



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Recomendações para a Implementação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil

Roberto Brandão
Angela Livino
Ana Carolina Chaves
Renata Lèbre La Rovere
Katarina Ferreira

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 154

Fevereiro de 2026
Rio de Janeiro

TDSE
Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 154

Recomendações para a Implementação de
Sistemas de Armazenamento Hidráulico no
Brasil

Roberto Brandão

Angela Livino

Ana Carolina Chaves

Renata Lèbre La Rovere

Katarina Ferreira

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2026

ISBN: 978-85-7197-042-7

Sumário

1. Apresentação	3
2. Introdução	4
3. Percepção dos agentes de geração sobre os SAH.....	8
4. Referências Internacionais	11
4.1. Austrália	13
4.2. Reino Unido	19
4.3. Itália.....	22
4.4. EUA	28
4.5. Espanha.....	33
4.6. Portugal.....	37
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 SAH no Brasil.....	54
5.1. Enquadramento jurídico e institucional dos SAH.....	56
5.2. Modelo econômico-comercial e instrumentos de contratação para os SAH	66
5.3. Planejamento e desenvolvimento de projetos de SAH.....	75
5.4. Licenciamento socioambiental e articulação com a gestão de recursos hídricos.....	79
5.5. Implementação, governança e monitoramento das recomendações	82
6. Conclusão	88
7. Referências Bibliográficas	91

Recomendações para a Implementação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil

Roberto Brandão

Angela Livino

Ana Carolina Chaves

Renata Lèbre La Rovere

Katarina Ferreira

1. Apresentação

O presente Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE) tem como objetivo apresentar um conjunto de recomendações para dinamizar o processo de início dos investimentos em Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) no Brasil. Os resultados e as análises aqui expostos são fruto de um projeto realizado em parceria com a Associação Brasileira dos Geradores Hidrelétricos (Abrage), a partir de articulação com as instituições do poder público que estão empenhadas na avaliação da alternativa dos SAH como possível solução de armazenamento e flexibilidade no atual momento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Este documento foi elaborado considerando os resultados de entrevistas, realizadas entre outubro e novembro de 2025, com os agentes associados da Abrage, e uma análise das práticas recentes de contratação em países selecionados, como Reino Unido, Austrália, EUA, Itália, Portugal, Espanha e China. Cabe destacar que as entrevistas foram realizadas entre outubro e novembro de 2025, antes da publicação da Lei nº 15.269/2025. Assim, a Seção 3 reflete percepções dos agentes colhidas em um marco ainda prévio aos avanços estruturantes posteriormente introduzidos pela Lei, cuja relevância é discutida nas recomendações deste TDSE (Seção 5).

Considerando o estágio incipiente de contratação de recursos de capacidade e de flexibilidade no Brasil, bem como a ausência 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 de um arcabouço regulatório que dê estabilidade para a viabilização dos SAH no Brasil. Esse quadro, contudo, foi parcialmente reposicionado pela Lei nº 15.269/2025, que explicita competências e diretrizes para o armazenamento, bem como pela agenda regulatória já consolidada na Consulta Pública nº 39/2023 (CP 39/2023), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ainda que dependente de um reenquadramento à luz da nova Lei e de outras normas infralegais para produzir efeitos práticos.

Desta forma, este TDSE 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 os principais questionamentos extraídos a partir das entrevistas realizadas. A quarta seção trata das referências internacionais, enquanto a quinta seção apresenta algumas recomendações para o aperfeiçoamento das políticas públicas sobre os SAH. Por fim, a sexta seção apresenta as conclusões dos 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 Interligado Nacional (SIN). No escopo do planejamento energético, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou inúmeros estudos sobre o tema, cabendo destacar a Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0, voltada aos estudos de inventário de usinas

hidrelétricas reversíveis (UHRs)¹, 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). Essa 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 UHRs, essa tecnologia oferece capacidade e flexibilidade cruciais para o SIN, especialmente frente à crescente participação de fontes renováveis não controláveis. Ou seja, a EPE mapeou o potencial nacional de instalação de UHRs, 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 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 no 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).

¹ Neste texto, a nomenclatura oficial adotada para a tecnologia é SAH, utilizada na recente Lei nº 15.269/2025. Porém, em trechos que reproduzem estudos prévios, serão mantidas as nomenclaturas atribuídas previamente, a exemplo dos estudos da EPE que adotam a sigla UHR.

A ANEEL também instaurou a Consulta Pública 39 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 técnica 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 SIN.

Posteriormente, a promulgação da Lei nº 15.269/2025 elevou o armazenamento a um patamar legal explícito e remeteu aspectos centrais à regulamentação infralegal do Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da própria ANEEL. Nesse contexto, o acervo técnico construído no âmbito da CP 39/2023, embora a minuta de Resolução Normativa não tenha sido aprovada pela Agência, permanece como referência objetiva para organizar a agenda regulatória e antecipar os principais blocos de decisão que precisarão ser compatibilizados com o novo texto legal.

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 dos projetos apresentados mostrou diversas tecnologias e benefícios dos sistemas de armazenamento de energia (ANEEL, 2024), porém nenhuma iniciativa focou especificamente em SAH.

Diante desse contexto, o GESEL tem agido como um catalisador do processo de integração de UHRs no SEB. Um dos estudos mais abrangentes é o projeto “A Viabilidade das Usinas Reversíveis no SIN” (PD-00642-2705/2019), liderado pelo GESEL, que buscou reunir, desenvolver e divulgar conhecimento sobre os SAH. Esse projeto avaliou a viabilidade técnica e econômica das UHRs para a expansão do SIN, sendo consolidado em um livro, que aborda desde componentes, tipologias, serviços e 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 pelo GESEL dois 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 nº 05018-0120/2020, 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 SAH. O evento, dividido em dois painéis, discutiu, primeiro, a visão das instituições do setor elétrico sobre SAH. Na segunda parte, foi debatida a visão das associações sobre o tema, os benefícios dos SAH para o SIN e a experiência internacional.

Em 25 de maio de 2025, o GESEL realizou o seminário presencial “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 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, outro seminário presencial, denominado “Cadeia Produtiva de Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, com os objetivos 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 SEB.

Por sua vez, visando contribuir para esta discussão, o Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica da 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 SEB, refletida na presença de cerca de 150 pessoas nesse seminário, o GESEL, em parceria com a Abrage, decidiu realizar a presente pesquisa, com os objetivos de identificar a percepção das empresas sobre o futuro dos SAH no Brasil e contribuir para a elaboração de diretrizes para a implementação desses sistemas no país.

Como parte do trabalho de campo foi concluída antes da Lei nº 15.269/2025, a próxima seção sistematiza preocupações dos agentes em um contexto regulatório anterior às mudanças legislativas. Ao longo deste TDSE, essas preocupações são retomadas e reavaliadas à luz do novo marco legal e do debate regulatório já maturado na CP 39/2023, indicando em que medida os entraves identificados tendem a ser reduzidos e quais pontos ainda dependem de regulamentação e implementação.

3. Percepção dos agentes de geração sobre os SAH

À época das entrevistas realizadas com empresas geradoras (out./nov. 2025), somadas à análise do cenário regulatório e de mercado do SEB, o debate sobre os SAH convergia 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. Desde então, a Lei nº 15.269/2025 e o debate consolidado na CP 39/2023 reposicionaram parte desses temas, ainda que a superação integral dependa de regulamentação e implementação.

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. Parte dessa incerteza tende a ser mitigada pelo novo marco legal, que prevê competências da ANEEL para disciplinar o acesso e a remuneração do armazenamento, e pelo encaminhamento regulatório já estruturado na CP 39/2023 (definições, outorga, acesso, medição e tarifação), embora sujeito a um reenquadramento à luz da Lei nº 15.269/2025.

A *viabilidade financeira* 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 financeiramente 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 os SAH, especialmente em arranjos de circuito fechado.

Nesse ponto, a Lei nº 15.269/2025 contribui ao reforçar o tratamento de serviços ancilares e reserva de potência nos processos setoriais, abrindo espaço para modelos de receita menos dependentes de arbitragem pura. A CP 39/2023, por sua vez, já sinaliza a necessidade de compatibilizar regras de contabilização e de

uso de rede com a prestação de múltiplos serviços, ainda que a regulamentação definitiva permaneça pendente.

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, nos quais as perdas de volume e os 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, o que exige metodologias específicas e maior integração entre órgãos ambientais, gestores de recursos hídricos e instituições do setor elétrico. Em paralelo, o novo marco legal reforça a integração entre o planejamento e a etapa prévia de viabilização (incluindo atos e condicionantes), o que pode reduzir parte do risco de desenvolvimento apontado pelos agentes, sem substituir, porém, a necessidade de protocolos específicos para as diferentes tipologias de SAH.

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 uma trajetória consolidada na exploração hidrelétrica, a ausência de SAH em operação indica uma lacuna institucional e regulatória significativa. Do mesmo modo, ainda que o Brasil já possua uma 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 em 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 particular 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 UHRs no Brasil. Entre os aprimoramentos possíveis, destacam-se: (i) a elaboração de protocolos mínimos para estudos ambientais e hidrológicos; (ii) regras claras para operação de SAH em bacias com múltiplos usuários; (iii) metodologias padronizadas para avaliação de impactos cumulativos; e (iv) uma maior integração entre órgãos ambientais, gestores de recursos hídricos e operadores do sistema elétrico. A ausência de tais instrumentos, reconhecida como barreiras críticas pela EPE, limita a previsibilidade regulatória e desincentiva investimentos em uma tecnologia que pode desempenhar um papel central no fornecimento de flexibilidade e capacidade firme ao 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 e comerciais. 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 de 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, já que permitem atender a ponta de carga da noite, um momento em que a carga é elevada e não há geração solar, e armazenar o excedente de energia solar diurna para suprir o sistema em outros momentos, seja de noite seja 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 SAH e em soluções de baterias eletroquímicas em escala de rede.

Esta seção apresenta uma análise comparativa de experiências em sete países: Austrália, Reino Unido, Itália, EUA, Espanha, Portugal e China. A seleção combina países europeus com diferentes graus de maturidade regulatória e de integração de mercados (Portugal, Espanha, Itália e Reino Unido), uma grande economia liberal com mercados de energia profundamente desenvolvidos (EUA), um caso de federação com forte protagonismo subnacional e uma 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 ao armazenamento hidráulico e às 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, 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 ao 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 variáveis.

A base histórica do armazenamento de energia de longa duração na Austrália é formada por SAH 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*, complementados 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 SAH 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 (LDES) que contemplam SAH. 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).

Observa-se que as LTESAs estabelecem um mecanismo de *cap and floor* de receita (*Net Revenue Threshold* e *Annuity Cap*), com prazos que podem chegar a 40 anos para projetos de armazenamento hidráulico, de forma 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 LTESAs, a NSW já contratou cerca de 1,6 GW e 18,4 GWh de armazenamento de longa duração, o que representa uma 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, o que aumenta a capacidade de arbitragem energética e reduz 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, um valor 45% superior ao observado em 2023, com uma 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 *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO) e de consultorias privadas, têm sustentado o avanço de um grande *pipeline* de projetos. Assim, 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, 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 SAH 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. Assim, quando as receitas líquidas de mercado ficam abaixo de um patamar de referência, o governo federal complementa a diferença e, 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 LTESAs 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 SAH.

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 à capacidade despachável e ao 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 SAH 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 *Australian Energy Market Operator* (AEMO) de dezenas de GW de armazenamento até 2050, bem como 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 australianas oferece importantes lições para países que buscam ampliar a 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 uma 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. Os 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 *Environmental Impact Statement*

(EIS), 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, a avaliação de impactos no patrimônio e a participação direta dos representantes tradicionais no desenho das medidas mitigadoras (Victoria Government, 2021). Essa abordagem tem se mostrado crucial tanto para a redução de controvérsias quanto 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 e com uma 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).

4.2.1. Licitações para armazenamento de longa duração

A dificuldade em financiar novos SAH 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 britânico 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 o *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) atuando como regulador e entidade de implementação (DESNZ, 2024b).

O modelo foi inspirado em esquemas anteriores utilizados 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 LDES, incluindo armazenamento hidráulico, com contratos de 20 a 25 anos. Assim, com base na atuação no mercado de energia, a receita anual líquida do projeto 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). Destaca-se que 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 pelo Ofgem (regulador de energia), considerando duas categorias:

- i. *Stream One*, para projetos de grande escala e alta maturidade tecnológica (BESS e armazenamento hidráulico); e
- ii. *Stream Two*, para 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 horas de descarga à plena potência, assegurando o foco em LDES.

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, observando a 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, o 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, qual seja, a ausência de uma receita de longo prazo previsível para ativos de armazenamento hidráulico.

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

4.2.2. 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, após alguns anos de vigência dos programas, cerca de 70% a 80% da receita dos empreendimentos de baterias eram provenientes da venda de serviços de frequência, com a arbitragem no mercado de energia e receitas do *Balancing Mechanism* desempenhando um 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 horas), 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).

Nota-se que a combinação entre serviços ancilares, arbitragem e contratos de capacidade têm produzido resultados tangíveis, tendo em vista que 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; Business Green, 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 LDES, não há um regime contratual específico para baterias de curta duração e o incentivo principal é a possibilidade de “empilhar” receitas provenientes de vários mercados, com risco comercial relativamente manejável em horizontes de cinco a 15 anos.

4.3. Itália

A Itália ocupa uma posição de destaque no cenário europeu no segmento de SAH, sendo um dos países 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 com o aproveitamento do relevo montanhoso, de reservatórios e da afinidade industrial com a geração hidrelétrica convencional.

Entre os exemplos emblemáticos italianos, destaca-se a usina de *Entracque Power Plant* (Valle Gesso), operando desde 1982 com cerca de 1,3 GW de potência. Outro exemplo é a *Edolo Pumped Storage Plant* (1 GW), 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 e resposta rápida).

Segundo o 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.

4.3.1. Armazenamento hidráulico

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*, ou seja, 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, como reserva de potência, regulação de frequência e resposta rápida, mediante contratação pela Terna S.p.A. (o operador de rede nacional). Assim, parte da receita advinha da disponibilidade de serviços para a rede e parte do despacho de bombeio e 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, um reflexo das dificuldades de remuneração em mercados baseados apenas em arbitragem

de preços horário e pagamentos por serviços de sistema, considerados insuficientes para cobrir os 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 a 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.

4.3.2. Armazenamento em baterias

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 de painéis fotovoltaicos e bateria para consumidores residenciais e pequenos negócios (E3 Analytics, 2023; MiCAT, 2024).

Como resultado, o número de sistemas de armazenamento cresceu fortemente e, 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 dos 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).

Além disso, a iniciativa da Terna 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 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.

4.3.3. Armazenamento de longa duração

Na Itália, o instrumento de incentivo ao LDES é desempenhado pelo *Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico* (MACSE), criado para viabilizar o crescimento da capacidade de armazenamento de eletricidade no país, 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.

Observa-se que o modelo busca atrair investimentos privados ao oferecer sinais de preço de longo prazo, reduzindo riscos de mercado e incertezas regulatórias. O MACSE 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 com um auxílio público de até € 17,7 bilhões, 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 os requisitos de desempenho definidos pela Terna e aprovados pela *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA). São elegíveis: (i) novos projetos de baterias de íon-lítio; (ii) UHRs; (iii) projetos de reconversão ou ampliação de usinas existentes, com um mínimo de 15% de aumento na capacidade de armazenamento; e (iv) tecnologias não listadas como “referência”, desde que com um limite de 10% da capacidade total contratada.

No âmbito do MACSE, os contratos são outorgados com base em leilões periódicos, segmentados por data de entrada em operação, que podem ser de dois tipos:

- i. Leilão de curto prazo, para baterias de íon-lítio, com prazo para entrada em operação de dois anos e contrato de 15 anos; ou
- ii. Leilão de longo prazo, para UHRs, com prazo para entrada em operação de seis 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 do 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 os 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 Gestora dos Mercados Energéticos (GME) e 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 do MACSE foi realizada em 30 de setembro de 2025, com uma 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 SAH. O leilão foi fortemente concorrido, com ofertas totalizando cerca de quatro vezes a capacidade demandada, e resultou 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. Mais da metade da capacidade foi adjudicada a projetos da Enel, com uma 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 ao 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 SAH já existentes. Para os SAH, espera-se que, a partir de 2026, haja janelas específicas de leilões no âmbito do MACSE para armazenamento reversível/bombeamento. Especialistas preveem duas rodadas: uma para baterias e outra para SAH.

4.4. EUA

Em 2022, o armazenamento hidráulico era a principal forma de armazenamento em grande porte nos EUA, com 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 ocorreu 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 a recuperação de custos em tarifa regulada. As motivações iniciais para o desenvolvimento dessa solução foram atender ao crescimento da demanda elétrica e reduzir os 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 estadunidenses, essas usinas passaram a depender de receitas oriundas de arbitragem de energia, mercados de capacidade e serviços ancilares (reserva, regulação e *black-start*), cuja atratividade foi reforçada pela Ordem 755 ao remunerar explicitamente a rapidez e a precisão na regulação de frequência.

Hoje, a remuneração dos SAH nos EUA está 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 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 Order 841, da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), padronizou a participação de armazenamento, removendo barreiras. Cabe destacar, também, que ainda existem incentivos fiscais recentes, a exemplo do *Inflation Reduction Act* (IRA), que 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 Departamento de Energia dos EUA (DOE) indicam um conjunto de projetos candidatos suficiente para mais do que duplicar a capacidade atual de armazenamento hidráulico no país, distribuídos em múltiplos estados e com durações típicas de 8 a 12 horas. A elegibilidade desses projetos aos ITC no âmbito do 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 de capacidade de longo prazo (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, com cerca de 9 GW, era significativamente inferior à de 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, e, 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 U.S. Energy Information Administration (EIA) (projeta que deverão ser conectados 18,2 GW adicionais de baterias em escala de rede, o que, mantidas as estimativas, levaria à 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 as 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 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 o *One Big Beautiful Bill Act* (OBBBA), lei orçamentária que acelera o fim dos créditos para as fontes solar e eólica, encurtando prazos para início de construção e 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 uma 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 à 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.

Nos EUA, as UHRs 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 DOE, oferece subsídios relevantes para o aperfeiçoamento desses processos no Brasil. A pesquisa demonstra que grande parte dos atrasos no licenciamento hidrelétrico estadunidense 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.

Por sua vez, entre as boas práticas identificadas pelo estudo, destacam-se: (i) a coordenação interinstitucional desde a fase prévia do projeto; (ii) a padronização de requisitos técnicos; (iii) a definição clara de critérios para o início das análises; e (iv) mecanismos de participação que reforcem a confiança entre os agentes públicos e privados e as 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 uma 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 de cerca de 7,3 GW de nova capacidade renovável naquele ano, 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.

Em 2021, o *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* (MITECO) aprovou 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 hidrelétrico, 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 do MITECO 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, e desempenha um 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 hidrelétricas, 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 a “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 uma central de armazenamento hidráulico com cerca de 200 MW de potência e aproximadamente 3,5 GWh de capacidade de armazenamento, que visa integrar uma maior quota de renováveis em um 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 em subvenções a fundo perdido, destina-se a custear fases iniciais de projetos de novas centrais ou 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 14 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 as coloca em uma 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 nos segmentos residencial, comercial e industrial (Solarpower Europe, 2025). Em contraposição a esse quadro ainda modesto, o país apresenta um *pipeline* significativo de iniciativas, tendo em vista que coberturas jornalísticas e análises de mercado indicam a existência de vários gigawatts em projetos de BESS, muitos dos quais em configuração híbrida com parques solares e eólicos e acesso à rede já concedido (PV Magazine, 2025; El País, 2025).

Nota-se que 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 de todos os mercados de energia e serviços de sistema em condições não discriminatórias, ser elegível para futuros mecanismos de capacidade e promovido, em uma 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, 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, dos quais € 150 milhões foram 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 transmissão 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, sendo um esquema de ajudas de € 700 milhões para reforçar o armazenamento de energia na Espanha, cofinanciado pelo programa plurirregional FEDER 2021-2027 (IDAE, 2025; MITECO, 2025). Os documentos oficiais projetam o apoio a mais de 100 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 como 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 hidrelétricas com bombagem atingia 3.585 MW de um 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 um instrumento de operação do sistema (gestão sazonal e diária de recursos hídricos e segurança de abastecimento). O incentivo ao investimento derivava, portanto, da lógica de planejamento 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 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a partir dos anos 2000, novos projetos de armazenamento hidráulico passaram a ser desenvolvidos em ambiente concorrencial, embora ainda enquadrados como concessões hidrelétricas de longo prazo. Entre os projetos mais relevantes estão:

- i. Alqueva I e II, um complexo multipropósito no Rio Guadiana, com duas fases (2004 e 2017) que totalizam cerca de 520 MW de capacidade de bombagem (XFLEX Hydro, 2024);
- ii. Venda Nova III, uma 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); e
- iii. 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 880 MW (Andritz, 2021; Maguire, 2024).

Durante esse período, existiu a possibilidade de remunerar investimentos de reforço de potência em aproveitamentos hidrelétricos 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.

Observa-se que o enquadramento regulatório no período pós liberalização combinou:

- i. *Concessões hidroelétricas de longo prazo*, outorgadas por leilão para determinados aproveitamentos ou a ampliação do prazo de concessões existentes mediante investimentos em reforços de potência, que garantiu um 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 e controle de cheias); e
- ii. *Participação em mercados atacadistas*, quando as centrais reversíveis passaram a obter remuneração via arbitragem de energia no MIBEL (comprando em horas de baixo preço para bombear e vender 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 um pilar da estratégia de integração massiva de renováveis, articulando-a com a expansão das fontes solar fotovoltaica e eólica 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 hibridizado

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

- i. *Armazenamento colocalizado* com usinas renováveis (hibridização), permitindo instalar baterias em projetos existentes sem novo leilão e com licenciamento simplificado, quando não há alteração relevante na área ou no impacto ambiental; e
- ii. *Armazenamento stand-alone*, com regime de licenças de produção e operação próprio e a possibilidade de utilizar capacidade de injeção já

atribuída a projetos de geração ainda não construídos, mediante alteração da tecnologia, conforme previsto no Despacho DGEG n.º 1857/2025 (Macedo Vitorino, 2025).

Em paralelo, a [Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos](#) (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).

Nota-se que 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: 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 para apoiar projetos de armazenamento em baterias na rede de transmissão 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). As características principais do mecanismo são:

- i. Subvenções a fundo perdido até € 30 milhões por projeto, focadas em baterias ligadas à rede (*utility-scale*);
- ii. Elegibilidade de projetos que contribuam à flexibilidade da rede, à integração de renováveis, à redução de congestionamentos e ao aumento da segurança de abastecimento; e
- iii. Enquadramento no componente “REPowerEU” do PRR, alinhado com o Regulamento (UE) 2023/435.

Em 2025, o governo português comunicou que 43 projetos foram aprovados para se beneficiar dessa linha de apoio, 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 de Macedo Vitorino, o governo português anunciou leilões de capacidade específicos para sistemas de armazenamento com total de 750 MVA. 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 o 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 dos avanços, a implantação prática de baterias ainda é incipiente. Em julho de 2025, o governo português indicou que o país dispõe de cerca de 13 MW de capacidade em baterias, principalmente em projetos-piloto e instalações colocalizadas, e estabeleceu uma meta de 750 MW de armazenamento em baterias, porém 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 hidrelétrica, hidrogênio renovável e, em fase posterior, baterias em maior escala, articulado

com a meta de 93% de fontes renováveis na matriz elétrica em 2030 (Rinnovabili, 2024).

Destaca-se que 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 o primeiro pacote consistente de políticas pró-armazenamento eletroquímico em Portugal, ainda, contudo, 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: Planejamento central e tarifa de capacidade regulada

O desenvolvimento do 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 uma 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 planejamento, 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 n^o 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; e
- 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, com 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 o 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 a 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) o reconhecimento do armazenamento como “entidade de mercado” independente e apta a participar de todos os mercados de energia e serviços ancilares; (ii) a possibilidade de adoção de tarifas de capacidade para instalações de armazenamento do lado da rede, financiadas pela tarifa de uso do sistema; e (iii) a 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 da 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, uma vez que o governo central chinês 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. Isso deslocou 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 fora ponta, 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 os 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 preço ainda em transformação, com muitos empreendedores procurando modelos de negócio 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 um 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 e mercado “plenamente desenvolvido” até 2030), integração do armazenamento aos mercados de energia e serviços ancilares e a 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 um aumento significativo da utilização média; e
 - 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 e fora ponta) e um mercado de serviços ancilares em evolução, instrumentos que 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 20 na capacidade de armazenamento eletroquímico, posicionando a China como referência em políticas de promoção ao armazenamento em larga escala, ainda que em um contexto institucional muito mais centralizado e de forte coordenação estatal em comparação a outros mercados analisados.

4.8. Síntese das experiências internacionais de promoção do armazenamento de energia

A comparação entre Austrália, China, Reino Unido, Itália, EUA, 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, mas convergência na necessidade de flexibilidade

Todos os casos analisados apresentam um legado relevante de armazenamento hidráulico, mais antigo e consolidado na Europa e nos EUA, mais recente e intensivo em escala na China e na Austrália. Em todos eles, as centrais mais antigas foram construídas em um contexto de empresas integradas com remuneração essencialmente regulada, em sistemas com presença expressiva de geração térmica de base com baixa flexibilidade.

À medida que os sistemas elétricos incorporaram volumes crescentes de geração eólica e solar, a função do armazenamento passou a ser explicitamente associada à flexibilidade e à integração das renováveis. Espanha, Itália e Reino Unido traduzem essa mudança em metas explícitas de capacidade de armazenamento em seus planos de energia e clima. Por sua vez, a Austrália e o AEMO fazem o mesmo nos seus planos integrados de desenvolvimento de sistema, enquanto a China incorpora o armazenamento (hídrico e “novo armazenamento de energia” em baterias) 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 previsíveis no longo prazo, definidas seja via tarifas, seja em processos competitivos ou até mesmo subsídios ao investimento privado.

Em Portugal e na 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 início de implementação nos dois países.

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 ao armazenamento hidráulico como às 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 LDES desempenha um papel análogo, pois 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 a devolução de excedentes por parte do empreendedor quando a receita superar o teto.

Na China, o armazenamento hidráulico é incentivado principalmente por um regime nacional de tarifa binômica, composta de 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 *cap and floor* de receita (LTESAs) para armazenamento de longa duração, muitas vezes com prazos contratuais superiores aos típicos de baterias.

Por fim, nos EUA, o armazenamento hidráulico permanece em grande medida remunerado por mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. Todavia, 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*, via tarifa de capacidade (China), *cap and floor* (Reino Unido e Austrália), mercado dedicado a projetos de longa duração (Itália) ou, ainda, 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 subsídios de investimento, passando gradualmente para arranjos em que:

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

Portugal e Espanha ainda se encontram em uma fase inicial de implantação de baterias em grande porte, porém 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.

Por sua vez, Itália e Reino Unido já exibem mercados de baterias mais maduros, com mercados de capacidade funcionando como a 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 EUA, 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 as fontes solar e eólica, contudo 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 associação a grandes ondas adicionais de renováveis variáveis.

Na Austrália, as baterias avançam inicialmente com apoio de subsídios de CAPEX (ARENA e 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 LTESAs).

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 e fora ponta, remuneram serviços ancilares e permitem tarifas de capacidade para usinas independentes. A trajetória recente eliminou a obrigatoriedade de associação da geração renovável ao armazenamento, combinando 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

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

Instrumentos de receita regulada ou estabilizada no longo prazo

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

Mercados de energia e serviços ancilares

- i. 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; e reformas dos mercados de serviços ancilares na China).

Mandatos e obrigações regulatórias

- i. Exigência da associação de armazenamento a novos projetos eólicos e solares (China, em especial no nível provincial, já descontinuado);
- ii. Metas obrigatórias de armazenamento para distribuidoras (Califórnia, nos EUA); e
- iii. Objetivos quantitativos de armazenamento em planos nacionais na Espanha (PNIEC) e em Portugal (PNEC) e em 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 estabilizada* (tarifa de capacidade, *cap and floor* e 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, conforme apresentado a seguir.

A primeira delas é que o armazenamento hidráulico permanece como principal fonte de energia armazenada em praticamente todos os sistemas que o possuem. Porém, a sua expansão depende cada vez mais de contratos com receitas estabilizadas ou regimes regulados de longo prazo, dado o alto CAPEX, o elevado tempo de construção e a longa vida útil. O armazenamento em baterias, por sua vez, é o segmento que cresce mais rapidamente, contudo opera, em geral, com durações mais curtas e forte dependência de receitas de serviços de flexibilidade de curto prazo.

Além disso, tanto para o armazenamento hidráulico quanto para aquele em baterias, há uma tendência de passagem de subsídios diretos e mandatos para desenhos mais sofisticados para estabilização de receitas, 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; e nacional/subnacional na Europa) é decisiva na formação de *pipelines* de projetos e na consolidação de mercados. Todavia, a incerteza política e regulatória, como se observa, por exemplo, na reorientação da política federal estadunidense sob o segundo governo Trump ou na revisão de mandatos de armazenamento associado à geração renovável 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 de grande porte e longa duração tendem a combinar (i) planejamento de longo prazo com metas explícitas, (ii) mecanismos de remuneração estáveis para capacidade e serviços sistêmicos, (iii) integração plena do armazenamento aos mercados de energia e serviços ancilares

e, na fase inicial, (iv) 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 SAH no Brasil

A expansão acelerada das fontes renováveis variáveis no Brasil, em especial as gerações 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 SAH despontam como uma 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 ao 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, como (i) metas explícitas de capacidade de armazenamento em seus planos energéticos, (ii) modelos comerciais que remuneram adequadamente a potência firme e os serviços de flexibilidade, (iii) mecanismos de estabilização de receitas no longo prazo (mercados de capacidade, esquemas de *cap and floor* e tarifas), e (iv) 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 a 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 publicação da Lei nº 15.269/2025 representa um passo relevante ao atualizar o marco legal do SEB, reconhecer a atividade de armazenamento de energia elétrica no âmbito da regulação setorial e reforçar a integração entre planejamento energético, gestão de recursos hídricos e licenciamento ambiental.

Destaca-se que a lei endereça diversas preocupações dos agentes, manifestadas na seção 3 deste texto, atribuindo 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 criando condições para que os SAH passem a ser considerados de maneira mais sistemática nos instrumentos de planejamento e contratação.

Portanto, presente seção tem por objetivo formular recomendações para o aperfeiçoamento das políticas públicas e da regulação de SAH no Brasil, à luz tanto da experiência internacional quanto das inovações recém introduzidas no ordenamento jurídico nacional. As propostas são organizadas em quatro eixos principais:

- i. Enquadramento jurídico e institucional dos SAH, incluindo suas interfaces com o licenciamento socioambiental e com a política de recursos hídricos;
- ii. Desenho de um modelo econômico-comercial e de instrumentos de contratação, compatíveis com as características de investimento de longo prazo de construção e elevada vida útil dos SAH;
- iii. Diretrizes para o planejamento, o desenvolvimento e o licenciamento de projetos, bem como a criação de mecanismos de suporte às fases iniciais de estruturação; e
- iv. Licenciamento socioambiental, em sua articulação com a gestão dos recursos hídricos, considerando as interferências de cada tipo de projeto.

Em seguida, apresenta-se um roteiro tentativo para a implementação, a governança e o 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.

Cabe destacar que parte do diagnóstico setorial apresentado anteriormente se baseia em percepções colhidas em momento anterior à publicação da Lei nº 15.269/2025. A partir do novo marco legal, e considerando, adicionalmente, a massa crítica produzida no debate regulatório recente, parte das incertezas relatadas pelos agentes passa a ter caminho mais claro de endereçamento. Assim, as recomendações a seguir devem ser lidas como uma agenda de regulamentação e implementação infralegal destinada a operacionalizar as diretrizes legais, reduzir incertezas remanescentes e viabilizar a formação de um *pipeline* efetivo de projetos de SAH.

5.1. Enquadramento jurídico e institucional dos SAH

Os 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 UHRs 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 15.269/2025 tem como objetivos declarados modernizar o marco regulatório do SEB, 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, da Constituição), 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 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 SEB está assentado, entre outros diplomas, nas Leis nºs 9.427/1996 (criação e competências da ANEEL), 9.648/1998, 10.847/2004 (criação da EPE) e 10.848/2004 (comercialização de energia elétrica), agora alteradas pela Lei nº 15.269/2025 para explicitar a atividade de armazenamento de energia elétrica e a figura dos SAH (Brasil, 1996; Brasil, 2004; Brasil, 2025a).

Observa-se que a Lei nº 15.269/2025 altera a Lei nº 10.847/2004 para incluir, entre as competências da EPE, a possibilidade de realizar estudos, levantamentos e projetos para a concepção de SAH, 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.

Adicionalmente, a Lei nº 15.269/2025 estabelece que os sistemas de armazenamento de energia elétrica, exceto as UHRs cuja necessidade de localização na rede básica seja indicada pelos estudos de planejamento, deverão ser licitados, nos termos da disciplina aplicável (Brasil, 2025a). Esse dispositivo é relevante para distinguir os casos em que o planejamento setorial indique a necessidade de o armazenamento integrar-se à rede básica, hipótese em que a contratação deve ocorrer por licitação, nos termos aplicáveis à rede básica, daqueles em que o armazenamento é implantado como empreendimento de agente setorial e apenas acessa o sistema de transmissão, sem que isso, por si só, o caracterize como instalação integrante do SIN. No mesmo comando, a lei excetua as UHRs da exigência de licitação nessa hipótese.

A lei também prevê que a regulamentação da atividade de armazenamento poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição, bem como a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade,

potência, serviços ancilares e comercialização de energia, observadas as vedações aplicáveis a cada agente (BRASIL, 2025a).

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 determinação de que os processos de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo reflitam, inclusive, os serviços ancilares e a reserva de potência prestados ao sistema (Brasil, 2004; Brasil, 2025a). Em paralelo, é definida uma regra específica para o rateio dos custos da contratação de reserva de capacidade quando se tratar de sistemas de armazenamento na forma de baterias (BESS), cujo encargo deverá ser rateado apenas entre geradores, ao passo que, para os demais casos, prevalece a regra geral de rateio entre os usuários finais do SIN, conforme regulamentação (Brasil, 2025a). Ainda que não trate diretamente dos SAH, essa definição reforça a tendência de tratar o armazenamento como uma categoria própria de ativo setorial, sujeita a arranjos regulatórios e comerciais específicos (Brasil, 2025a).

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, o armazenamento de energia elétrica (Brasil, 1996; Brasil, 2025a). Mais adiante, o legislador confere à ANEEL a 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, pois 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.

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. Contudo, ainda que o novo marco reconheça a atividade de armazenamento de energia elétrica e atribua competências regulatórias explícitas, o texto legal não explicita uma definição específica de “Sistema de Armazenamento Hidráulico” nem detalha suas tipologias. Por isso, torna-se recomendável que a regulamentação infralegal esclareça, com precisão, o enquadramento dos SAH, especialmente para arranjos de circuito fechado e semiaberto, de modo a conferir previsibilidade a investidores e aos órgãos licenciadores.

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

- i. Estabeleça uma definição jurídica clara de SAH, distinguindo-os das usinas hidrelétricas convencionais e de outros sistemas de armazenamento;
- ii. Explícite que os SAH podem assumir diferentes configurações (circuito fechado, ciclo aberto ou semiaberto e arranjos associados a reservatórios existentes); e
- iii. Indique, de forma transparente, os regimes de concessão, autorização e de uso múltiplo da água aplicáveis a cada tipologia.

Destaca-se que essas definições são importantes para reduzir riscos regulatórios, permitir o correto tratamento tarifário e contratual e alinhar o planejamento de longo prazo com os sinais de investimento necessários à difusão da tecnologia. Além do fundamento legal, é oportuno que esse detalhamento aproveite e consolide aprendizados do debate regulatório já realizado sobre armazenamento, evitando reiniciar discussões conceituais e focando na harmonização entre regras de outorga, acesso, contabilização e licenciamento.

5.1.2. Necessidade de regulamentação da Lei nº 15.269/2025 e a CP 39/2023 da ANEEL

A Lei nº 15.269/2025 promoveu alterações relevantes no marco setorial e, ao mesmo tempo, remeteu diversos aspectos da atividade de armazenamento de

energia elétrica à regulamentação infralegal, a ser detalhada no âmbito do CNPE, do poder concedente (MME) e da ANEEL. Em particular, a lei reforça o papel do planejamento setorial e explicita competências regulatórias para disciplinar as condições de acesso e as regras de remuneração aplicáveis a sistemas de armazenamento, inclusive quando utilizados por diferentes categorias de agentes e para a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico (Brasil, 2025a).

Nesse contexto, a Consulta Pública nº 39/2023, da ANEEL, constitui uma referência importante, pois avançou sobre temas que necessariamente deverão ser enfrentados na regulamentação do armazenamento. Ao final do processo, foi elaborada minuta de Resolução Normativa que não chegou a ser aprovada, mas que consolida discussões técnicas e contribuições de agentes, oferecendo um ponto de partida útil para organizar uma agenda regulatória mais ampla e reenquadrada à luz da Lei nº 15.269/2025 (ANEEL, 2025).

Com a nova lei, é inevitável que parte das soluções propostas na CP 39/2023 seja revisitada, especialmente para compatibilizar (i) a delimitação de papéis institucionais e diretrizes do planejamento; (ii) o tratamento do armazenamento como atividade regulada com múltiplos usos e modelos de operação; e (iii) os critérios de acesso, medição, cobrança de tarifas de uso e a coerência com vedações aplicáveis a cada agente. Ainda assim, a minuta da CP 39/2023 é um bom marco para mapear “blocos” regulatórios e suas interdependências, inclusive para tecnologias de armazenamento hidráulico, como as UHRs.

Em termos conceituais, a minuta organiza uma taxonomia operacional mínima, distinguindo sistemas de armazenamento autônomos e arranjos colocalizados, além de reconhecer explicitamente as UHRs no escopo do armazenamento. Essa separação é relevante para os SAH, porque antecipa um debate central: quando o empreendimento deve ser tratado como instalação de geração com armazenamento associado e quando passa a demandar um enquadramento próprio, com impactos em acesso, medição e obrigações setoriais (ANEEL, 2025).

No eixo de outorga e implantação, a minuta propõe procedimentos para autorização/registro que capturam não apenas potência, mas também parâmetros característicos de armazenamento (potência máxima de carga/descarga e capacidade máxima de carga), e indica ajustes em normas de outorga e de condições gerais de fornecimento para acomodar a figura do “armazenador autônomo” e suas interações com rede de transmissão e de distribuição. Para os SAH, esses elementos ajudam a estruturar uma pauta de regulamentação que diferencie, com maior precisão, os requisitos e condicionantes de entrada em operação e os arranjos de conexão à rede, explicitando dois caminhos regulatórios: (i) a autorização de empreendimentos reversíveis em ciclo fechado, com recirculação entre reservatórios artificiais e requisitos próprios de outorga, acesso e medição; e (ii) no caso de empreendimentos existentes, o enquadramento do acréscimo de unidades reversíveis como alteração de característica técnica da usina já outorgada, com eventuais exigências de medição segregada e adequações procedimentais para evitar distorções em encargos e contabilização. (ANEEL, 2025).

No eixo de acesso e remuneração pelo uso das redes, bem como de comercialização e prestação de múltiplos serviços, a minuta explicita que o armazenamento deve ser tratado de modo consistente nas regras de acesso e de contabilização/liquidação, inclusive para permitir, quando regulatoriamente admissível, a combinação de receitas associadas à energia, à potência, à flexibilidade e aos serviços ancilares. Esse ponto converge com a diretriz legal de que a regulamentação poderá envolver operação autônoma ou integrada e a prestação de múltiplos serviços, respeitadas as vedações próprias de cada agente (Brasil, 2025a; ANEEL, 2025).

A CP 39/2023 também é útil para indicar uma “sequência” de implementação: (i) definições e outorga; (ii) acesso, medição e regras tarifárias; (iii) comercialização, serviços ancilares e penalidades; e (iv) ajustes operacionais nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização. Essa lógica de fases é particularmente relevante para os SAH, dada a necessidade de integração com

licenciamento, recursos hídricos e planejamento, dimensões que a Lei nº 15.269/2025 reforça e que tendem a exigir coordenação regulatória incremental, com avaliações periódicas de resultados.

Finalmente, quanto à incidência de Uso do Bem Público (UBP) e CFURH, a CP 39/2023 produziu um avanço regulatório “consolidável” a partir de fundamentação constitucional e parecer jurídico. A Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 (ANEEL, 2025a) explicita que a UHR em ciclo fechado não interfere em partição de queda nem faz uso de potencial hidráulico natural, o que a afasta da lógica constitucional ligada ao aproveitamento de potenciais hidráulicos como bens da União, e, por operar em circuito hidráulico separado com recirculação entre reservatórios artificiais desconectados de corpos hídricos naturais, não há elemento de escassez/rivalidade que justifique UBP ou CFURH, razão pela qual o Parecer nº 00089/2025/PFANEEL/PGF/AGU conclui pela inaplicabilidade desses encargos aos SAH em circuito fechado.

No caso de adição de unidades reversíveis a usinas hidrelétricas convencionais ou a pequenas centrais hidrelétricas outorgadas, a mesma Nota Técnica entende essa tipologia como uma alteração de característica técnica e ressalta a necessidade de instrução conforme o rito aplicável (Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020), além de segregar geração e vazão turbinada da reversível, prevenindo a cobrança indevida de encargos, especialmente quando se tratar do mesmo recurso hídrico (ANEEL, 2025a).

5.1.3. 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 um bem de domínio público, de valor econômico e 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, conectar bacias ou trechos de rios distintos, poderão 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, onde o poder público pode assumir um 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.

Portanto, 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 do enquadramento;

- ii. Incorporar, nos planos de recursos hídricos e nos instrumentos de outorga, critérios específicos para empreendimentos de armazenamento de energia, diferenciando claramente os usos predominantemente não consuntivos daqueles que implicam em 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, mas garantindo o funcionamento mínimo do ciclo de armazenamento.

5.1.4. Arranjo institucional e repartição de competências

O arranjo institucional relevante para os SAH envolve, de forma articulada, o CNPE, o MME, a ANEEL, a EPE, o 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 Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama).

Com a Lei nº 15.269/2025, o CNPE ganha um 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 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, como 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, por sua vez, 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 a ANA e os órgãos estaduais (Brasil, 2004; Brasil, 2025a). Isso é coerente com a necessidade de visão integrada de bacia e do sistema elétrico para projetos de longo prazo de construção 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 uma 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 deverá assegurar a 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 entre ANA, órgãos gestores estaduais, órgãos ambientais e instituições do SEB, no plano hídrico-ambiental, de modo a antecipar eventuais conflitos de uso e 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 EUA. No caso dos EUA, ressaltam-se (i) a coordenação interinstitucional desde a fase prévia do projeto, (ii) a padronização de requisitos técnicos, (iii) a definição clara de critérios para início das análises e (iv) mecanismos de participação que reforcem a 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 os SAH

Os SAH apresentam uma combinação de características (elevado investimento inicial, longo prazo de construção, elevada vida útil, forte componente de capacidade e flexibilidade operativa e 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 capacidade de longo prazo, participação em mercados de energia e serviços ancilares e mecanismos de estabilização de receitas, como esquemas de *cap and floor* ou tarifas de capacidade reguladas. No contexto brasileiro, esse diagnóstico passa a se apoiar em bases mais concretas após a Lei nº 15.269/2025 e o acúmulo regulatório decorrente da CP 39/2023, que reforçam a viabilidade de estruturar produtos de capacidade, flexibilidade e serviços ao sistema, a serem detalhados em regulamentação infralegal.

Ao atualizar a Lei nº 10.848/2004, a Lei nº 15.269/2025 cria condições para a construção de um modelo econômico-comercial para SAH, 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 um tratamento específico para sistemas de armazenamento na forma de baterias no rateio de encargos. Ainda que não detalhe, para os SAH, todos os elementos de desenho de produto e de liquidação, a Lei nº 15.269/2025 estabelece diretrizes (capacidade, flexibilidade e serviços associados) que tornam mandatória a construção, por via infralegal, de um arranjo de contratação e de contabilização compatível com a natureza de investimento de longo prazo desses empreendimentos (Brasil, 2004; Brasil, 2025a).

5.2.1. Princípios para o modelo econômico-comercial dos SAH

Um modelo econômico-comercial adequado para os SAH no Brasil deve atender aos seguintes princípios básicos:

- i. *Remuneração explícita da capacidade e da flexibilidade:* o valor sistêmico dos SAH não está na energia líquida gerada ao longo do ano, como ocorre com os geradores, mas sim na capacidade de disponibilizar potência firme, deslocar energia no tempo, prover reservas operativas e responder rapidamente a variações da geração renovável. Na prática, isso exige produtos contratuais verificáveis, com requisitos de duração, disponibilidade, desempenho e penalidades, e a compatibilização com a lógica de reserva de capacidade e de serviços ao sistema.
- ii. *Tratamento da energia de bombeamento e das perdas do ciclo:* para viabilizar a participação dos SAH nos ambientes de contratação e no mercado de curto prazo, a regulamentação deverá definir como a energia consumida no bombeamento e as perdas associadas serão contabilizadas e liquidadas, além de suas implicações para lastro e encargos setoriais. A Lei nº 15.269/2025 não detalha esse ponto, porém a massa crítica formada no âmbito da CP 39/2023 reforça que a regulamentação deverá endereçar, de forma integrada, a medição, a contabilização, o lastro e a alocação de

encargos, para evitar assimetrias entre tecnologias e distorções concorrenciais.

- iii. *Horizonte de longo prazo compatível com a vida útil*: dada a natureza intensiva em capital e a longa vida útil, potencialmente superior a 50 anos, contratos de horizonte muito curto não são adequados para ancorar o investimento nos SAH. A experiência dos mercados de capacidade europeus e de esquemas de *cap and floor* para armazenamento de longa duração aponta, com frequência, prazos contratuais longos (p.ex., de 15 a 25 anos) como parâmetro para viabilizar esse tipo de empreendimento. A experiência brasileira dos Leilões de Energia Nova para hidrelétricas utilizou o prazo de 30 anos para prestação do serviço, o que parece mais adequado.
- iv. *Múltiplas fontes de receita (revenue stacking)*: os SAH podem auferir receitas em diferentes “camadas”, como 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 e suporte a sistemas isolados). O desenho regulatório poderá permitir essa combinação, evitando a dupla contagem, mas sem restringir indevidamente a atuação comercial.
- v. *Neutralidade tecnológica quanto ao armazenamento, com o reconhecimento da especificidade dos 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.
- vi. *Alocação equilibrada de riscos entre investidores e consumidores*: modelos puramente *merchant*, nos quais o investidor depende apenas de arbitragem de energia e serviços ancilares de curto prazo, tendem a ser inadequados para viabilizar SAH em escala, ao passo que modelos de

custo do serviço podem gerar custos excessivos para consumidores. Com o novo marco legal, parte dessa incerteza tende a ser reduzida na medida em que se consolide a regulamentação de produtos de capacidade/flexibilidade. A solução pode passar por arranjos híbridos, nos quais uma parte da receita é estabilizada via contratos de capacidade, garantias de receita mínima ou tarifas de capacidade, mas permanece espaço para sinais de mercado.

- vii. *Incentivos e sinalização econômica*: uma política de incentivo aos SAH pode combinar (i) instrumentos de contratação que valorizem capacidade, flexibilidade e serviços ao sistema e (ii) mecanismos que reduzam o custo de implantação e o custo de capital de projetos com benefício sistêmico. Nesse sentido, a Lei nº 15.269/2025 alterou a Lei nº 11.488/2007 (REIDI) para explicitar que o benefício abrange projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia, o que pode reduzir o custo de implantação de SAH quando atendidos os requisitos do regime (Brasil, 2025a).

5.2.2. Desenho do modelo comercial para os 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 os SAH no Brasil pode ser estruturado em três camadas principais:

- i. *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, requisitos mínimos de duração a serem definidos no produto de acordo com a necessidade sistêmica), 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.

- ii. *Receitas de mercado (energia e serviços ancilares)*: a participação dos SAH em mercados de curto prazo e na otimização da operação pode permitir uma receita adicional por arbitragem de energia (bombeamento em períodos de menor preço e geração em períodos de maior valor), pela capacidade e pela prestação de serviços ancilares, como 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 ser revertidas para o SIN, aliviando o encargo de contratação. Em ambas as alternativas, a geração e a carga do SAH deve ser contabilizada e liquidada no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Essa disciplina tende a demandar regras específicas para o armazenamento, tema já suficientemente maturado em debates regulatórios recentes e que deverá ser consolidado à luz do novo marco legal.
- iii. *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 o incentivo à eficiência econômica. Os objetivos são reduzir o risco de cauda e viabilizar o financiamento de longo prazo, preservando incentivos à eficiência operativa. 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 dos SAH ocorra 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 para soluções de longa duração. Em leilões dessa natureza, o SAH competiria com outras tecnologias de armazenamento e, eventualmente, com geração firme, sendo selecionado quando a sua combinação de custo e benefícios sistêmicos se mostrasse mais eficiente. Para que esses leilões sejam efetivos, é desejável que os produtos e volumes estejam ancorados na sinalização de planejamento, com consistência entre necessidades do sistema, critérios de desempenho e cronogramas de implantação.

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 um 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 reserva de capacidade necessários 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 SAH (em MW e MWh), distribuídas por regiões ou por bacias hidrográficas, compatíveis com os cenários de expansão das fontes renováveis variáveis e com as necessidades de regularização e segurança hídrica.

Essas metas não precisam ser vinculantes, mas suas funções principais são 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; e
- 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 consolida a base de projetos, se acumule experiência com os primeiros empreendimentos e evolua a perspectiva de penetração da 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 SAH enfrentam barreiras específicas nas fases iniciais do ciclo de projeto, tais como 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. Essas barreiras são particularmente relevantes para empreendimentos *greenfield*, mas também se colocam, 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 SAH, 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 público 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 usinas hidrelétricas convencionais existentes com unidades reversíveis:* faz sentido que a fase de desenvolvimento (estudos, engenharia, licenciamento e 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 sem interferências socioambientais ou de recursos hídrico importantes, de caráter regional ou de menor escala:* 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 em ciclo aberto ou arranjos complexos envolvendo reservatórios existentes:* aqui há espaço para uma 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 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 (i) reduzir o custo de capital associado aos estudos e ao licenciamento, (ii) permitir a entrada de novos desenvolvedores qualificados e (iii) evitar a concentração excessiva de esforços apenas em empreendimentos de menor risco ou de retorno imediato.

Uma possibilidade, inspirada na experiência do estado de New South Wales, na Austrália, onde a *Electricity Infrastructure Roadmap* e os esquemas de *Long Duration Storage*, suportados por LTESAs, 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 as iniciativas pré-selecionadas com base em critérios de relevância sistêmica, avaliação preliminar de maturidade técnica, aderência ao planejamento de longo prazo e alinhamento com a PNRH;
- ii. Realização de leilão entre os projetos qualificados, no qual um montante de apoio financeiro limitado é rateado entre os desenvolvedores que se comprometem a elaborar o projeto apoiado; e
- 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, tais como (i) a obrigação de disponibilizar, ao poder público, os resultados essenciais dos estudos para uso no planejamento e (ii) prazos para a participação efetiva em leilões ou em outras formas de contratação.

A EPE, por sua vez, pode atuar como agente técnico na definição de critérios de seleção, na avaliação dos projetos propostos e na validação metodológica dos estudos apoiados. Ademais, em projetos considerados de alta relevância sistêmica ou de interesse público especial, a EPE pode, 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 com ou se apoio 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 as 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

Observa-se que a consolidação dos SAH como um instrumento estratégico de segurança hídrica e energética requer uma articulação consistente entre planejamento setorial, desenvolvimento de projetos e licenciamento socioambiental, envolvendo instituições públicas e agentes privados. As alterações normativas recentes reforçam essa integração ao reconhecerem o papel do armazenamento na segurança do suprimento e ampliarem instrumentos para a concepção e pré-estruturação de projetos, inclusive com a possibilidade de atuação da EPE na obtenção de atos autorizativos preparatórios.

5.3.1. Integração do planejamento hídrico-energético

Destaca-se que 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, um planejamento de horizonte mais longo, o Plano Nacional de Energia (PNE), tendem a incorporar, progressivamente, requisitos de capacidade de armazenamento e flexibilidade associados à expansão de fontes renováveis variáveis. De outro lado, 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 os SAH de acordo com o seu impacto na gestão de recursos hídricos. Projetos de baixo impacto, como (i) usinas em ciclo fechado, (ii) aumento de motorização de usinas existentes com unidades reversíveis e (iii) usinas em ciclo semiaberto utilizando reservatórios existentes como parte do arranjo e novos reservatórios em afluentes com baixas vazões, devem ter um tratamento simplificado.

Já os projetos com impactos relevantes na gestão de recursos hídricos devem ser planejados e desenvolvidos considerando suas múltiplas funções, para os quais se recomenda que:

- i. Sejam identificadas áreas e bacias prioritárias para o 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 SAH, contendo uma carteira indicativa de oportunidades por região e bacia, metas indicativas de capacidade (MW e MWh) e diretrizes para integração com reservatórios existentes; e
- iii. Haja coordenação institucional sistemática entre MME, EPE, ONS, ANA, órgãos gestores estaduais de recursos hídricos e órgãos ambientais, de modo 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 a participação mais direta do poder público.

5.3.2. Modelos institucionais de desenvolvimento de projetos de SAH

A Lei nº 15.269/2025, que moderniza o marco regulatório do setor elétrico, estabelece que a EPE poderá realizar estudos, levantamentos, projetos e demais atividades necessárias à concepção de SAH, 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, conforme apresentado a seguir.

Aumento de motorização de usinas hidrelétricas convencionais existentes com unidades reversíveis. Em empreendimentos que envolvam a instalação de unidades reversíveis em usinas hidrelétricas já outorgadas, faz sentido que as fases de desenvolvimento, estudos de engenharia, análise de alternativas, modelagem de operação conjunta das antigas e novas unidades, bem como da cascata, e obtenção de licenças e autorizações sejam conduzidas preferencialmente pelos concessionários atuais, dada a 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 se concentrar na definição de diretrizes técnicas e regulatórias, na integração com o planejamento de longo prazo, na compatibilização dos prazos de outorga ou da garantia de indenização de ativos não depreciados 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, como 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 a licitação em condições competitivas.

Projetos regionais de menor escala ou vocação predominantemente local. Em iniciativas de menor porte ou com foco mais regional, a exemplo de projetos voltados a

reforçar a segurança de suprimento em regiões específicas, é natural que o desenvolvimento seja liderado por investidores privados, 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 desestime a iniciativa privada. A lógica é combinar (i) projetos pré-estruturados pelo setor público em casos estratégicos ou de alto risco de coordenação e (ii) 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 da EPE, dos concessionários e dos investidores privados. Entre os principais elementos dessa agenda, destacam-se:

- i. *Regulamentar de maneira clara o papel da EPE, de modo a detalhar, em decretos e resoluções, as situações em que 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;*
- ii. *Definir diretrizes para o desenvolvimento por concessionários de usinas hidrelétricas convencionais existentes, com o estabelecimento, por meio de*

normas da ANEEL e do MME, dos procedimentos e critérios para que possam propor projetos de motorização reversível, incluindo:

- Requisitos mínimos de estudos e de avaliação de impactos;
 - Regras para a compatibilização com contratos de concessão existentes; e
 - Eventuais mecanismos de incentivo regulatório, quando a ampliação da capacidade de armazenamento trazer benefícios sistêmicos relevantes.
- iii. *Promover instrumentos de apoio à iniciativa privada, implementando 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, de maior complexidade ou de alto custo estimado de desenvolvimento;*
- iv. *Ajustar o planejamento setorial e hídrico à agenda de SAH, para 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; e*
- v. *Direcionamento geoeletrico para prospecção de sítios para SAH em macrolocalizações de maior interesse para o SIN, uma vez que, frente à grande disponibilidade de locais adequados para SAH, 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, particularmente para

projetos de maior impacto socioambiental esperado. 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, ampliam a confiança das comunidades e facilitam a incorporação de valores sociais, culturais e ambientais nas decisões. Em regiões com a presença de povos indígenas, as diretrizes normativas exigem processos de consulta culturalmente adequados, a avaliação de impactos no patrimônio e a participação direta dos representantes tradicionais no desenho das medidas mitigadoras. Essa abordagem tem se mostrado importante para a redução de controvérsias e para a percepção de legitimidade dos empreendimentos.

Também seria valioso adotar protocolos de monitoramento adaptativo, com parâmetros revisáveis e planos de contingência definidos desde a licença prévia. Além disso, o SEB 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.

Por outro lado, o licenciamento socioambiental e a outorga de uso da água constituem etapas críticas no ciclo de desenvolvimento dos SAH, mas a legislação recente abre espaço para uma maior previsibilidade procedimental ao reconhecer o caráter estratégico de usinas hidrelétricas, inclusive reversíveis, e admitir modalidades específicas de licenciamento. O passo seguinte – e central para a efetividade do novo marco – é detalhar critérios, termos de referência e fluxos proporcionais ao impacto, distinguindo as tipologias de projetos.

Em linhas gerais, as recomendações para o licenciamento socioambiental e a para a gestão dos recursos hídricos podem ser sintetizadas em três eixos:

- i. *Rito específico para SAH no licenciamento ambiental*, com a definição, em normas infralegais, de um rito diferenciado para a tecnologia, incluindo:
 - o Critérios de elegibilidade para o licenciamento ambiental especial;

- A integração formal com o planejamento energético e, em caso de projetos relevantes para a gestão de recursos hídricos, a integração com planos de bacias;
 - A exigência de estudos específicos sobre usos múltiplos da água, cenários hidrológicos e mudanças climáticas; e
 - O tratamento distinto para projetos de acordo com seus impactos esperados, por exemplo, projetos usando reservatórios existentes, projetos com novos reservatórios e arranjos de interligação de bacias.
- ii. *Integração com a Política Nacional de Recursos Hídricos*, para garantir que os SAH sejam tratados, na prática, como usos relevantes da água, sujeitos a:
- Análises de compatibilidade com os planos de recursos hídricos de bacia;
 - 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; e
 - Processos de deliberação em comitês de bacia que considerem *trade-offs* entre geração, armazenamento energético, abastecimento, irrigação, navegação e conservação ambiental.
- iii. *Gestão de impactos socioambientais e arranjos locais de governança*, considerando, para projetos de SAH com maiores interferências socioambientais esperadas, mecanismos de monitoramento e de diálogo com comunidades e governos locais, de modo a:
- Potencializar benefícios locais associados aos empreendimentos (emprego, infraestrutura, turismo e usos múltiplos da água); e
 - Acompanhar, ao longo da vida útil do projeto, a evolução das compensações e 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 EPE, sempre com a premissa de que a natureza do empreendedor não altera a necessidade ou a avaliação de impactos e a proteção de direitos socioambientais.

5.5. Implementação, governança e monitoramento das recomendações

A implementação das recomendações relativas aos SAH deve ser entendida como uma etapa de consolidação do novo marco legal e de tradução de suas diretrizes em normas infralegais, com sequenciamento e governança proporcionais à tipologia e ao impacto dos projetos. Empreendimentos 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 convencionais 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 o sequenciamento temporal (curto, médio e longo prazos) com a 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 a sinalização do planejamento da expansão para que investidores privados iniciem o desenvolvimento de projetos e 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, com:

- i. O anúncio da intenção de realizar *contratações periódicas* de SAH, em um cronograma compatível com a evolução da necessidade esperada de capacidade firme e de flexibilidade percebida pelo planejamento da expansão do setor elétrico;
- ii. A incorporação, nos instrumentos de planejamento, de metas indicativas de capacidade instalada e de energia armazenável de SAH, com vistas a estimular uma carteira de projetos. Inicialmente, pode-se priorizar soluções incrementais em usinas hidrelétricas convencionais existentes e arranjos de ciclo fechado, indicando macrolocalizações elétricas de maior valor sistêmico e requisitos mínimos de duração; e
- iii. A definição, em normas do MME, da ANEEL, da ANA e de órgãos ambientais, de conceitos e categorias de SAH, distinguindo explicitamente:
 - Ampliações de usinas hidrelétricas convencionais existentes com máquinas reversíveis;
 - Projetos em ciclo fechado (reservatórios isolados do curso principal de rios);
 - Projetos em ciclo semiaberto em rios de baixa afluência;
 - Projetos *greenfield* de maior porte e impacto;
 - O 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; e
 - A 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:

- i. 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:
 - Para ampliações com máquinas reversíveis e projetos em ciclo fechado, produtos mais padronizados e cronogramas de implantação mais curtos; e
 - Para grandes obras de acumulação ou projetos que envolvam interações complexas entre usos da água, produtos e prazos mais adaptados à sua maturação.
- ii. O desenvolvimento de programas de apoio à preparação de projetos, incluindo mecanismos de *grants*, calibrados de forma distinta, com:
 - Foco em redução de risco de desenvolvimento de projetos em suas fases iniciais; e
 - 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, considerando:

- i. 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;
- ii. A necessidade de refinar ou simplificar os procedimentos de coordenação intersetorial, reduzindo exigências quando a experiência demonstrar um

impacto limitado e reforçando salvaguardas em projetos de alto benefício sistêmico; e

- iii. 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), é 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 as seguintes funções:

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

Para projetos de menor impacto e menor complexidade, em especial (i) ampliações de usinas hidrelétricas existentes com unidades reversíveis, (ii) instalações em ciclo fechado e (iii) empreendimentos em ciclo semiaberto em cursos d'água de baixa afluência, a governança pode, e deve, ser mais leve, apoiada principalmente em:

- i. Procedimentos regulatórios e de licenciamento já consolidados, com adaptações pontuais para refletir as especificidades dos SAH;

- ii. 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 a necessidade de uma coordenação interministerial intensa; e
- iii. Orientações técnicas padronizadas (guias, notas técnicas, termos de referência, etc.) 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 a diferenciação por tipologia e nível de impacto. É necessário dispor de um núcleo comum de indicadores, aplicável a todos os empreendimentos, e de 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:

- i. Capacidade instalada (MW) e energia armazenável (MWh);
- ii. Horas anuais de bombeamento e geração;
- iii. Participação na prestação de serviços ancilares e na redução de despacho térmico; e
- iv. Desempenho em termos de disponibilidade e resposta em situações críticas do sistema.

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

- i. Efeitos sobre regimes de vazão, níveis de reservatórios e padrões de uso da água;

- ii. Indicadores de segurança hídrica regional, como regularização de vazões, atendimento a usos prioritários e resposta a eventos extremos; e
- iii. Impactos socioeconômicos e ambientais de maior escala, com o acompanhamento de medidas de mitigação, compensação e programas de desenvolvimento regional.

Já para projetos de baixo impacto relativo, ampliações reversíveis de usinas hidrelétricas convencionais existentes, ciclo fechado ou ciclo semiaberto em rios de baixa afluência, o monitoramento pode se concentrar:

- i. No desempenho técnico-operativo e contribuição à flexibilidade do sistema;
- ii. No cumprimento de condicionantes ambientais específicas e de requisitos de operação acordados com órgãos de recursos hídricos; e
- iii. Em 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:

- i. Simplificar, ao longo do tempo, procedimentos e exigências para tipologias cuja experiência comprove impactos reduzidos e bem controlados;
- ii. Reforçar salvaguardas e mecanismos de coordenação para tipos de projeto que se revelem mais sensíveis ou complexos do que o previsto inicialmente; e
- iii. 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 TDSE 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 os avanços recentes no marco legal do armazenamento, com a promulgação da Lei nº 15.269/2025, cria condições favoráveis, que ainda não se traduzem, porém, em projetos viáveis de 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. Parte das lacunas que historicamente afetaram a segurança jurídica e o desenho econômico do armazenamento passou a ser enfrentada com a Lei nº 15.269/2025 e com o acúmulo regulatório da CP 39/2023, da ANEEL. Ainda assim, permanecem desafios relevantes de detalhamento infralegal, coordenação institucional e previsibilidade de instrumentos de remuneração e de acesso, necessários para lidar com empreendimentos que combinam funções de carga e geração.

A contribuição central deste 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 competências bem distribuídas entre as instituições do SEB, da política de recursos hídricos e do meio ambiente. No campo econômico-

comercial, advoga-se pela 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 à energia e aos serviços ancilares. Essas recomendações dialogam diretamente com os temas já discutidos na CP 39/2023 e com a agenda de regulamentação decorrente da Lei nº 15.269/2025, reforçando a necessidade de consolidação normativa e de calibragem dos instrumentos para a realidade dos SAH.

No planejamento e desenvolvimento de projetos, conclui-se pela necessidade de (i) integrar metas de armazenamento hidráulico aos planejamentos energético e hídrico, (ii) estruturar um *pipeline* de empreendimentos e (iii) utilizar, de forma estratégica, a atuação da EPE na fase de estudos e licenciamento inicial em projetos de maior complexidade. Em licenciamento e recursos hídricos, sugere-se a construção de um rito específico para os SAH, articulado com a Política Nacional de Recursos Hídricos e 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.

Cabe, porém, ressaltar que os SAH usualmente possuem menor complexidade operativa e construtiva para os recursos hídricos, especialmente as usinas de circuito fechado, quando há previsão de captação de água apenas para enchimento inicial e reenchimentos periódicos, a depender da evaporação. Para as usinas de circuito aberto ou semiaberto, há uma maior probabilidade de pequenos reservatórios, posto que se pode buscar locais com maior queda disponível, o que responderia predominantemente pela capacidade de geração.

Destaca-se que a lógica que permeia o conjunto das recomendações não é prescrever um desenho único, mas oferecer princípios, instrumentos e arranjos regulatórios moduláveis e adequados à diversidade de situações e de impactos de projetos. Empreendimentos de menor impacto relativo, como circuitos fechados e ampliações reversíveis em reservatórios existentes, ou que utilizem

um reservatório existente como parte do arranjo podem ser acelerados, servindo como base para o aprendizado regulatório e institucional.

Nesse contexto, tende a ser particularmente relevante que a regulamentação infralegal esclareça caminhos autorizativos proporcionais para (i) arranjos de ciclo fechado e (ii) a alteração de características de usinas já outorgadas para a incorporação de unidades reversíveis, preservando salvaguardas e a coerência com o planejamento setorial. Empreendimentos de maior impacto e sensibilidade, por sua vez, demandam uma coordenação mais intensa entre instituições setoriais, gestores hídricos, órgãos ambientais e sociedade, com ênfase em transparência, participação e monitoramento.

Contudo, a materialização dessa agenda depende da capacidade de coordenação entre governo federal, reguladores, operadores, empresas, estados e sociedade civil. Ademais, 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. Esse esforço de coordenação torna-se ainda mais relevante no ciclo pós-Lei nº 15.269/2025, em que a consolidação regulatória (inclusive incorporando a massa crítica obtida ao longo da CP 39/2023) passa a ser condição para transformar diretrizes legais em regras operacionais estáveis.

Se adequadamente implementadas e periodicamente reavaliadas, as recomendações aqui apresentadas podem contribuir para que o armazenamento hidráulico deixe de ser apenas um potencial e passe a ocupar um lugar central no desenho de um sistema elétrico mais flexível e de baixa emissão de carbono. Os avanços legais recentes e o amadurecimento do debate regulatório já oferecem uma base concreta para acelerar esse movimento, desde que os instrumentos infralegais sejam finalizados com previsibilidade e coerência institucional. Assim, o Brasil reforça suas seguranças 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/hydronews/hn35/gouvaes-portugal>. Acesso em: 24 nov. 2025.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Minuta de Resolução Normativa que estabelece tratamento regulatório para a implantação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica, bem como altera as Resoluções Normativas nº 846, de 11 de junho de 2019, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.009, de 22 de março de 2022, nº 1.029, de 25 de julho de 2022, nº 1.030, de 25 de julho de 2022, nº 1.031, de 26 de julho de 2022 e nº 1.071, de 29 de agosto de 2023* (Processo nº 48500.004885/2020-63). Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=54472&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL*. Assunto: Fechamento da segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023, que tratou da obtenção de subsídios para aprimoramento de minuta de Resolução Normativa sobre a regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE). Processo nº 48500.904885/2020-63. SEI nº 0164500. Assinada em 04 ago. 2025a. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevel

[Page&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacao_publicaportlet_ideDocumento=55945&participacaopublica_WAR_participacao_publicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacao_publicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](#)

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 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/legin/fed/lei/1996/lei-9427-26-dezembro-1996-366792-norma-366792-norma-atualizada-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/19433.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. *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/110.847.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. *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.

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

CPUC, CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. *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.

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.

CRS, CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. *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.

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.

DESNZ, DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. *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.

DESNZ, DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. *Long duration electricity storage: proposals to enable investment – government response*. Londres, 2024b. Disponível em:

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/670660eb366f494ab2e7b57a/L-DES-consultation-government-response.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DESNZ, DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. *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.

DOE, DEPARTMENT OF ENERGY. *Hydropower Market Reports*. Washington, DC, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-market-reports>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DOE, DEPARTMENT OF ENERGY. *Pumped Storage Hydropower*. Washington, DC, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>. 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.

EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *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.

EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *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.

EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *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.

EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *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.

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-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.

EPA, ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *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.

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

FERC, FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *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 impressa, 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.

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

IDEA, INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *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.

IDEA, INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *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.

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.

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.

MITECO, MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA E EL RETO DEMOGRÁFICO. *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.

MITECO, MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. *Estrategia de Almacenamiento Energético*. Madrid, 2021. Disponível em: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf. Acesso em: 24 nov. 2025.

MITECO, MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. *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.

MITECO, MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. *El MITECO lanza 700 millones en ayudas para almacenamiento energético a gran escala*. Nota de imprensa, 30 maio 2025. Madrid, 2025. Disponível em: 24 nov. 2025.

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.

NDRC, NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. *Opinions on Further Improving the Pricing Mechanism for Pumped Storage (Document No. 633)*. Beijing, 2021.

NDRC, NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION; NEA, NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. *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.

NDRC, NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION; NEA, NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. *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.

NEA, NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. *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.

NHA, NATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. *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, OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. *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, OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS; DESNZ, DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. *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.

REE, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *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.

ser, 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. *1.87 GW, 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/publicazioni/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.

CRS, CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. *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.

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.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-042-7

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240