação eletroenergética e, potencialmente, também para a gestão de recursos hídricos.

A síntese das experiências internacionais de promoção do armazenamento de energia apresentada na seção anterior evidencia que países com forte penetração de renováveis e exigência crescente de flexibilidade vêm recorrendo a um conjunto articulado de instrumentos: metas explícitas de capacidade de armazenamento em seus planos energéticos; modelos comerciais que remuneram adequadamente a potência firme e os serviços de flexibilidade; mecanismos de contratação de longo prazo (mercados de capacidade, esquemas de *cap-and-floor*, contratos por diferença); e marcos regulatórios que tratam de forma integrada os aspectos setoriais, ambientais e de uso da água. Ao mesmo tempo, observa-se que o armazenamento hidráulico, dada sua escala e vida útil, tende a depender de sinais regulatórios e contratuais mais estáveis do que aqueles usualmente associados a tecnologias de menor porte e vida útil.

No caso brasileiro, a aprovação da Lei nº 15.269, de 2025, representa um passo relevante ao atualizar o marco legal do setor elétrico, reconhecer a atividade de armazenamento de energia elétrica no âmbito da regulação setorial e reforça a integração entre planejamento energético, gestão de recursos hídricos e licenciamento ambiental. A lei atribui novos papéis a instituições centrais, em particular à ANEEL, na regulação e remuneração de sistemas de armazenamento, e à EPE, na concepção de projetos de armazenamento hidráulico e na obtenção de atos autorizativos necessários à sua licitação, e cria condições para que os SAH passem a ser considerados de maneira mais sistemática nos instrumentos de planejamento e contratação.

A partir desse contexto, o presente capítulo tem por objetivo formular recomendações para o aperfeiçoamento das políticas públicas e da regulação de Sistemas de Armazenamento hidráulico no Brasil, à luz tanto da experiência internacional quanto das inovações introduzidas no ordenamento jurídico nacional. As propostas são organizadas em quatro eixos principais: (i) o enquadramento jurídico e institucional dos SAH, incluindo suas interfaces com o licenciamento socioambiental e com a política de recursos hídricos; (ii) o desenho de um modelo econômico-comercial e de instrumentos de contratação compatíveis com as características de investimento de longa duração dos SAH; (iii) as diretrizes para planejamento, desenvolvimento e licenciamento de projetos, bem como a criação de mecanismos de suporte às fases iniciais de estruturação e; (iv) a questão do licenciamento socioambiental em sua articulação com a gestão dos recursos hídricos, levando em conta as interferências de cada tipo de projeto. Em seguida, apresenta-se um roteiro tentativo para a implementação, governança e monitoramento das recomendações acima. Busca-se com isso oferecer um conjunto coerente de orientações que possa subsidiar o detalhamento gradual de um marco regulatório e de políticas públicas capazes de transformar o potencial dos SAH em empreendimentos concretos, financeiramente viáveis e ambientalmente responsáveis.

5.1 Enquadramento jurídico e institucional dos Sistemas de Armazenamento hidráulico

Os Sistemas de Armazenamento hidráulico (SAH), aqui entendidos como instalações que utilizam reservatórios e sistemas de bombeamento e turbinamento para armazenar energia sob a forma de energia potencial da água, incluindo usinas hidrelétricas reversíveis em diferentes arranjos, situam-se na interseção entre o direito do setor elétrico, a política de recursos hídricos e o direito ambiental. O novo marco legal inaugurado pela Lei nº 15.269, de 2025, tem como objetivo declarado modernizar o marco regulatório do setor elétrico, promover a segurança energética e dispor sobre diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica e a contratação de reserva de capacidade, com implicações diretas para os SAH (BRASIL, 2025a).

Do ponto de vista constitucional, os SAH inserem-se no âmbito da competência privativa da União para explorar e legislar sobre “energia elétrica” e “aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica” (art. 21, incisos XII, alínea b, e XIX, da Constituição), bem como no campo da política nacional de recursos hídricos (art. 21, XIX e art. 22, IV), assegurada a dominialidade da água pela União ou pelos Estados, conforme o curso d’água. Isso significa que a disciplina jurídica dos SAH deve compatibilizar, de um lado, os objetivos de segurança e eficiência do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, de outro, os princípios da Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), especialmente o uso múltiplo, a prioridade para consumo humano em situações de escassez e a gestão descentralizada por bacia hidrográfica (BRASIL, 1997).

5.1.1 Natureza jurídica e inserção dos SAH no marco setorial

No plano infralegal, o arcabouço básico do setor elétrico brasileiro está assentado, entre outros diplomas, nas Leis nº 9.427/1996 (criação e competências da ANEEL), nº 9.648/1998, nº 10.847/2004 (criação da EPE) e nº 10.848/2004 (comercialização de energia elétrica), agora substancialmente alteradas pela Lei nº 15.269/2025 para explicitar a atividade de armazenamento de energia elétrica e a figura dos sistemas de armazenamento hidráulico (BRASIL, 1996; BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a).

A Lei nº 15.269/2025 altera a Lei nº 10.847/2004 para incluir, entre as competências da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a possibilidade de realizar estudos, levantamentos e projetos para a concepção de sistemas de armazenamento hidráulico, bem como a possibilidade de obter, junto aos órgãos competentes, a licença prévia ambiental, a declaração de disponibilidade hídrica e demais atos administrativos necessários às licitações desses sistemas (BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a). Isso aproxima os SAH, desde a fase de planejamento, do regime já adotado para grandes empreendimentos estruturantes, reduzindo o risco de desenvolvimento e reforçando o caráter público do *pipeline* de projetos.

No âmbito da Lei nº 9.427/1996, a mesma Lei nº 15.269/2025 explicita que cabe à ANEEL regular e fiscalizar, além da produção, transmissão, distribuição e comercialização, também o armazenamento de energia elétrica (BRASIL, 1996; BRASIL, 2025a). Mais adiante, o legislador confere à ANEEL competência específica para “regular, fiscalizar e estabelecer as regras de remuneração e de acesso para a implantação e operação dos

sistemas de armazenamento de energia elétrica” conectados ao SIN ou a sistemas isolados, utilizados por geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores, consumidores ou quaisquer agentes do setor (BRASIL, 2025a). Trata-se de ponto central: os SAH deixam de ser apenas uma variação de usina hidrelétrica convencional para serem reconhecidos como atividade regulada própria, com regras específicas de acesso e remuneração.

Na Lei nº 10.848/2004, a reforma introduz conceitos importantes para o enquadramento econômico dos SAH, como a “reserva de potência operativa” e a necessidade de que os processos de contabilização e liquidação reflitam, inclusive, os serviços ancilares e a reserva de potência prestados ao sistema (BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a). Em paralelo, são criadas regras diferenciadas de rateio de custos de reserva de capacidade para sistemas de armazenamento na forma de baterias, o que, ainda que não trate diretamente dos SAH, reforça a tendência de tratar o armazenamento como categoria própria de ativo setorial, sujeita a arranjos regulatórios e comerciais específicos (BRASIL, 2025a).

Do ponto de vista estritamente jurídico, portanto, o novo marco configura os SAH como empreendimentos de infraestrutura energética de interesse do SIN, sujeitando-os ao regime de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, mas com tratamento regulatório próprio em razão de suas funções de armazenamento de energia, flexibilidade e prestação de serviços ancilares. A ausência de uma definição expressa de “Sistema de Armazenamento hidráulico” em lei, entretanto, cria zona de incerteza quanto ao seu enquadramento preciso, especialmente para arranjos de circuito fechado ou semiaberto que não se confundem com aproveitamentos hidrelétricos multipropósito tradicionais.

À luz da experiência internacional, e considerando os objetivos explícitos da Lei nº 15.269/2025, é recomendável que a regulamentação:

- estabeleça definição jurídica clara de SAH, distinguindo-os das usinas hidrelétricas convencionais e de outros sistemas de armazenamento,
- explicita que os SAH podem assumir diferentes configurações (circuito fechado, ciclo aberto ou semiaberto e arranjos associados a reservatórios existentes) e

- indique, de forma transparente, os regimes de concessão, autorização e de uso múltiplo da água aplicáveis a cada tipologia.

Essas definições são importantes para reduzir risco regulatório, permitir o correto tratamento tarifário e contratual e alinhar o planejamento de longo prazo com os sinais de investimento necessários à difusão da tecnologia.

5.1.2 Articulação com o licenciamento ambiental e a política de recursos hídricos

A dimensão hídrica dos SAH requer a compatibilização com a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/1997) e com o novo marco geral de licenciamento ambiental, estabelecido pela Lei nº 15.190/2025 (BRASIL, 1997; BRASIL, 2025b).

A Lei nº 9.433/1997 define a água como bem de domínio público, de valor econômico, com uso múltiplo, e estabelece como diretrizes a integração do planejamento de recursos hídricos com o dos setores usuários, incluindo o setor elétrico, bem como a articulação da gestão dos recursos hídricos com a gestão ambiental (BRASIL, 1997). Os SAH, por poderem alterar regimes de vazão, níveis de reservatórios preexistentes e, em alguns casos, conectarem bacias ou trechos de rios distintos, podem ser tratados como usos significativos da água, subordinados aos instrumentos da PNRH (planos de bacia, outorga de direito de uso, cobrança e enquadramento).

O novo marco de licenciamento ambiental (Lei nº 15.190/2025) introduz modalidades como a Licença Ambiental Especial (LAE), destinada a “empreendimento estratégico, ainda que [...] causador de significativa degradação do meio ambiente”, com procedimentos próprios de análise e condicionantes (BRASIL, 2025b). Considerando o papel estratégico dos SAH para a segurança energética e, potencialmente, também hídrica, sua elegibilidade para a LAE constitui elemento central do enquadramento jurídico-institucional, permitindo conciliar maior previsibilidade procedimental com exigências robustas de avaliação de impactos socioambientais e de participação social.

A própria Lei nº 15.269/2025 reforça a necessidade de articulação entre planejamento energético, licenciamento e gestão de recursos hídricos ao autorizar a EPE a obter, para os SAH, licença prévia ambiental, declaração de disponibilidade hídrica e demais atos administrativos necessários à licitação desses empreendimentos (BRASIL, 2025a). Essa opção aproxima

o modelo brasileiro de arranjos observados em outros países, em que o poder público pode assumir papel ativo na estruturação e pré-viabilização de projetos de armazenamento de grande porte, reduzindo riscos na fase inicial e aumentando a coordenação com objetivos de política hídrica.

Do ponto de vista de aperfeiçoamento, o enquadramento jurídico dos SAH deveria:

- i. explicitar, em regulamentação setorial e ambiental, a classificação dos SAH nas tipologias da Lei nº 15.190/2025, detalhando quando e como podem utilizar a LAE e quais estudos específicos de hidrologia, riscos e usos múltiplos da água são requeridos a depender da tipologia;
- ii. incorporar, nos planos de recursos hídricos e nos instrumentos de outorga, critérios específicos para empreendimentos de armazenamento de energia, diferenciando claramente usos predominantemente não consuntivos daqueles que implicam alterações mais permanentes no balanço hídrico; e
- iii. estabelecer diretrizes para a compatibilização entre a operação dos SAH (particularmente em estratégias de arbitragem energética) e as prioridades definidas em situações de escassez hídrica, evitando conflitos com abastecimento humano, irrigação e outros usos prioritários.

5.1.3 Arranjo institucional e repartição de competências

O arranjo institucional relevante para os SAH envolve, de forma articulada, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL, a EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), os órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e os órgãos ambientais integrantes do SISNAMA.

Com a Lei nº 15.269/2025, o CNPE ganha papel ainda mais central na definição de critérios técnicos e econômicos do planejamento setorial, inclusive para a contratação de reserva de capacidade e para a consideração de requisitos de flexibilidade e armazenamento de energia (BRASIL, 2025a). O MME, por sua vez, é responsável por operacionalizar

essas diretrizes em portarias e nos planos de expansão, vinculando a inserção de SAH ao planejamento de longo prazo e à coordenação com instrumentos de contratação regulada (BRASIL, 2025a).

A ANEEL, como reguladora setorial, passa a deter competências explícitas para regulamentar a atividade de armazenamento de energia elétrica, definir regras de acesso à rede para sistemas de armazenamento e estabelecer metodologias de remuneração associadas a múltiplos serviços: energia, potência, flexibilidade e serviços ancilares (BRASIL, 1996; BRASIL, 2025a). Isso inclui a disciplina de eventuais modelos híbridos em que o SAH opere associado a concessões de geração já existentes ou a instalações de transmissão.

A EPE passa a estar autorizada a realizar a pré-estruturação de SAH, inclusive com a possibilidade de assumir custos e riscos na fase de obtenção de licença prévia e de outorgas de uso da água, em articulação com ANA e órgãos estaduais (BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a). Isto é coerente com a necessidade de visão integrada de bacia e de sistema elétrico para projetos de longa maturação e elevado CAPEX.

Na esfera dos recursos hídricos, a ANA e os órgãos gestores estaduais são responsáveis pela emissão das outorgas de direito de uso, pela implementação dos planos de bacia e pela articulação com comitês de bacia, devendo incorporar os SAH como categoria específica de uso não consuntivo intensivo, com potenciais implicações relevantes para regimes de vazão e volumes de regularização (BRASIL, 1997).

No plano operativo e comercial, o ONS deverá incorporar as particularidades dos SAH em seus critérios de planejamento e operação (balanço hídrico-energético, reservas operativas, restrições de rampa, etc.), enquanto a CCEE terá de assegurar adequada contabilização da energia consumida e gerada pelos SAH e o tratamento dos serviços associados nos processos de liquidação, em consonância com as novas disposições sobre reserva de capacidade e serviços ancilares (BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a).

Esse arranjo institucional sugere, como linha de aperfeiçoamento, a criação de instrumentos formais de coordenação entre: MME, EPE, ONS e CCEE, no plano energético, para assegurar consistência entre planejamento, contratação e operação dos SAH; e ANA, órgãos gestores estaduais, órgãos ambientais e instituições do setor elétrico, no plano hídrico-ambiental, de modo a antecipar eventuais conflitos de uso e a internalizar os benefícios

de segurança hídrica proporcionados pelos SAH na análise de viabilidade dos projetos.

Com relação às experiências internacionais e boas práticas relacionadas ao licenciamento e outorga de uso da água, merecem destaque a experiência da Austrália e dos Estados Unidos. No caso dos EUA, ressalta-se a coordenação interinstitucional desde a fase prévia do projeto; padronização de requisitos técnicos; definição clara de critérios para início das análises; e mecanismos de participação que reforcem confiança entre agentes públicos, privados e comunidades. Tais elementos, ainda incipientes no contexto brasileiro, poderiam reduzir assimetrias de informação e conferir maior estabilidade ao processo autorizativo.

5.2 Modelo econômico-comercial e instrumentos de contratação para SAH

Os Sistemas de Armazenamento Hidráulico apresentam uma combinação de características (elevado investimento inicial, longa vida útil, forte componente de capacidade e flexibilidade operativa, prestação simultânea de múltiplos serviços ao sistema elétrico e à gestão hídrica) que os diferencia tanto de usinas hidrelétricas convencionais quanto de outras tecnologias de armazenamento, como baterias em escala de rede. Esses atributos, em geral, não são adequadamente remunerados por esquemas puramente mercantis baseados apenas em receitas de energia, como demonstra a experiência internacional. Em países que avançaram na implantação de armazenamento de longa duração, observa-se a adoção de modelos híbridos, que combinam contratos de longo prazo de capacidade, participação em mercados de energia e serviços ancilares, e, em alguns casos, mecanismos de estabilização de receitas (como esquemas de *cap-and-floor* ou tarifas de capacidade reguladas).

No caso brasileiro, a Lei nº 15.269/2025 cria condições para a construção de um modelo econômico-comercial para SAH ao atualizar a Lei nº 10.848/2004, reforçando a figura da reserva de capacidade em potência ou flexibilidade, estabelecendo que os processos de contabilização e liquidação devem refletir serviços ancilares e reserva de potência operativa, e introduzindo tratamento específico para sistemas de armazenamento na forma de baterias no rateio de encargos. Ainda que a lei não defina explicitamente os SAH como categoria diferenciada, ela abre

espaço para que, em regulamentação infralegal, se desenhe um arranjo de contratação coerente com as características de investimento de longo prazo desses empreendimentos (BRASIL, 2004; BRASIL, 2025a).

5.2.1 *Princípios para o modelo econômico-comercial de SAH*

Um modelo econômico-comercial adequado para Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil deve atender a alguns princípios básicos:

- i. *Remuneração explícita da capacidade e da flexibilidade*: o valor sistêmico dos SAH está não na energia líquida gerada ao longo do ano, como ocorre com os geradores, e sim na capacidade de disponibilizar potência firme, deslocar energia no tempo, prover reservas operativas e responder rapidamente a variações da geração renovável. Isso exige um componente de receita associado à disponibilidade de potência e serviços sistêmicos, não apenas à venda de MWh.
- ii. *Horizonte de longo prazo compatível com a vida útil*: dada a natureza intensiva em capital e a vida útil, potencialmente superior a 50 anos, contratos de horizonte muito curto não são suficientes para ancorar o investimento. A experiência de mercados de capacidade europeus e de esquemas de *cap-and-floor* para armazenamento de longa duração indica prazos contratuais da ordem de 15 a 25 anos como referência mínima para viabilizar este tipo de empreendimento. A experiência Brasileira dos Leilões de Energia Nova para hidrelétricas utilizou o prazo de 30 anos para prestação do serviço.
- iii. *Múltiplas fontes de receita (revenue stacking)*: os SAH devem poder auferir receitas em diferentes “camadas”: contratos de capacidade; venda de energia; participação em mercados de serviços ancilares; e, quando aplicável, remuneração por benefícios adicionais (por exemplo, suporte locacional, redução de vertimentos, suporte a sistemas isolados). O desenho regulatório deve permitir essa combinação, evitando dupla contagem, mas sem restringir indevidamente a atuação comercial.
- iv. *Alocação equilibrada de riscos entre investidores e consumidores*: modelos puramente *merchant*, em que o investidor depende apenas de arbitragem de energia e serviços ancilares de curto prazo, tendem a

ser insuficientes para viabilizar SAH em escala, ao passo que modelos de custo do serviço podem gerar custos excessivos para consumidores. A solução pode passar por arranjos híbridos, em que uma parte da receita é estabilizada (via contratos de capacidade, garantias de receita mínima ou tarifas de capacidade), mas permanece espaço para sinal de mercado.

- v. *Neutralidade tecnológica quanto ao armazenamento, com reconhecimento da especificidade do SAH:* o modelo de contratação deve ser desenhado de modo a permitir a competição entre diferentes tecnologias de armazenamento em produtos comparáveis (por exemplo, reserva de capacidade com requisitos de duração e disponibilidade), mas reconhecendo que o armazenamento hidráulico ocupa um nicho distinto, de armazenamento de grande escala, de longa duração, com vida útil elevada, e com serviços complementares à gestão hídrica.

5.2.2 *Desenho do modelo comercial para SAH no contexto brasileiro*

À luz desses princípios e das diretrizes gerais estabelecidas na Lei nº 15.269/2025 para reserva de capacidade e serviços ancilares, um modelo econômico-comercial consistente para SAH no Brasil poderia estruturar-se em três camadas principais:

Contrato de longo prazo de capacidade/flexibilidade. Trata-se de produto associado à disponibilidade de potência e de energia armazenada por um determinado número de horas (por exemplo, capacidade mínima de 12 horas de descarga em plena potência), vinculado a requisitos de desempenho e a compromissos de disponibilidade em períodos críticos. O prazo contratual deve ser compatível com a vida econômica do ativo (por exemplo, 30 anos), de forma a permitir a recuperação do CAPEX com custo anual reduzido. A remuneração deve ser pela capacidade disponibilizada, sujeita a penalidades por indisponibilidade e a mecanismos de teste de desempenho.

Receitas de mercado (energia e serviços ancilares). A participação dos SAH em mercados de curto prazo e na otimização da operação, pode permitir receita adicional por arbitragem de energia (bombeamento em períodos de menor preço, geração em períodos de maior valor), pela capacidade e pela prestação de serviços ancilares (controle de frequência, reserva girante,

partida a frio, etc.). Alternativamente, em regimes de contratação por disponibilidade, as receitas no mercado de energia e de serviços ancilares podem reverter para o SIN, aliviando o encargo de contratação. Em ambas as alternativas a geração e a carga do SAE deve ser contabilizada e liquidada no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Mecanismos de estabilização de receita e mitigação de riscos. Considerando a experiência internacional, em especial esquemas de *cap-and-floor* e de contratação por capacidade ou disponibilidade, pode-se avaliar a adoção de mecanismos complementares que limitem a exposição do investidor a quedas acentuadas de receita de mercado, sem eliminar por completo o incentivo à eficiência econômica. Esses mecanismos podem assumir a forma de garantias de receita mínima (por exemplo, cobertura parcial em caso de receitas de mercado muito abaixo do projetado) ou de ajustes nos contratos de capacidade em função de mudanças estruturais no desenho de mercado ao longo do tempo.

No desenho desse modelo, é recomendável que a contratação de SAH se dê por meio de leilões de reserva de capacidade ou de flexibilidade tecnologicamente neutros quanto ao armazenamento, mas com exigências mínimas de duração e requisitos de desempenho que tendam a privilegiar soluções de longa duração. Em leilões dessa natureza, o SAH competiria com outras tecnologias de armazenamento e, eventualmente, com geração firme, sendo selecionado quando sua combinação de custo e benefícios sistêmicos se mostrasse mais eficiente.

5.2.3 Metas de contratação e integração ao planejamento de longo prazo

A experiência internacional mostra que, em sistemas que conseguiram expandir o estoque de armazenamento de longa duração, a definição de *metas* quantitativas explícitas em planos de energia e clima, sejam vinculantes, sejam indicativas, exerceu papel relevante na coordenação entre planejamento, regulação e contratação.

No contexto brasileiro, a Lei nº 15.269/2025 reforça a centralidade do planejamento de longo prazo da expansão da geração e da transmissão, sob responsabilidade do MME e da EPE, e exige que sejam considerados, entre outros aspectos, os requisitos de flexibilidade e de reserva de capacidade necessárias à segurança do suprimento. A partir disso, é recomendável que os próximos planos decenais e de horizonte mais longo

passem a incluir *metas indicativas* de capacidade de Sistemas de Armazenamento hidráulico (em MW e MWh), distribuídas por regiões e bacias hidrográficas, compatíveis com os cenários de expansão de renováveis variáveis e com as necessidades de regularização e segurança hídrica.

Essas metas não precisam ser vinculantes. Sua função principal é orientar:

- i. a *programação dos leilões de reserva de capacidade*, indicando volumes-alvo, prazos de suprimento e requisitos mínimos (por exemplo, capacidade de armazenamento de X horas);
- ii. a priorização de *estudos de viabilidade e de inventário* conduzidos pela EPE ou por agentes;
- iii. o diálogo com a política de recursos hídricos, ao antecipar possíveis demandas por novos usos não consuntivos da água em determinadas bacias.

Ao longo do tempo, à medida que se consolide a base de projetos, se acumule experiência com os primeiros empreendimentos, e que evolua a perspectiva de penetração de geração renovável não controlável no mix de geração, essas metas podem ser revisadas e refinadas, aproximando-se de um modelo em que a participação dos SAH na matriz de flexibilidade seja tratada como variável de planejamento de médio e longo prazo.

5.2.4 *Mecanismos de suporte às fases iniciais de projetos de SAH*

Mesmo com um modelo comercial bem desenhado e metas claras de contratação, os Sistemas de Armazenamento Hidráulico enfrentam uma barreira específica nas fases iniciais do ciclo de projeto: o custo e o risco elevados de estudos de inventário, de geotecnia, de viabilidade técnico-econômica, de modelagem hidrológica detalhada, de consultas públicas preliminares e de processos de licenciamento e de outorga de uso da água. Essa barreira é particularmente relevante para empreendimentos *greenfield*, mas também se coloca, ainda que em menor grau, em iniciativas de ampliação ou adaptação de aproveitamentos existentes.

A Lei nº 15.269/2025, ao alterar a Lei nº 10.847/2004, prevê que a EPE *poderá* realizar estudos, levantamentos, projetos e demais atividades necessárias à concepção de sistemas de armazenamento hidráulico, bem como promover, junto aos órgãos competentes, a obtenção de licença

prévia ambiental, declaração de disponibilidade hídrica e outros atos preparatórios às licitações desses sistemas. Trata-se de uma *faculdade*, não de um monopólio estatal sobre o desenvolvimento de projetos de SAH.

Nesse sentido, sugere-se que o desenho dos mecanismos de suporte reconheça três situações distintas:

- i. *Projetos de aumento de motorização de UHEs existentes com unidades reversíveis*: faz sentido que a fase de desenvolvimento (estudos, engenharia, licenciamento, articulação com a operação atual) seja conduzida preferencialmente pelos concessionários atuais, que detêm conhecimento detalhado dos ativos, das condições operativas e das relações com as comunidades locais. Nesses casos, a atuação da EPE tenderia a ser mais de coordenação com o planejamento setorial e de suporte metodológico, e não de desenvolvimento direto do projeto.
- ii. *Projetos de menor escala, sem interferências socioambientais ou de recursos hídrico importantes e/ou caráter regional*: podem ser inteiramente desenvolvidos por investidores privados, respeitadas as diretrizes de planejamento hídrico-energético e os requisitos de licenciamento e outorga.
- iii. *Projetos de SAH associados a novos aproveitamentos ou arranjos complexos envolvendo reservatórios existentes*: aqui há espaço para *diversidade de desenvolvedores*, incluindo investidores privados especializados, empresas de geração, consórcios regionais e, quando conveniente, iniciativas estruturadas pela própria EPE até determinado estágio. A faculdade conferida à EPE permite que ela atue prioritariamente em projetos considerados estratégicos, de maior relevância sistêmica ou com risco de coordenação mais elevado, sem excluir a atuação de outros agentes.

Dado esse cenário, a principal lacuna a ser endereçada pelos mecanismos de suporte não é a substituição do investimento privado, mas a mitigação dos riscos específicos da fase de desenvolvimento, de forma a:

- reduzir o custo de capital associado aos estudos e ao licenciamento;
- permitir a entrada de novos desenvolvedores qualificados;

- evitar a concentração excessiva de esforços apenas em empreendimentos de menor risco ou retorno imediato.

Uma possibilidade, inspirada na experiência do estado de New South Wales (NSW), na Austrália, onde a *Electricity Infrastructure Roadmap* e os esquemas de *Long Duration Storage* e suportados por *Long Term Energy Services Agreements* (LTESA) combinam contratos de longo prazo com apoios financeiros à preparação de projetos, é a criação, no Brasil, de um mecanismo análogo com *grants* para desenvolvimento de projetos de SAH.

Esse mecanismo poderia contemplar, as seguintes características:

- i. Editais específicos para apoio à fase de desenvolvimento de projetos de SAH, abertos a investidores privados, sendo os projetos estes pré-selecionados com base em critérios de relevância sistêmica, maturidade técnica preliminar, aderência ao planejamento de longo prazo e alinhamento com a PNRH;
- ii. Realização de leilão entre os projetos qualificados onde um montante de apoio financeiro limitado é rateado, possivelmente via leilão, entre os desenvolvedores que se comprometem a elaborar o projeto apoiado;
- iii. O *reembolso* dos recursos dos projetos apoiados poderá ser realizado pelo (s) vencedor(es) do leilão que viabiliza(m) a contratação de um ou mais projetos.

Também deve haver contrapartidas e condicionantes claras como:

- i. Obrigação de disponibilizar, ao poder público, resultados essenciais dos estudos para uso no planejamento;
- ii. Prazos para a participação efetiva em leilões ou em outras formas de contratação.

Coordenação com o papel da EPE:

- i. A EPE poder atuar como agente técnico na definição de critérios de seleção, na avaliação dos projetos propostos e na validação metodológica dos estudos apoiados;
- ii. Em projetos considerados de alta relevância sistêmica ou de interesse público especial, a EPE poderia, alternativamente, assumir diretamente o desenvolvimento até a etapa de licitação, utilizando

recursos orçamentários próprios ou fundos específicos, sem impedir que outros projetos avancem por iniciativa privada apoiada por *grants*.

Além de reduzir barreiras de entrada e de ampliar o universo de projetos potencialmente competidores em leilões de capacidade ou flexibilidade, um mecanismo desse tipo teria o mérito adicional de fortalecer a base de conhecimento público sobre alternativas de SAH em diferentes bacias, facilitando a integração entre planejamento energético, gestão de recursos hídricos e política ambiental.

5.3 Planejamento e desenvolvimento de projetos de SAH

A consolidação dos Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) como instrumento estratégico de segurança hídrica e energética requer uma articulação consistente entre planejamento setorial, desenvolvimento de projetos e licenciamento socioambiental, envolvendo tanto instituições públicas quanto agentes privados. As recentes alterações normativas reforçam essa integração ao reconhecer a importância das obras de acumulação de água para a segurança hídrica e energética e ao possibilitar de atuação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na concepção de sistemas de armazenamento hidráulico.

5.3.1 Integração do planejamento hídrico-energético

O ponto de partida para projetos de SAH deve ser o planejamento integrado do sistema elétrico e das bacias hidrográficas. De um lado, os instrumentos de planejamento energético de médio e longo prazo, como o Plano Decenal de Expansão (PDE) e o planejamento de horizonte mais longo, tendem a incorporar, progressivamente, requisitos de capacidade de armazenamento e flexibilidade associados à expansão de fontes renováveis variáveis. De outro, a Política Nacional de Recursos Hídricos e os planos de bacia já enfatizam a necessidade de obras de acumulação de água, agora explicitamente relacionadas também à segurança energética.

Nesse contexto, recomenda-se tratar de forma diferenciada SAH de acordo com seu impacto na gestão de recursos hídricos. Projetos de baixo impacto devem ter tratamento simplificado. Exemplos de projetos de baixo impacto são projetos em ciclo fechado, aumento de motorização de usinas

existentes com unidades reversíveis e projetos em ciclo semiaberto utilizando reservatórios existentes como parte do arranjo e novos reservatórios em afluentes com baixas vazões.

Já projetos com impactos relevantes na gestão de recursos hídricos devem ser planejados e desenvolvidos levando em conta suas múltiplas funções. Para estes casos recomenda-se que:

- i. Sejam identificadas áreas e bacias prioritárias para desenvolvimento de SAH, com base em critérios combinados de contribuição para segurança hídrica, redução de riscos climáticos, suporte à expansão renovável, alívio de restrições de transmissão e menores interferências socioambientais;
- ii. Seja estruturado, como desdobramento do planejamento energético e hídrico, um programa nacional ou plano temático para sistemas de Armazenamento Hidráulico, contendo uma carteira indicativa de oportunidades por região e bacia, metas indicativas de capacidade (MW e MWh) e diretrizes para integração com reservatórios existentes;
- iii. Haja coordenação institucional sistemática entre Ministério de Minas e Energia (MME), EPE, Operador Nacional do Sistema (ONS), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), órgãos gestores estaduais de recursos hídricos e órgãos ambientais, de forma a antecipar restrições e compatibilizar desde cedo os objetivos de segurança hídrica, energética e climática.

Essa visão integrada deve orientar tanto iniciativas conduzidas por concessionários e investidores privados quanto, eventualmente projetos estruturados com participação mais direta do poder público.

5.3.2 Modelos institucionais de desenvolvimento de projetos de SAH

A Lei que moderniza o marco regulatório do setor elétrico estabelece que a EPE poderá realizar estudos, levantamentos, projetos e demais atividades necessárias à concepção de sistemas de armazenamento hidráulico, bem como promover, junto aos órgãos competentes, a obtenção de licença prévia ambiental, declaração de disponibilidade hídrica e outros atos preparatórios à licitação desses sistemas. Trata-se de uma faculdade, que amplia o leque de instrumentos à disposição do poder concedente, sem

excluir a iniciativa de concessionários atuais ou de outros investidores privados.

Nesse sentido, é desejável reconhecer, de forma explícita, diferentes arranjos institucionais de desenvolvimento, adequados a tipos distintos de projeto:

- *Aumento de motorização de UHEs existentes com unidades reversíveis.* Em empreendimentos que envolvam a instalação de unidades reversíveis em usinas hidrelétricas já outorgadas, faz sentido que a fase de desenvolvimento, estudos de engenharia, análise de alternativas, modelagem de operação conjunta e obtenção de licenças e autorizações, seja conduzida preferencialmente pelos concessionários atuais, dada sua familiaridade com o ativo, com as condições operativas e com o território afetado.

Nesses casos, o papel do poder público (MME, EPE, ANEEL, ANA e ONS) tende a concentrar-se na definição de diretrizes técnicas e regulatórias, na integração com o planejamento de longo prazo, na compatibilização dos prazos de outorga, e na garantia de que os benefícios adicionais, energéticos e hídricos, sejam apropriadamente considerados em contratos e na operação do sistema.

- *Projetos de SAH em novos sítios ou arranjos complexos entre reservatórios.* Para projetos *greenfield* ou arranjos que combinem múltiplos reservatórios, há espaço para uma diversidade de desenvolvedores: empresas de geração, consórcios regionais, investidores especializados, fundos de infraestrutura, entre outros.

Nesses casos, a EPE poderá atuar de forma seletiva, concentrando seus esforços em projetos considerados estratégicos, de maior relevância sistêmica ou que exijam coordenação mais intensa entre bacias e subsistemas. Quando assim definido pelo poder concedente, a EPE pode levar esses empreendimentos até estágios avançados de estruturação (incluindo licença prévia e declaração de disponibilidade hídrica), preparando-os para licitação em condições competitivas.

- *Projetos regionais de menor escala ou vocação predominantemente local.* Em iniciativas com foco mais regional, por exemplo, projetos voltados a reforçar a segurança de suprimento em sistemas isolados

ou em regiões específicas, é natural que o desenvolvimento seja liderado por investidores privados ou empresas estatais regionais, desde que observadas as diretrizes de planejamento e os requisitos de licenciamento e outorga. O papel da EPE, aqui, pode ser de apoio metodológico e de integração desses projetos à visão sistêmica.

Dado o caráter facultativo da atuação da EPE, os mecanismos de política pública devem ser desenhados para criar incentivos adequados à participação de concessionários e investidores privados na fase de desenvolvimento, evitando que a expectativa de atuação estatal integral desestime a iniciativa privada. A lógica é combinar:

- projetos pré-estruturados pelo setor público em casos estratégicos ou de alto risco de coordenação;
- projetos predominantemente privados, com apoio seletivo do Estado por meio de instrumentos como *grants* de desenvolvimento, garantias e programas de apoio a estudos e licenciamento.

5.3.3 *Agenda regulatória para apoiar o pipeline de projetos*

Para que a integração entre planejamento, desenvolvimento e licenciamento se traduza em um pipeline robusto de projetos de SAH, é necessária uma agenda regulatória coordenada, que considere o papel complementar de EPE, concessionários e investidores privados. Entre os principais elementos dessa agenda, destacam-se:

- *Regulamentar de forma clara o papel da EPE.* Detalhar, em decretos e resoluções, as situações em que a EPE atuará como desenvolvedora pública de projetos de SAH (por exemplo, empreendimentos estratégicos, de alta relevância sistêmica ou em contextos de maior risco de coordenação) e as formas de sua interação com concessionários e investidores privados, evitando sobreposição de esforços e conflitos de atribuições.
- *Definir diretrizes para desenvolvimento por concessionários de UHEs existentes.* Estabelecer, por meio de normas da ANEEL e do MME, procedimentos e critérios para que concessionários de usinas hidrelétricas possam propor projetos de motorização reversível, incluindo:
 - i. Requisitos mínimos de estudos e de avaliação de impactos;

- ii. Regras para compatibilização com contratos de concessão existentes;
 - iii. Eventuais mecanismos de incentivo regulatório, quando a ampliação da capacidade de armazenamento trazer benefícios sistêmicos relevantes.
- *Promover instrumentos de apoio à iniciativa privada.* Implementar mecanismos, como programas de *grants* para desenvolvimento de projetos, linhas de crédito específicas para estudos e licenciamento e apoio técnico-metodológico, que reduzam barreiras de entrada para investidores privados, em particular em projetos *greenfield* ou de maior complexidade.
 - *Ajustar o planejamento setorial e hídrico à agenda de SAE.* Integrar, de forma explícita, os objetivos de expansão do armazenamento hidráulico às próximas edições dos planos energéticos e dos planos de recursos hídricos, assegurando coerência entre metas, carteira de projetos em desenvolvimento e horizonte dos leilões de capacidade e flexibilidade.
 - *Direcionamento geoeletrico para prospecção de sítios para SAE em macrolocalizações de maior interesse para o SIN.* Frente à grande disponibilidade de locais adequados para SAE, estudos elétricos e de expansão da geração e da transmissão podem orientar a prospecção para locais de maior valor sistêmico esperado.

5.4 Licenciamento socioambiental e articulação com a gestão de recursos hídricos

Com base na experiência internacional, algumas lições das práticas internacionais podem ser recomendadas para o Brasil. No caso australiano, por exemplo, é destacada a importância do engajamento social antecipado. Experiências estaduais demonstram que consultas públicas realizadas desde a concepção do projeto, e não apenas durante o EIS (*Environmental Impact Statement*), ampliam a confiança das comunidades e facilitam a incorporação de valores sociais, culturais e ambientais nas decisões. Em regiões com presença de povos indígenas, diretrizes normativas exigem processos de consulta culturalmente adequados, avaliação de impactos no patrimônio e participação direta dos representantes tradicionais no

desenho das medidas mitigadoras. Essa abordagem tem se mostrado importante para a redução de controvérsias e para a legitimidade dos empreendimentos.

Também seria valioso adotar protocolos de monitoramento adaptativo, com parâmetros revisáveis e planos de contingência definidos desde a licença prévia. Por fim, o país poderia aperfeiçoar seus mecanismos de participação social, promovendo consultas prévias e contínuas, especialmente em áreas com comunidades tradicionais, prática consolidada no modelo australiano e coerente com princípios constitucionais e internacionais aplicáveis ao Brasil.

O licenciamento socioambiental e a outorga de uso da água constituem etapas críticas no ciclo de desenvolvimento dos SAH, independentemente de quem lidere o projeto. A legislação recente introduz a figura do licenciamento ambiental especial para usinas hidrelétricas, inclusive reversíveis, reconhecendo seu caráter estratégico para a segurança hídrica e energética. Essa modalidade pode ser um instrumento importante para conferir maior previsibilidade e coordenação aos projetos de SAH, desde que acompanhada de critérios claros e de exigências robustas de avaliação de impactos e de participação social.

Em linhas gerais, as recomendações para essa dimensão podem ser sintetizadas em três eixos:

- *Rito específico para SAH no licenciamento ambiental.* Definir, em normas infralegais, um rito diferenciado para empreendimentos de Armazenamento Hidráulico, incluindo:
 - i. critérios de elegibilidade para o licenciamento ambiental especial;
 - ii. integração formal com planos de bacia e com o planejamento energético;
 - iii. exigência de estudos específicos sobre usos múltiplos da água, cenários hidrológicos e mudanças climáticas;
 - iv. tratamento distinto para projetos em reservatórios existentes, projetos com novos reservatórios e arranjos de interligação de bacias.

- *Integração com a Política Nacional de Recursos Hídricos.* Garantir que os SAH sejam tratados, na prática, como usos relevantes da água, sujeitos a:
 - i. análises de compatibilidade com os planos de recursos hídricos de bacia;
 - ii. outorgas de direito de uso da água que explicitem volumes úteis, faixas de variação de nível, vazões ecológicas (ou explicitem que o projeto não estará sujeito a vazões mínimas) prioridades em situações de escassez e condicionantes de operação;
 - iii. processos de deliberação em comitês de bacia que considerem *trade-offs* entre geração, armazenamento energético, abastecimento, irrigação, navegação e conservação ambiental.
- *Gestão de impactos socioambientais e arranjos locais de governança.* Considerar, para projetos de SAH de maiores interferências socioambientais mecanismos de monitoramento e de diálogo com comunidades e governos locais, de modo a:
 - i. potencializar benefícios locais associados aos empreendimentos (emprego, infraestrutura, turismo, usos múltiplos da água);
 - ii. acompanhar, ao longo da vida útil do projeto, a evolução das compensações, os impactos sobre ecossistemas aquáticos e terrestres, ajustando medidas de mitigação quando necessário.

Essas diretrizes devem valer tanto para projetos desenvolvidos por concessionários quanto por investidores privados ou pela própria EPE, sempre com a premissa de que a natureza do empreendedor não altera a necessidade nem a avaliação de impactos e na proteção de direitos socioambientais.

5.5 Implementação, governança e monitoramento das recomendações

A implementação das recomendações relativas aos Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) deve reconhecer que não há um “tamanho único” em termos de coordenação institucional. Projetos de

grande porte, com novos reservatórios, barramento de rios importantes, interligação de bacias ou mudanças significativas no regime hidrológico, exigem uma governança intensa entre o setor elétrico, a gestão de recursos hídricos e a política ambiental. Já outros empreendimentos, como ampliações de hidrelétricas existentes com unidades reversíveis, projetos em ciclo fechado e instalações em ciclo semiaberto em cursos d'água de baixa afluência, tendem a apresentar impactos mais localizados e controláveis, podendo ser viabilizados com arranjos institucionais mais simples, ancorados em instrumentos regulatórios e de licenciamento já consolidados.

A agenda de implementação, portanto, deve combinar sequenciamento temporal (curto, médio e longo prazos) com diferenciação por tipologia de projeto e por nível de impacto, evitando tanto a subcoordenação em empreendimentos complexos quanto a sobrecarga procedimental em iniciativas de baixo impacto relativo.

5.5.1 Sequenciamento das medidas, por tipo de projeto

No *curto prazo*, o foco deve recair sobre medidas infralegais e regulatórias que criem um *piso* de segurança jurídica para todos os tipos de SAH, mas com especial atenção àqueles que podem ser mobilizados mais rapidamente:

- Definição, em normas do MME, ANEEL, ANA e órgãos ambientais, de conceitos e categorias de SAH, distinguindo explicitamente:
 - i. ampliações de UHEs existentes com máquinas reversíveis;
 - ii. projetos em ciclo fechado (reservatórios isolados do curso principal de rios);
 - iii. projetos em ciclo semiaberto em rios de baixa afluência;
 - iv. projetos *greenfield* de maior porte e impacto;
 - v. esclarecimento de como cada tipologia se encaixa nos regimes de outorga, licenciamento e contratação já vigentes, de modo que projetos de baixo impacto possam tramitar, sempre que possível, em fluxos regulatórios e ambientais mais simples, sem deixar de observar salvaguardas socioambientais básicas;

- vi. regulamentação da atuação facultativa da EPE na concepção de SAH, delimitando em que situações a pré-estruturação pública será prioritariamente utilizada (por exemplo, em projetos de maior complexidade ou relevância sistêmica), sem afastar a iniciativa de concessionários e investidores privados em empreendimentos de menor escala ou menor impacto.

No *médio prazo*, com o arcabouço básico já estabelecido, as prioridades passam a ser:

- a incorporação, nos instrumentos de planejamento, de *metas indicativas* de capacidade de Armazenamento Hidráulico e de uma carteira de oportunidades por tipologia, diferenciando o papel estratégico dos grandes projetos de acumulação e o potencial de soluções modulares ou incrementais em UHEs existentes e em instalações em ciclo fechado;
- a estruturação de leilões de capacidade e flexibilidade que permitam a participação de diferentes tipos de SAH, com requisitos proporcionais ao seu impacto e à sua contribuição sistêmica:
 - i. para ampliações com máquinas reversíveis e projetos em ciclo fechado, produtos mais padronizados e cronogramas de implantação mais curtos;
 - ii. para grandes obras de acumulação ou projetos que envolvam interações complexas entre usos da água, produtos e prazos mais adaptados à sua maturação;
- o desenvolvimento de programas de apoio à preparação de projetos (incluindo mecanismos de *grants*), calibrados de forma distinta:
 - i. foco em redução de risco de desenvolvimento de projetos em suas fases iniciais;
 - ii. apoio mais leve e ágil para iniciativas de baixo impacto conduzidas por concessionários ou investidores privados.

No *longo prazo*, a agenda se concentra na consolidação de um portfólio diversificado de SAH, com revisões periódicas do modelo regulatório e dos mecanismos de contratação, levando em conta:

- o desempenho efetivo de cada tipologia (ampliações reversíveis, ciclo fechado, ciclo semiaberto, grandes reservatórios novos) em

termos de custo, flexibilidade, serviços ancilares e benefícios hídricos;

- a necessidade de refinar ou simplificar procedimentos de coordenação intersetorial, reduzindo exigências onde a experiência demonstrar impacto limitado e reforçando salvaguardas em projetos de alto benefício sistêmico;
- a evolução da matriz elétrica e da gestão de recursos hídricos, que pode alterar o papel relativo de cada tipo de SAH.

5.5.2 Arranjo de governança com intensidade graduada de coordenação

No plano estratégico, para projetos estruturantes de grande porte (novos reservatórios, ligações entre bacias ou intervenções com impactos hidrológicos e territoriais relevantes), continua a ser recomendável uma instância de coordenação interinstitucional envolvendo, ao menos, MME, ANEEL, EPE, ONS, ANA, órgãos gestores estaduais de recursos hídricos e órgãos ambientais. Essa instância teria por função:

- alinhar o planejamento de longo prazo em energia e recursos hídricos;
- priorizar projetos estratégicos de SAH e decidir quando a EPE deve atuar como desenvolvedora pública até estágios avançados;
- articular diretrizes para licenciamento ambiental especial, outorgas de uso da água e desenho dos produtos de contratação de capacidade e flexibilidade;
- acompanhar a implementação e propor ajustes normativos com base na experiência dos primeiros empreendimentos.

Para projetos de menor impacto e menor complexidade, em especial:

- ampliações de usinas hidrelétricas existentes com unidades reversíveis;
- instalações em ciclo fechado;
- projetos em ciclo semiaberto em cursos d'água de baixa afluência, a governança pode, e deve, ser mais leve, apoiada principalmente em:

- procedimentos regulatórios e de licenciamento já consolidados, com adaptações pontuais para refletir as especificidades do Armazenamento Hidráulico;
- interação direta entre concessionários ou investidores privados e os órgãos setoriais e ambientais competentes (ANEEL, órgãos ambientais estaduais, ANA ou órgãos estaduais de recursos hídricos), sem necessidade de uma coordenação interministerial intensa;
- orientações técnicas padronizadas (guias, notas técnicas, termos de referência) que permitam replicar boas práticas sem reabrir, a cada projeto, discussões estruturais que só se justificam para empreendimentos de maior impacto.

5.5.3 Monitoramento e revisão diferenciados por tipologia e impacto

O monitoramento e a avaliação das políticas para SAH também devem refletir essa diferenciação por tipologia e nível de impacto. É necessário dispor um núcleo comum de indicadores, aplicável a todos os empreendimentos, e um conjunto adicional de métricas mais detalhadas para projetos de maior porte e complexidade.

Entre os indicadores comuns, a serem acompanhados para todos os SAH, independentemente do tipo, destacam-se:

- capacidade instalada (MW) e energia armazenável (MWh);
- horas anuais de bombeamento e geração;
- participação na prestação de serviços ancilares e na redução de despacho térmico;
- desempenho em termos de disponibilidade e resposta em situações críticas do sistema.

Para projetos de maior impacto hídrico e socioambiental, recomenda-se monitorar, adicionalmente:

- efeitos sobre regimes de vazão, níveis de reservatórios e padrões de uso da água;
- indicadores de segurança hídrica regional (regularização de vazões, atendimento a usos prioritários, resposta a eventos extremos);

- impactos socioeconômicos e ambientais de maior escala, com acompanhamento de medidas de mitigação, compensação e programas de desenvolvimento regional.

Já para projetos de baixo impacto relativo, ampliações reversíveis de UHEs existentes, ciclo fechado e ciclo semiaberto em rios de baixa afluência, o monitoramento pode concentrar-se em:

- desempenho técnico-operativo e contribuição à flexibilidade do sistema;
- cumprimento de condicionantes ambientais específicas e de requisitos de operação acordados com órgãos de recursos hídricos;
- eventuais efeitos localizados sobre comunidades e ecossistemas, com foco em mitigação rápida de impactos.

Os resultados desse monitoramento devem alimentar processos de revisão periódica da política e da regulação de SAH, permitindo:

- simplificar, ao longo do tempo, procedimentos e exigências para tipologias cuja experiência comprove impactos reduzidos e bem controlados;
- reforçar salvaguardas e mecanismos de coordenação para tipos de projeto que se revelem mais sensíveis ou complexos do que o previsto inicialmente;
- ajustar metas de contratação, desenho de produtos de leilão e critérios de apoio à fase de desenvolvimento, de acordo com o desempenho efetivo das diferentes tipologias de SAH.

Dessa forma, a implementação das recomendações passa a ser um processo graduado e adaptativo, em que o nível de coordenação intersetorial, a densidade dos instrumentos de governança e a intensidade do monitoramento são proporcionais ao potencial de impacto e à relevância sistêmica de cada empreendimento, evitando tanto a paralisia regulatória quanto a subavaliação de riscos em projetos estruturantes.

6 Conclusão

O conjunto de análises e proposições reunidas neste *Position Paper* mostra que o Brasil se encontra diante de uma oportunidade concreta para transformar um potencial amplamente reconhecido, o armazenamento hidráulico, em política estruturante da transição energética. A combinação entre um parque hidrelétrico de grandes dimensões, a expansão das fontes eólica e solar, a variabilidade hidrológica e o aperfeiçoamento recente do marco legal, cria condições favoráveis, que ainda não se traduzem, porém, em projetos viáveis de Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH).

O diagnóstico realizado, apoiado em entrevistas com agentes do setor, no acúmulo de estudos nacionais e na observação de experiências internacionais, mostra que as principais barreiras não são tecnológicas, e sim institucionais, regulatórias, econômicas e socioambientais. Falta clareza sobre o enquadramento jurídico e tarifário dos SAH, faltam sinais econômicos adequados para remunerar seus atributos específicos, capacidade, flexibilidade e serviços sistêmicos, e faltam procedimentos próprios no licenciamento e na gestão de recursos hídricos para lidar com empreendimentos que combinam funções de carga e geração.

A contribuição central do estudo está em articular essas dimensões em uma agenda coerente de recomendações. No campo jurídico-institucional, propõe-se reconhecer os SAH como atividade regulada específica, com conceito e tipologias claramente definidos, e com competências bem distribuídas entre as instituições do setor elétrico, da política de recursos hídricos e do meio ambiente. No campo econômico-comercial, advoga-se a criação de mecanismos de contratação e de remuneração de capacidade e flexibilidade compatíveis com investimentos de longa duração, combinados com a possibilidade de receitas “empilhadas” associadas a energia e serviços ancilares.

No planejamento e no desenvolvimento de projetos, o documento aponta para a necessidade de integrar metas de armazenamento hidráulico ao planejamento energético e hídrico, estruturar um *pipeline* de empreendimentos e utilizar, de forma estratégica, a atuação da EPE na fase de estudos e licenciamento inicial. Em licenciamento e recursos hídricos, sugere-se a construção de rito específico para SAH, articulado com a Política Nacional de Recursos Hídricos, capaz de diferenciar requisitos

conforme o perfil de impactos e, ao mesmo tempo, garantir salvaguardas robustas para empreendimentos de maior impacto na gestão de recursos hídricos e de maior complexidade socioambiental.

A lógica que permeia o conjunto das recomendações não é a de prescrever um desenho único, mas a de oferecer princípios, instrumentos e arranjos regulatórios moduláveis, adequados à diversidade de situações e de impactos de projetos. Projetos de menor impacto relativo, como circuitos fechados e ampliações reversíveis em reservatórios existentes, e projetos que usem um reservatório existente como parte do arranjo, podem ser acelerados, servindo como base para o aprendizado regulatório e institucional. Empreendimentos de maior impacto e sensibilidade, por sua vez, demandam coordenação mais intensa entre instituições setoriais, gestores hídricos, órgãos ambientais e sociedade, com ênfase em transparência, participação e monitoramento.

A materialização dessa agenda depende da capacidade de coordenação entre governo federal, reguladores, operadores, empresas, estados e sociedade civil. Previsibilidade normativa, estabilidade de regras, transparência na alocação de custos e benefícios e sinalização de longo prazo são condições para que o investimento privado se mobilize. Ao mesmo tempo, a ancoragem das decisões em planejamento integrado e em metas de segurança hídrica, segurança elétrica e descarbonização é fundamental para que os SAH sejam percebidos como infraestrutura estratégica de Estado.

Se adequadamente implementadas e periodicamente reavaliadas, as recomendações aqui apresentadas podem contribuir para que o armazenamento hidráulico deixe de ser apenas potencial e passe a ocupar lugar central no desenho de um sistema elétrico mais flexível e de baixa emissão de carbono. Assim, o Brasil reforça sua segurança energética e hídrica e consolida vantagens competitivas para sua política industrial, sua inserção internacional e o bem-estar das gerações futuras.

7 Referências Bibliográficas

AEMO SERVICES. *NSW Electricity Infrastructure Roadmap – Long Duration Storage Tender (Round 5) – Long Duration Storage*. Sydney: AEMO Services, 2025. Disponível em: <https://asl.org.au/tenders/round-5-long-duration-storage-and-cis>.<https://asl.org.au/tenders/tender-round-5-long-duration-storage-and-south-west-access-rights> Acesso em: 24 nov. 2025.

AEMO. *Integrated System Plan 2024*. Melbourne: Australian Energy Market Operator, 2024. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ANDRITZ. Flexible energy for the modern grid – Gouvães, Portugal. *Hydro News*, n. 35, 2021. Disponível em: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydroneews/hn35/gouvaes-portugal>. Acesso em: 24 nov. 2025.

BRASIL. CONGRESSO NACIONAL. Projeto de Lei de Conversão nº 10, de 2025 (Medida Provisória nº 1.304, de 2025). Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias, altera diversas leis do setor energético e dá outras providências. Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=10091990&disposition=inline>. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: texto constitucional promulgado em 5 de outubro de 1988, compilado até a Emenda Constitucional nº 135/2024. Brasília, DF: Senado Federal, Coordenação de Edições Técnicas, 2024. Disponível em: <https://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/685819>. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília,

DF, 2004. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655 de 20 de maio de 1971, nº 8.631 de 4 de março de 1993, nº 9.074 de 7 de julho de 1995, nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, nº 9.648 de 27 de maio de 1998, nº 9.991 de 24 de julho de 2000, nº 10.438 de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025. Dispõe sobre o licenciamento ambiental; regulamenta o inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal; altera as Leis nºs 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, 9.985, de 18 de julho de 2000, e 6.938, de 31 de agosto de 1981; revoga dispositivos das Leis nºs 7.661, de 16 de maio de 1988, e 11.428, de 22 de dezembro de 2006; e dá outras providências. Brasília, DF, 2025b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15190.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias, altera diversas leis do setor energético e dá outras providências. Brasília, DF, 2025a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/L15269.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 1996. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/login/fed/lei/1996/lei-9427-26-dezembro-1996-366792-normaatualizada-pl.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de

Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Brasília, DF, 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9433.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DF, 1998. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1998/lei-9648-27-maio-1998-366346-publicacaooriginal-1-pl.html>. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.304, de 11 de julho de 2025. Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/mpv/mpv1304.htm. Acesso em: 26 nov. 2025.

BRITISH HYDROPOWER ASSOCIATION. *Pumped Storage Hydropower*. [S.l.]: British Hydropower Association, 2023/2025. Disponível em: <https://british-hydro.org/pumped-storage-hydropower>. Acesso em: 24 nov. 2025.

BUCHALTER. *Inflation Reduction Act Set to Boost Standalone Energy Storage*. Client Alert, 16 ago. 2022. Disponível em: <https://www.buchalter.com/insights/inflation-reduction-act-set-to-boost-standalone-energy-storage/>. Acesso em: 24 nov. 2025.

BUSINESSGREEN. *UK battery storage pipeline expands to over 95 GW*. 2 maio 2024. Disponível em: <https://www.businessgreen.com/news/4204146/uk-battery-storage-pipeline-expands-95gw>. Acesso em: 24 nov. 2025.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (CEC). *California Energy Storage System Survey*. Sacramento, 2025.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (CPUC). *Decision Adopting Energy Storage Procurement Framework and Design Program (D.13-*

10-040). San Francisco, 2013. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M079/K533/79533378.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2025.

CHINA. National Development and Reform Commission (NDRC). *Opinions on Further Improving the Pricing Mechanism for Pumped Storage* (Document No. 633). Beijing, 2021.

CHINA. National Development and Reform Commission (NDRC); National Energy Administration (NEA). *Guiding Opinions on Accelerating the Development of New Energy Storage* (Fagai Nengyuan Gui [2021] No. 1051). Beijing, 2021. Disponível em: <https://chinaenergyportal.org/en/guiding-opinions-on-accelerating-the-development-of-new-energy-storage/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

CHINA. National Development and Reform Commission (NDRC); National Energy Administration (NEA). *New Energy Storage Development Implementation Plan (14th Five-Year Plan 2021–2025)*. Beijing, 2022. Disponível em: https://climate-laws.org/document/14th-five-year-plan-for-new-energy-storage-development-implementation-plan_3960. Acesso em: 22 nov. 2025.

CHINA. National Energy Administration (NEA). *Medium and Long-term Development Plan for Pumped Storage (2021–2035)*. Beijing, 2021. Disponível em: <https://chinaenergyportal.org/medium-and-long-term-development-plan-for-pumped-hydro-storage-2021-2035/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

CNESA – CHINA ENERGY STORAGE ALLIANCE. *China New Energy Storage Development Report 2025*. Beijing, 2025. Disponível em: <https://en.cnesa.org/latest-news/2025/8/3/china-releases-official-energy-storage-report-highlighting-130-growth-in-installed-capacity>. Acesso em: 22 nov. 2025.

COMISSÃO EUROPEIA. *Concessões de energia hidroelétrica: Comissão insta oito Estados-Membros a cumprirem a legislação da UE*. Comunicado de imprensa IP/19/1477, Bruxelas, 7 mar. 2019. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/pt/ip_19_1477/IP_19_1477_PT.pdf. Acesso em: 25 nov. 2025.

COMISSÃO EUROPEIA. Decisão C (2017) 3110 final, de 15 de maio de 2017. *Auxílio de Estado SA.35429 (2013/C) (ex 2012/CP) – Portugal – Extensão*

da utilização de recursos hídricos públicos para produção de eletricidade hidroelétrica. Bruxelas, 2017. Disponível em: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249957/249957_1905970_256_2.pdf. Acesso em: 25 nov. 2025.

DCCEEW – DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, THE ENVIRONMENT AND WATER. *Capacity Investment Scheme*. Canberra, 2025. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DENG, S. China, struggling to make use of a boom in energy storage, calls for even more. *Reuters*, 5 jul. 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/china-struggling-make-use-boom-energy-storage-calls-even-more-2024-07-05/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO (DESNZ). *Clean Power 2030 Action Plan: a new era of clean electricity*. Londres, 2024a. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/677bc80399c93b7286a396d6/clean-power-2030-action-plan-main-report.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO (DESNZ). *Long duration electricity storage: proposals to enable investment – government response*. Londres, 2024b. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/670660eb366f494ab2e7b57a/LDES-consultation-government-response.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO (DESNZ). *New scheme to attract investment in renewable energy storage*. Press release. Londres, 2024c. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/news/new-scheme-to-attract-investment-in-renewable-energy-storage>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DRAX GROUP. *What is pumped storage hydro?* 22 jun. 2021. Disponível em: <https://www.drax.com/power-generation/what-is-pumped-storage-hydro>. Acesso em: 24 nov. 2025.

E3ANALYTICS. *Battery Storage Market Analysis – Italy*. Berlin: E3 Analytics, 2023. Disponível em: https://www.e3analytics.eu/wp-content/uploads/2023/05/Battery_Storage_Market_Analysis_E3A_May_2023_ITALY.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

EL PAÍS. *El apagón obliga a España a acelerar en almacenamiento tras años de retraso*. El País, Madrid, 11 maio 2025. Disponível em: <https://elpais.com/economia/2025-05-11/el-apagon-obliga-a-espana-a-acelerar-en-almacenamiento-tras-anos-de-retraso.html>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Solar, battery storage to lead new U.S. generating capacity additions in 2025*. Today in Energy, 24 fev. 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=64586>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *U.S. battery capacity increased 66% in 2024*. Today in Energy, 12 mar. 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=64705>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *U.S. battery storage capacity will increase significantly by 2025*. Today in Energy, 6 dez. 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=54939>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *U.S. battery storage capacity expected to nearly double in 2024*. Today in Energy, 9 jan. 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61202>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENERGY-CHARTS. *Installed Power – Italy 2024*. Karlsruhe: Karlsruhe Institute of Technology, 2025. Disponível em: https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?c=IT&l=en. Acesso em: 22 nov. 2025.

ENERGY-STORAGE.NEWS. *US' tax credit incentives for standalone energy storage begin new era*. 5 jan. 2023. Disponível em: <https://www.energy->

storage.news/us-tax-credit-incentives-for-standalone-energy-storage-begin-new-era/. Acesso em: 24 nov. 2025.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). *Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy*. Washington, DC, 2025. Disponível em: <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>. Acesso em: 24 nov. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. *Commission approves €17.7 billion Italian State aid scheme to support development of centralised electricity storage system*. Press release IP/23/6758, Brussels, 21 Dec. 2023. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6758. Acesso em: 22 nov. 2025.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). *Order No. 755 – Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*. Washington, DC, 2011.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). *Order No. 841 – Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. Washington, DC, 2018.

FERRALIA. *La Muela hydraulic power plant*. s.l.: Ferralia, s.d. Disponível em: <https://ferralia.com/central-hidraulica-la-muela>. Acesso em: 24 nov. 2025.

GENERALITAT DE CATALUNYA. *Catalunya regula per primer cop les bateries i declara d'interès públic superior els projectes renovables i d'emmagatzematge energètic*. Nota de imprensa, Barcelona, 3 jun. 2025. Disponível em: <https://govern.cat/gov/notes-premsa/713483/catalunya-regula-cop-bateries-declara-dinteres-public-superior-projectes-renovables-demmagatzematge-energetic>. Acesso em: 24 nov. 2025.

GENEX POWER. *Kidston Pumped Storage Hydro Project – Overview*. Brisbane, 2024.

GENEX POWER; ENERGYAUSTRALIA. *Genex signs 30-year storage offtake agreement with EnergyAustralia*. *Ecogeneration*, 30 mar. 2020.

Disponível em: <https://www.ecogeneration.com.au/genex-signs-30-year-storage-offtake-agreement-with-energyaustralia>. Acesso em: 24 nov. 2025.

GLOBAL ENERGY MONITOR. Venda Nova III hydroelectric plant. Global Hydropower Tracker, 2024. Disponível em: https://www.gem.wiki/Venda_Nova_III_hydroelectric_plant. Acesso em: 24 nov. 2025.

GONÇALVES, S. Portugal to invest \$466 million to boost grid management, battery storage after outage. *Reuters*, Lisboa, 28 jul. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/portugal-invest-466-million-boost-grid-management-battery-storage-after-outage-2025-07-28>. Acesso em: 24 nov. 2025.

HYDROPOWER & DAMS. *The design of Spain's La Muela II pumped-storage plant*. Hydropower & Dams International, v. 19, n. 5, 2012. Disponível em: <https://www.hydropower-dams.com/articles/the-design-of-spains-la-muela-ii-pumped-storage-plant>. Acesso em: 24 nov. 2025.

IFPSH – INTERNATIONAL FORUM ON PUMPED STORAGE HYDROPOWER. *Italy – Policy and Market Frameworks*. Sept. 2021. Disponível em: https://assets-global.website-files.com/5f68760121a35e589e08f8d6/61431aecc146238eb5e39742_IFPSH%20-%20Italy%20-%202014Sep21%20-%20FINAL.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

IHA – INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. *2025 World Hydropower Outlook*. London: IHA, 2025. Disponível em: <https://www.hydropower.org/resources/publications>. Acesso em: 22 nov. 2025.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE). *Programa de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético*. Madrid, 2022. Disponível em: <https://ayudasenergiadae.es/almacenamiento>. Acesso em: 24 nov. 2025.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE). *Convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento eléctrico independiente y almacenamiento térmico*. Resolución de 20 jul. 2023. Madrid, 2023. Disponível em: <https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/convocatoria-de-ayudas->

[para-proyectos-innovadores-de-almacenamiento-electrico](#). Acesso em: 24 nov. 2025.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE). *La Comisión Europea aprueba un nuevo esquema de ayudas de 700 millones para reforzar el almacenamiento de energía en España*. Madrid, 2025. Disponível em: <https://www.idae.es/noticias/la-comision-europea-aprueba-un-nuevo-esquema-de-ayudas-de-700-millones-para-reforzar-el>. Acesso em: 24 nov. 2025.

INTERNATIONAL WATER POWER. *UK pumped storage projects surge after 40-year gap*. 26 ago. 2025. Disponível em: <https://www.waterpowermagazine.com/analysis/uk-pumped-storage-projects-surge-after-40-year-gap>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ITALIA SOLARE. *Sistemi di accumulo: il 2023 si chiude con quasi 520mila impianti connessi alla rete*. Comunicado de imprensa, 2024. Disponível em: <https://www.italiasolare.eu/en/comunicati-stampa/sistemi-di-accumulo-il-2023-si-chiude-con-quasi-520mila-impianti-connessi-alla-rete>. Acesso em: 22 nov. 2025.

JORNAL ECONÓMICO. Ministério do Ambiente e Energia anuncia 43 projetos vencedores para armazenamento de energia. 16 jan. 2025. Disponível em: <https://jornaleconomico.sapo.pt/noticias/ministerio-do-ambiente-e-energia-anuncia-43-projetos-vencedores-para-armazenamento-de-energia>. Acesso em: 24 nov. 2025.

KIRKLAND & ELLIS LLP. *One Big Beautiful Bill Act Brings Big Changes to Green Energy Tax Credits*. Client Alert, 2025. Disponível em: <https://www.kirkland.com/publications/kirkland-alert/2025/08/one-big-beautiful-bill-act-brings-big-changes-to-green-energy-tax-credits>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MACEDO VITORINO. *Electricity Storage in Portugal*. Lisboa, 2025. Disponível em: https://www.macedovitorino.com/xms/files/2025/20251107_-_Energy_Storage_in_Portugal.pdf. Acesso em: 24 nov. 2025.

MAGUIRE, G. Europe's savvy new clean energy champion. *Reuters*, 16 ago. 2024. Disponível em: <https://www.investing.com/news/commodities-news/columneuropes->

[savvy-new-clean-energy-champion-maguire-3574894](#). Acesso em: 24 nov. 2025.

MICAT. *Superbonus 110: The generous Italian scattergun and its small but fine impacts*. Policy Brief n. 7, Jan. 2024. Disponível em:

https://micatool.eu/seed-micat-project-wAssets/docs/publications/policy_briefs/January-2024-Superbonus-110-The-generous-Italian-scattergun-and-its-small-but-fine-impacts.pdf.

Acesso em: 22 nov. 2025.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA E EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023–2030 (PNIEC) – Actualización 2024*. Madrid, 2024. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO). *Estrategia de Almacenamiento Energético*. Madrid, 2021. Disponível em:

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategia_almacenamiento_tcm30-522655.pdf. Acesso em: 24 nov. 2025.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO). *El MITECO concede 100 millones a proyectos innovadores de almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas de bombeo reversible*. Nota de imprensa, 23 jul. 2024. Madrid, 2024. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/julio/el-miteco-concede-100-millones-a-proyectos-innovadores-de-almace.html>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO). *El MITECO lanza 700 millones en ayudas para almacenamiento energético a gran escala*. Nota de imprensa, 30 maio 2025. Madrid, 2025. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/mayo/el-miteco-lanza-700-millones-en-ayudas-para-almacenamiento-energ.html>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MODO ENERGY. *Australia: The State of Battery Energy Storage in the NEM*. 27 nov. 2024. Disponível em:

<https://modoenergy.com/research/en/australia-the-state-of-battery-energy-storage-in-the-nem>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MODO ENERGY. *Australia: What did batteries earn in the NEM in 2024?* 10 fev. 2025. Disponível em:

<https://modoenergy.com/research/en/australia-nem-battery-energy-storage-revenues-2024>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MODO ENERGY. *GB Capacity Market 2025: BESS derating factors confirmed and target capacity*. 2024. Disponível em:

<https://modoenergy.com/research/en/gb-capacity-market-2025-bess-derating-factors-confirmed-target-capacity>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MODO ENERGY. *LDES Cap & Floor scheme: the projects in the running and how Ofgem will rank them*. 23 set. 2025. Disponível em:

<https://modoenergy.com/research/en/gb-great-britain-long-duration-energy-electricity-storage-ldes-cap-floor-ofgem-eligibility-september-2025-assessment-bess>. Acesso em: 24 nov. 2025.

MURESANU, A. *How the One Big Beautiful Bill Changes Green Energy Tax Credits*. Tax Foundation, 31 jul. 2025. Disponível em:

<https://taxfoundation.org/blog/big-beautiful-bill-green-energy-tax-credit-changes/>. Acesso em: 24 nov. 2025.

NATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION (NHA). *The Ultimate Water Battery: Unleashing the Power of Hydropower Energy Storage – 2024 Pumped Storage Report*. Washington, DC, 2024. Disponível em:

<https://www.hydro.org/waterpower/pumped-storage/>. Acesso em: 24 nov. 2025.

NSW GOVERNMENT. *Electricity Infrastructure Roadmap*. Sydney: NSW Climate and Energy Action, 2024. Disponível em:

<https://www.energy.nsw.gov.au/nsw-plans-and-progress/major-state-projects/electricity-infrastructure-roadmap>. Acesso em: 24 nov. 2025.

NSW GOVERNMENT; AEMO SERVICES. *Long-Term Energy Service Agreements (LTESAs) – Tender Results and Scheme Design*. Sydney, 2023–2025.

OFGEM. *Long Duration Electricity Storage (LDES) window 1 eligibility assessment outcome*. 2025a. Disponível em:

<https://www.ofgem.gov.uk/decision/long-duration-electricity-storage-ldes-window-1-eligibility-assessment-outcome>. Acesso em: 24 nov. 2025.

OFGEM; DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO (DESNZ). *Long Duration Electricity Storage – Technical Decision Document*. Londres, 2025. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/long-duration-electricity-storage-technical-details-of-the-scheme-and-its-operation>. Acesso em: 24 nov. 2025.

OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. *Guide to Chinese Climate Policy – Renewable Power*. Oxford, 2023. Disponível em: <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/renewable-power/hydropower/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

PACIFIC GREEN. *Why analysts are bullish about batteries in Britain*. 18 set. 2024. Disponível em: <https://www.pacificgreen.com/articles/why-analysts-are-bullish-about-batteries-britain>. Acesso em: 24 nov. 2025.

PORTUGAL. Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio. Estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos. *Diário da República: I Série*, n. 105, Lisboa, 31 maio 2007. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/226-a-2007-340237>. Acesso em: 25 nov. 2025.

PORTUGAL. Ministério do Ambiente e da Ação Climática. *National Energy and Climate Plan 2021–2030 (NECP 2030)*. Lisboa, 2020. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/pt_final_necp_main_en_0.pdf. Acesso em: 24 nov. 2025.

PORTUGAL. Ministério do Ambiente e Energia. 100 milhões de euros para flexibilidade de rede e armazenamento de energia. Comunicado, 31 jul. 2024. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc24/comunicacao/comunicado?i=100-milhoes-de-euros-para-flexibilidade-de-rede-e-armazenamento-de-energia>. Acesso em: 24 nov. 2025.

PV MAGAZINE. *Applications for 820 MW of energy storage projects announced in Spain in Q4 2024*. PV Magazine España, Madrid, 13 jan. 2025. Disponível em: <https://www.ess-news.com/2025/01/13/applications-for-820-mw-of-energy-storage-projects-announced-in-spain-in-q4-2024>. Acesso em: 24 nov. 2025.

PV MAGAZINE. *UK T-4 auction clears path for nearly 7 GW of new battery storage by 2028*. 14 mar. 2025. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2025/03/14/uk-t-4-auction-clears-path-for-nearly-7-gw-of-new-battery-storage-by-2028>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RATEDPOWER. *UK BESS industry: opportunities & challenges*. 18 jun. 2024. Disponível em: <https://ratedpower.com/blog/UK-BESS-industry-and-challenges>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RECUPERAR PORTUGAL. Aviso n.º 01/C21-i08/2024 – Flexibilidade de Rede e Armazenamento. 2024. Disponível em: <https://recuperarportugal.gov.pt/candidatura/flexibilidade-de-rede-e-armazenamento>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE). *Informe del Sistema Eléctrico 2024*. Madrid: REE, 2025. Disponível em: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico>. Acesso em: 24 nov. 2025.

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS. *Electricity generation from pumped-storage dams sets new record*. Lisboa, 29 nov. 2023. Disponível em: <https://www.ren.pt/en-gb/media/news/electricity-generation-from-pumped-storage-dams-sets-new-record>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RENEWABLEUK. *UK Energy Storage Pipeline Report 2023 – EnergyPulse Energy Storage*. Londres, 2023–2024. Disponível em: <https://www.renewableuk.com/energypulse/reports/uk-energy-storage-pipeline-report-2023>. Acesso em: 24 nov. 2025.

REUTERS. *China on track to exceed 2030 pumped storage hydro target by 8%, industry body says*. 24 jun. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/china-track-exceed-2030-pumped-storage-hydro-target-by-8-industry-body-says-2025-06-24/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

REUTERS. *How China's EV battery makers stack up in energy storage*. 5 jul. 2024. Disponível em: <https://www.moneycontrol.com/news/world/how-chinas-ev-battery-makers-stack-up-in-energy-storage-12762843.html>. Acesso em: 22 nov. 2025.

REUTERS. *Italy awards all battery storage in first auction, Enel wins half*. 1 out. 2025. Disponível em:

<https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/italy-awards-all-battery-storage-first-auction-enel-wins-half-2025-10-01>. Acesso em: 22 nov. 2025.

REUTERS. *Trump executive order seeks end to wind and solar energy subsidies*. 7 jul. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/legal/government/trump-executive-order-seeks-end-wind-solar-energy-subsidies-2025-07-07/>. Acesso em: 24 nov. 2025.

REUTERS. *US Senate budget bill proposal keeps cuts to solar, wind incentives*. 16 jun. 2025. Disponível em: <https://www.ajot.com/news/us-senate-budget-bill-proposal-keeps-cuts-to-solar-wind-incentives>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RINNOVABILI. *Cosa è il MACSE, il mercato a termine per lo stoccaggio elettrico centralizzato?* Rinnovabili.it, 3 mar. 2025. Disponível em: <https://www.rinnovabili.it/energia/accumulo/macse-mercato-termine-stoccaggio-centralizzato>. Acesso em: 22 nov. 2025.

RINNOVABILI. *Portugal's NECP targets 93% renewable electricity 2030*. 24 jul. 2024. Disponível em: <https://www.rinnovabili.net/policy-and-affairs/environmental-policies/portugals-necp-ninety-three-per-cen-of-renewable-electricity-2030>. Acesso em: 24 nov. 2025.

RSE – RICERCA SISTEMA ENERGETICO. *The Electricity Storage Capacity Procurement Mechanism (MACSE)*. Milano: RSE, 2024. Disponível em: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/05/08_MACSE-inglese.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

SCULLY, J. *Portugal's 'record-low bid' solar auction will result in at least 100MWh of energy storage*. *Energy-Storage.News*, 2 set. 2020. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/portugals-record-low-bid-solar-auction-will-result-in-at-least-100mwh-of-energy-storage>. Acesso em: 24 nov. 2025.

SMM – SHANGHAI METALS MARKET. *1.87GW, Capacity Compensation! Inner Mongolia's First Batch of Grid-Side New Energy Storage Demonstration Projects*. 2023. Disponível em: <https://news.metal.com/newscontent/102702989/>. Acesso em: 24 nov. 2025.

SNOWY HYDRO LIMITED. *Snowy 2.0 – About the project*. Cooma, 2025. Disponível em: <https://www.snowyhydro.com.au/snowy-20/about>. Acesso em: 24 nov. 2025.

SOLARPOWER EUROPE. *European Market Outlook for Battery Storage 2025–2029*. Brussels: SolarPower Europe, 2025. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2025-2029>. Acesso em: 24 nov. 2025.

SP GLOBAL COMMODITY INSIGHTS. *Batteries dominate newbuild agreements in UK's T-4 Capacity Market auction*. 12 mar. 2025. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/031225-batteries-dominate-newbuild-agreements-in-uks-t-4-capacity-market-auction>. Acesso em: 24 nov. 2025.

SP GLOBAL; ESS-NEWS. *China scraps energy storage mandate for renewable energy plants*. 2025. Disponível em: <https://www.ess-news.com/2025/03/14/china-scraps-energy-storage-mandate-for-renewable-energy-plants/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

SU, M. *The Development of New Power System and Power Storage in China*. Energy Research Institute, APEC EGEDA Workshop, 2023. Disponível em: <https://www.egeda.ewg.apec.org/egeda/meeting/21WSpresentations/S4-5.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2025.

TERNA. *Progetto Pilota Fast Reserve – Esiti Asta*. Comunicado à imprensa, 10 dez. 2020. Disponível em: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-Fast-reserve>. Acesso em: 22 nov. 2025.

TERNA. *Rapporto Adeguatezza Italia 2024; Piano di Sviluppo 2025–2034*. Roma: Terna S.p.A., 2024–2025. Disponível em: https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Adeguatezza_Italia_2024_8dd57f5cd7c797a.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

TERNA. *Piano di Sviluppo 2025–2034*. Roma: Terna S.p.A., 2024–2025. Disponível em: https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2025_8dd62e818ab9abd.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

TIMERA ENERGY. *Structural transition in the UK battery revenue stack*. 2022. Disponível em: <https://timera-energy.com/structural-transition-in-the-uk-battery-revenue-stack>. Acesso em: 24 nov. 2025.

UNITED STATES. Congressional Research Service (CRS). *Inflation Reduction Act of 2022 (IRA): Provisions Related to Climate Change*. Washington, DC, 2022. (CRS Report R47262). Disponível em: <https://www.congress.gov/crs-product/R47262>. Acesso em: 24 nov. 2025.

UNITED STATES. Department of Energy (DOE). *Hydropower Market Reports*. Washington, DC, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-market-reports>. Acesso em: 24 nov. 2025.

UNITED STATES. Department of Energy (DOE). *Pumped Storage Hydropower*. Washington, DC, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>. Acesso em: 24 nov. 2025.

WHITE & CASE LLP. *Long Duration Electricity Storage (LDES): Details of the cap and floor scheme*. 2025. Disponível em: <https://www.whitecase.com/insight-alert/long-duration-electricity-storage-ldes-details-cap-and-floor-scheme>. Acesso em: 24 nov. 2025.

WIKIPEDIA. *Hydroelectricity in the United Kingdom*. Atualizado 2025. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Hydroelectricity_in_the_United_Kingdom. Acesso em: 24 nov. 2025.

XFLEX HYDRO. Alqueva, Portugal. 2024. Disponível em: <https://www.xflexhydro.com/test-sites/alqueva>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ZHANG, X. et al. Pumped Hydro Energy Storage Plants in China: Increasing Demand and Impacts. *Energies*, v. 18, n. 7, 2025. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/7/1801>. Acesso em: 22 nov. 2025.