



**ANE BRASIL**  
ACADEMIA  
NACIONAL DE  
ENGENHARIA



# **POSICIONAMENTO SOBRE A IMPORTÂNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**COMITÊ PERMANENTE DE ENERGIA ANE**

**DIRETORIA CIGRE BRASIL**

**Novembro 2025**



**ANE BRASIL**  
ACADEMIA  
NACIONAL DE  
ENGENHARIA



# **POSICIONAMENTO SOBRE A IMPORTÂNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**COMITÊ PERMANENTE DE ENERGIA ANE**

## **DIRETORIA CIGRE BRASIL**

### **Participantes do GT Hidroelétricas**

Albert Geber de Melo  
Altino Ventura Filho  
André Mustafá  
Carlos Moya  
Eduardo Ellery  
Eduardo Serra  
Flavio Miguez (coordenador ANE)  
Guilherme Velho  
Jerson Kelman  
João Carlos de Oliveira Mello (coordenador CIGRE Brasil)  
José Eduardo Moreira  
Juliano Portela  
Lourenço Naotake Baba  
Marco Sureck  
Maria Elvira Piñeiro Maceira (coordenadora CIGRE Brasil)  
Mário Menel  
Mario Miranda  
Nelson Martins  
Paulo Gomes  
Paulo Sehn  
Rafael Kelman  
Victor Ribeiro

## Sumário

<b>Resumo do desenvolvimento da geração de energia do setor elétrico brasileiro .....</b>	<b>4</b>
<b>Cenário atual.....</b>	<b>5</b>
<b>Perspectivas do suprimento de energia elétrica.....</b>	<b>7</b>
<b>Recuperação da competitividade das hidroelétricas .....</b>	<b>7</b>
<b>Serviços sistêmicos das hidroelétricas .....</b>	<b>11</b>
<b>Usos múltiplos de reservatórios de hidroelétricas.....</b>	<b>15</b>
<b>Armazenamento de energia .....</b>	<b>16</b>
<b>Benefícios dos serviços ancilares propiciados pelas hidroelétricas.....</b>	<b>21</b>
<b>Efeitos da transição energética .....</b>	<b>22</b>
<b>Conclusões e recomendações.....</b>	<b>24</b>
<b>ANEXO 1 - Debate sobre Potenciais Políticas Públicas com foco nas questões socioambientais das Hidroelétricas.....</b>	<b>27</b>
<b>ANEXO 2 - Sistemas de Armazenamento Hidráulico (UHEs reversíveis) no Brasil: Perspectivas, Arranjos e Estratégias para uma Integração Plena .....</b>	<b>32</b>

## Resumo do desenvolvimento da geração de energia do setor elétrico brasileiro

No final do Século XIX começaram a ser implantadas pequenas usinas geradoras de eletricidade, térmicas e hidroelétricas, todas para atendimento a cargas pequenas e localizadas, destinadas a atividades industriais, de mineração, de iluminação urbana e suprimento domiciliar. Em 22 de agosto de 1889 foi inaugurada a primeira usina hidroelétrica brasileira, denominada Bernardo Mascarenhas, com duas unidades totalizando 250 kW, na cidade de Juiz de Fora, em Minas Gerais. No último ano deste mesmo século, o Brasil contava com 5,3 MW hidráulicos e 5,1 MW térmicos instalados, totalizando 10,4 MW. Na primeira década do século passado foram implantadas no País 77 usinas hidroelétricas. O desenvolvimento da capacidade instalada foi acentuado até o início dos anos trinta do século passado quando havia mais de mil diferentes empresas de geração e distribuição de energia elétrica, concessionárias nacionais e duas estrangeiras, a Light e a AMFORP. Em 1933 e 1934 o decreto federal nº 24.643 conhecido como Código de Águas e o cancelamento da Cláusula Ouro que protegia as concessionárias dos efeitos da desvalorização da moeda nacional passaram a desencorajar os investidores do setor elétrico, tendo causado nítida retração na oferta de energia.

Devido à contenção tarifária e à fragilidade de capitais nacionais, passou a haver crescente insuficiência de oferta de energia elétrica nas décadas seguintes. Até metade do século passado todas as concessionárias de serviços de eletricidade eram privadas e tendo sido descapitalizadas pelos efeitos da legislação do setor, alguns governos estaduais e o governo federal passaram a ser impelidos a investir na produção e transmissão de energia elétrica.

Em 1960 devido ao não reconhecimento da remuneração de capital empregado em obras de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a capacidade instalada no território nacional era de apenas 5.000 MW, dos quais 3.700 MW eram de Hidroelétricas.

Com o processo de industrialização iniciado pelo Presidente Getúlio Vargas e com a criação da ELETROBRAS em 1962, a prioridade para a expansão hidroelétrica foi claramente estabelecida e, dado o gargalo energético nacional, empresas estatais estaduais e federais foram instituídas e passaram a investir em hidroelétricas maiores que tornaram a engenharia praticada no Brasil prestigiada em âmbito internacional. A partir de meados da década de sessenta, devido ao estabelecimento do critério da verdade tarifária e da adoção da correção monetária, passaram a ser implantadas muitas imponentes hidroelétricas que, ao final dos anos setenta garantiam o suprimento de energia elétrica para mais de 95% das necessidades do país. Nesta época foram desenvolvidas prestigiosas empresas nacionais de projeto e de construção que consolidaram, nos anos seguintes, a tecnologia nacional de todo processo de implantação de usinas hidroelétricas, que se constituem em fontes renováveis de energia.

Entretanto, a partir dos anos oitenta surgiram restrições socioambientais ao licenciamento de usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização, passando os novos reservatórios a serem projetados para operação a fio d'água (quase sem variação de nível d'água), o que

dificulta em muito a solução dos atuais crescentes problemas de gestão do suprimento energético em todo território nacional, muitos deles resultantes da inserção acelerada das fontes renováveis intermitentes. Apesar disso, em 1985 a matriz elétrica brasileira ainda era de 90% de geração hídrica.

Desde os anos oitenta o governo federal e alguns estados, passaram a enfrentar crescentes dificuldades no provimento de recursos necessários às obras para o atendimento da evolução da demanda por energia elétrica.

A partir de meados dos anos noventa o Setor Elétrico sofreu profundas alterações com a criação das agências reguladoras e do mercado competitivo de modo a atrair capitais privados para o setor. Isso resultou na progressiva redução da presença do Estado nesse segmento da economia, ocasionando o gradual retorno da iniciativa privada ao setor elétrico.

Ao final de 2008 a capacidade instalada no País era de 104.816 MW em 1.768 usinas geradoras das quais 706 eram hidroelétricas, 1.042 termoeletricas e duas nucleares. A partir dessa época vem ocorrendo uma profunda transformação da matriz elétrica com intensa entrada de novas fontes de energia renovável incentivadas por progressivos subsídios. Essas novas fontes de geração renováveis são as gerações eólicas e solar fotovoltaicas que, apesar de sua importância, são fontes intermitentes e não despacháveis, fazendo com que o sistema elétrico dependa de outras fontes mais confiáveis de geração de energia e de recursos de armazenamento de energia, para garantir a segurança do suprimento.

## Cenário atual

Ao atingir o ano de 2023 a parcela de geração hidroelétrica já havia recuado para 62% do total em função do acelerado acréscimo da geração de fontes intermitentes e da rejeição à instalação de novas usinas hidroelétricas. De acordo com o ONS, o Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu no segundo semestre de 2025, a capacidade instalada de 246.762 MW para o atendimento de uma demanda de até 104.732 MW (demanda máxima instantânea do SIN registrada em 21/02/2025). Essa capacidade instalada é composta por hidroelétricas (43,9%), MMGD (18,1%), eólica (13,9%), gás natural (7,4%), solar PV (7,4%), biomassa (6,3%), carvão (1,2%), derivados de petróleo (1,0%) e nuclear (0,8%). Verifica-se que a MMGD já é a segunda fonte em termos de capacidade instalada; como a MMGD é predominantemente solar PV, se adicionada à solar PV conecta à rede, resulta que a solar PV passa a ter 25,5% de participação. E a participação total das fontes solar e eólica alcança o valor de 39,4%, ou seja, mais de 97.000 MW da capacidade instalada brasileira provém de fontes renováveis intermitentes. Quando se projeta esses valores para 2029, a capacidade instalada total no País crescerá 22.511 MW, atingindo 269.273 MW; neste mesmo período, a MMGD atingirá 65.255 MW (24,2% de participação), ou seja, será responsável por 91,6% do aumento líquido da capacidade instalada no SIN. Registra-se que a operação do SIN, entretanto, normalmente privilegia a geração renovável e a geração nuclear, fazendo com que a matriz elétrica nacional seja eminentemente limpa.

No Brasil encontra-se em operação, em meados de 2024, o total de 1.345 hidroelétricas,

sendo 216 hidroelétricas de grande porte, 425 pequenas centrais hidroelétricas e 704 centrais geradoras hidroelétricas. Esse parque gerador, principalmente pelas hidroelétricas que dispõem de reservatórios de regularização, tem sido responsável não só pela maior fatia de produção de energia elétrica como também e cada vez mais, pela garantia do suprimento de energia para fazer frente à intermitência e variabilidade da geração das fontes eólicas e solares.

No Brasil, as hidroelétricas existentes, instaladas há décadas para suprimento de energia, estão assumindo também a função de compensar a variação de geração de fontes intermitentes sendo também verificada a necessidade de despacho de usinas termoeletricas, mais caras e poluentes. Esse comportamento evidencia a importância das hidroelétricas e de algumas termoeletricas (gás natural de ciclo aberto) para atender às repentinas e relevantes flutuações das fontes eólicas e solares fotovoltaicas, bem como demonstra o aumento da complexidade da operação do SIN. Uma alteração notável tem sido o brusco e inevitável decréscimo da geração das unidades fotovoltaicas diariamente ao final de cada tarde e coincidente com o acréscimo natural da demanda, que acarreta uma elevada rampa de carga, atualmente com cerca de 30.000 MW em poucas horas. Esta rampa de carga é basicamente assumida pela geração hidroelétrica, devido a sua capacidade de modular a sua produção de energia muito rapidamente em comparação com outras tecnologias de geração.

Devido à redução de custo dos equipamentos e aos subsídios e incentivos regulatórios mantidos por um longo período, tem havido uma expansão acelerada da geração eólica e solar, provocando um excesso de oferta de energia elétrica. Por causa desse excesso de oferta de energia e considerando ainda aspectos de segurança, tem havido a necessidade de restrição do despacho (*curtailment*) de parte desta geração intermitente, com frequência e intensidades crescentes. Por exemplo, segundo dados do ONS, no ano de 2024 a restrição de despacho correspondeu a 9,2% do potencial de produção de energia das renováveis intermitentes, e até outubro de 2025, este valor aumentou para 20,6%.

A participação de fontes renováveis centralizadas (controladas pelo ONS) não despacháveis (solar e eólica), que em 2015 era de 7.600 MW, passou para cerca de 52.000 MW instalados em meados de 2025, o que corresponde a um aumento de quase 700%. Se adicionada à geração distribuída, que não é despachada pelo ONS, principalmente a geração solar em unidades urbanas, esse número vai para cerca de 97.000 MW, que representa 39% da capacidade de geração instalada no País. Apesar disso, usinas térmicas de elevado custo variável unitário (CVU) têm sido diariamente acionadas para garantir o suprimento de energia nos períodos de maior carga do SIN, o que acarreta maiores custos para os consumidores cativos.

Por esse motivo, já há a necessidade de novos recursos para atender as crescentes demandas de maior carga do sistema, o que exige, a curto prazo, leilões de reserva de capacidade que podem resultar em implantação de novas termoeletricas, de baterias e de novas hidroelétricas, convencionais ou reversíveis. Urge o aprimoramento da regulação para evitar a intensa introdução de novas termoeletricas menos flexíveis, mais dispendiosos e mais poluentes, pois estas têm que ser acionadas com grande antecedência e desligadas

muito após o tempo necessário para atender a rampa e a ponta de carga, o que compromete a modicidade tarifária.

## Perspectivas do suprimento de energia elétrica

As perspectivas para o futuro próximo indicam que as novas unidades geradoras a serem instaladas antes de 2030 serão predominantemente solares e eólicas não controláveis e intermitentes. A rampa de carga mencionada anteriormente será ainda maior pela predominância de novas fontes solares que em 2024 ultrapassaram em capacidade instalada as usinas eólicas, assumindo uma segunda colocação apenas atrás das hidroelétricas.

Segundo previsão da EPE mantendo-se o acentuado acréscimo de geração intermitente, já a partir de 2027 haverá crescente necessidade de contratação de reserva de capacidade e de oferta adicional para suprir o requisito de potência chegando em 2035 a 35.000 MW adicionais aos que já existem instalados em 2024. Isso equivale à necessidade de se instalar uma potência em hidroelétricas e/ou termoeletricas flexíveis equivalente a três vezes a potência de Itaipu. Caso não se consiga atingir esse impressionante patamar, haverá elevado risco de frequentes *blackouts*, principalmente nas horas de maior demanda, impondo novos desafios de segurança e controle na operação e no planejamento do sistema elétrico.

Além da instalação de novas usinas flexíveis, que tenham capacidade de compensar as bruscas variações de demanda, há também a necessidade de integração dessas novas usinas aos sistemas de transmissão e distribuição. Nesse aspecto, as hidroelétricas com reservatórios de regularização e/ou as hidroelétricas reversíveis, são as mais indicadas dada as suas flexibilidades no atendimento às variações de carga como também por proverem ao sistema interligado os seus imprescindíveis serviços ancilares que, infelizmente, não têm sido corretamente valorados e remunerados.

## Recuperação da competitividade das hidroelétricas

A expansão intensa das fontes renováveis fez surgir uma nova matriz elétrica. Embora as fontes solar e eólica apresentem vantagens inegáveis no custo da produção de energia (MWh), seu caráter variável e intermitente, conectada por inversores e sem agregar inércia ao sistema, limita a oferta de todos os atributos necessários para a operação confiável dos sistemas elétricos de potência. A elevada participação dessas fontes impõe em contrapartida uma maior flexibilidade e uma capacidade real de resposta do sistema, com os atributos que devem ser assegurados por fontes despacháveis no pleno atendimento da curva de carga (MW).

No planejamento se percebe uma ausência recorrente de soluções para as barreiras ao desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos; desde 2017, os planos decenais apontam para a estagnação da participação das hidroelétricas.

A rápida inserção das fontes eólica e solar – tanto centralizadas quanto descentralizadas nas redes de distribuição – evidencia a necessidade de discutir a manutenção prolongada dos subsídios, que se mostraram ineficientes no atual contexto.



Subsídio ineficiente é quando os benefícios da inovação tecnológica, suportada pelo subsídio, passam a ser inferiores aos custos decorrentes da ineficiência econômica. A função precípua do subsídio é o de encorajar o investimento em tecnologias emergentes, que possam ter dificuldades de competir em preço com fontes mais estabelecidas devido a custos iniciais mais altos ou a externalidades negativas não contabilizadas.

O efeito combinado de subsídios ineficientes e da estagnação na expansão das hidroelétricas resultou na ausência de atributos elétricos, energéticos e de flexibilidade que poderiam ter sido incorporados ao sistema. Esses atributos teriam contribuído para mitigar os atuais problemas na operação do sistema com elevada participação de renováveis intermitentes.

O fato prático do abandono da solução estrutural com as hidroelétricas é a sua menor competitividade no mercado frente às demais soluções. Cabe lembrar que as usinas hidroelétricas, de qualquer tamanho, possuem uma vida útil física secular comparada às demais soluções com um horizonte de apenas poucas décadas. Sendo assim, colocando numa simples comparação de mercado com o custo do capital e o retorno mais rápido para os acionistas, a solução com as hidroelétricas, com investimentos de capital intensivo na sua construção e no atendimento das demandas socioambientais, junto com um longo tempo de maturação dos resultados, perde todas as comparações de competitividade.

Para superar este obstáculo é clara a necessidade de uma política pública que perceba o valor das hidroelétricas no futuro do setor elétrico nacional. As soluções com usinas estruturantes, há 15 anos, apontaram nessa direção e garantiu uma expansão localizada na nova fronteira amazônica. Mesmo implantando usinas sem regularização e com práticas pouco eficientes de incentivo ao mercado, estes foram os últimos esforços de política pública para as hidroelétricas.

O que é possível fazer, em termos de política pública, para recuperar a competitividade das hidroelétricas e garantir um futuro com operação mais eficiente e segura? Algumas contribuições podem ser elencadas como segue:

- Reconhecer a longevidade da solução hidroelétrica com contratos de concessão vitalícios, com uma supervisão constante do poder concedente na aplicação de boas práticas com o uso e preservação da concessão. Seriam revistos periodicamente todos os procedimentos aplicados na concessão, incluindo manutenção, atendimento dos condicionantes ambientais, investimentos realizados, e os devidos ajustes contábeis regulatórios. A intervenção na concessão ocorreria somente no caso de performance pouco prudentes dos concessionários.
- Deveria existir o suporte do poder concedente para encontrar as melhores soluções hidroelétricas, de qualquer tamanho, incluindo os seguintes pontos:
  - ✓ Linhas de crédito consonantes com a nova realidade da concessão de maior prazo;
  - ✓ Reconhecimento do aumento da intensidade das novas demandas socioambientais e a melhor forma de mitigação das reais necessidades, sem a oneração única nos empreendimentos e mudanças técnicas nos projetos.



No Anexo 1 são levantadas algumas considerações sobre as questões socioambientais e as hidroelétricas;

- ✓ Política tributária direcionada, que reconheça a oneração excessiva dos investimentos em hidroelétricas, que se constituem em um produto nacional. A perda de competitividade por ser um produto “nacional”, com alta empregabilidade, apoio para a indústria brasileira, e as vantagens setoriais já elencadas, não pode ser um entrave para o incentivo das novas hidroelétricas. Uma solução similar ao REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura) com uma amplitude ainda maior e mais eficaz é uma estratégia simples e efetiva para as hidroelétricas;
- A recente Lei 15.097/2025 é um claro exemplo de apoio do Legislativo. Trata-se de um acordo do executivo, para introduzir uma política pública voltada à inserção de novas Centrais Hidroelétricas de até 50 MW (CH50) no Sistema Interligado Nacional (SIN). A solução encontrada para as CH50 foi uma compra mandatária com um sinal de preço adequado para a fonte. Apesar da forma ter sido contestada por parte do mercado, isto resolve o problema de competitividade das CH50, que embora apresentem características técnicas relevantes, sobretudo em um contexto de crescente participação de fontes intermitentes, como solar e eólica, perdem para essas fontes em preço final. Por serem máquinas síncronas, contribuem com serviços sistêmicos que fortalecem a confiabilidade e a estabilidade do SIN. Além disso, o caráter nacional da cadeia produtiva assegura benefícios fiscais e industriais, diferentemente de outras fontes renováveis fortemente dependentes de equipamentos importados. O aspecto socioeconômico também é relevante para as CH50, uma vez que os empreendimentos se concentram em regiões menos favorecidas, promovendo empregos, diversificação da renda local e estimulando pequenos negócios. A longo prazo, a tecnologia das CH50, já consolidada e de elevada vida útil, configura-se como um legado estratégico para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro. Cabe uma reflexão do que poderia ter sido feito antes numa visão de apoio as CH50, que ainda tem um potencial significativo para o SIN: uma política pública direcionada para as hidroelétricas como um todo, e talvez mais específica para as CH50 por não terem “economia de escala”, certamente teria evitado o estabelecimento da compra mandatária. Portanto, a falta de uma visão para as hidroelétricas causa soluções fora do mercado por uma razão simples de sobrevivência da indústria de geração hidroelétrica.
- Recuperação e revisitação dos inventários de bacias já realizados, junto com uma adequação com uma nova realidade da sociedade frente aos requisitos socioambientais, enfrentando com racionalidade técnica as melhores soluções para a nação;
- Reconhecer os desafios dos empreendedores na busca de soluções para implantação de usinas hidroelétricas na nova fronteira amazônica. As recentes dificuldades nas usinas do Rio Madeira e Belo Monte, certamente causaram

barreiras para futura aplicação do capital privado. Isto deve ser superado com o mapeamento dos riscos reais, e sua mitigação com apoio da regulamentação e da regulação. Este esforço também se aplica a novos empreendimentos em outras regiões. Nessas regiões, uma possibilidade é a utilização do conceito de Usina-Plataforma, desenvolvido com apoio financeiro do Banco Mundial no âmbito do Projeto META, onde o aproveitamento hidroelétrico passa a ser um vetor de conservação ambiental permanente, ao invés de desenvolvimento regional.

- Neste sentido, em um projeto desenvolvido pelo CEPEL para o Ministério de Minas e Energia, com apoio financeiro do Banco Mundial no âmbito do Projeto META, foi proposto que em áreas com sensibilidade ambiental, com pouca ou nenhuma atividade antropogênica, como na região Norte do Brasil, o objetivo principal não deveria ser o desenvolvimento sustentável da região, mas a minimização dos impactos ao meio ambiente, tendo sido introduzindo o conceito de Usina-Plataforma. Esta metodologia busca equilibrar a política ambiental e a produção de energia para permitir a construção e operação de usinas hidroelétricas em áreas de sensibilidade ambiental, com pouca ou nenhuma ação humana, próximas a áreas protegidas, com foco na manutenção da diversidade biológica. A estratégia por trás desse conceito é baseada na minimização da intervenção regional e na conservação ambiental permanente.
- Quanto às questões ambientais, relacionadas com as emissões de gases de efeito estufa e mudanças climáticas, considerando as fases de extração mineral, de fabricação dos equipamentos e de operação das diversas opções de geração, as usinas hidroelétricas são baixas emissoras de gases de efeito estufa. De fato, de acordo com os estudos de avaliação de ciclo de vida considerados na formulação dos indicadores do IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* de 2011, as hidroelétricas emitem cerca de 20 gramas de CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Estas emissões das hidroelétricas são inferiores às da geração a partir da biomassa e da solar fotovoltaica e superiores às da geração a partir da nuclear e da eólica (a menor emissora). As térmicas a combustíveis fósseis emitem valores muito superiores aos das hidroelétricas, sendo da ordem de 470 para o gás natural, 840 para os derivados de petróleo e 1.000 gramas de CO<sub>2</sub>-eq/kWh para o carvão mineral.
- O Supremo Tribunal Federal em 2025, através do ministro Flávio Dino, decidiu que os povos indígenas afetados pela UHE Belo Monte têm direito a participar dos resultados econômicos dessas atividades, como previsto no §3º art. 231 da Constituição. A decisão tem alcance mais amplo porque em princípio admite a exploração de minerais e recursos hídricos em territórios indígenas, inclusive usinas hidroelétricas, desde que haja concordância dos próprios indígenas. Nas palavras do Ministro, a decisão cria “condições de participação dos povos indígenas em atividades atingindo suas terras, de modo a que eles deixem de ser apenas vítimas e passem à condição de beneficiários”. Como a ilegalidade avança onde a legalidade é proibida, muitos indígenas brasileiros sofrem com o desmatamento e garimpo predatórios. Apesar desta decisão ter ocorrido vários anos após a entrada em

operação desta UHE, ela cria as condições para que os indígenas se beneficiem da atuação de empresas legalmente constituídas em sua área de influência, como ocorre no Canadá, sinalizando para a possibilidade de implantação de usinas hidroelétricas em terras indígenas.

- Extrair o máximo de eficiência, e novos produtos, das usinas hidroelétricas existentes, incorporando na regulamentação setorial as receitas necessárias para recuperação dos investimentos na recapacitação destas, na utilização adicional do barramento já implantado, nas soluções para remoção das restrições na operação de montante e jusante dos barramentos das hidroelétricas; nos novos serviços de flexibilidade, e qualificação de mais atributos operacionais, solicitados pelo operador do SIN. A principal barreira é a visão regulatória de não adicionar novas receitas aos ativos existentes, devido ao volume atual das tarifas ao consumidor. A realidade mais apropriada deveria ser uma visão objetiva dos custos/benefícios de cada solução, expurgando aquelas não justificáveis;
- Coordenação junto ao poder legislativo para a nova legislação e regulamentação de apoio aos novos projetos hidroelétricos, incorporando onde necessário, as políticas públicas pertinentes.

A conjunção destas contribuições certamente trará uma nova visão do mercado e dos consumidores do potencial hidroelétrico, a ser maximizado em prol da sociedade brasileira.

## Serviços sistêmicos das hidroelétricas

A expansão de novas fontes renováveis não controláveis foi intensificada nos últimos anos e mudou a matriz elétrica. As fontes intermitentes estão ficando cada vez mais significativas que as energias controláveis. Este fato requer os chamados serviços sistêmicos de armazenamento, flexibilidade e diversos controles da operação, incluindo tensão e frequência, atributos fundamentais para a segurança da operação elétrica. A Figura 1 ilustra esta evolução desde o início deste século.

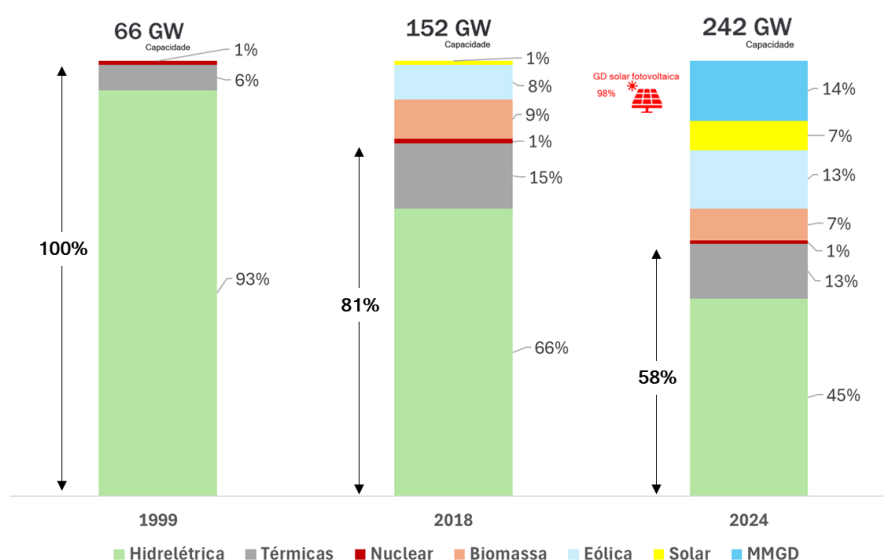


Figura 1 – Evolução da matriz elétrica brasileira de 1999 a 2024

As fontes despacháveis (hidroelétrica e térmica) dominavam a matriz elétrica até o início dos anos 2000 e nos últimos 6 anos a participação caiu de 81% para 58% com o crescimento das eólicas e solares centralizadas e a micro e minigeração distribuída (MMGD) solar. Agora, a dupla hidrotérmica, suportada por máquinas síncronas, é bem menor e a rapidez dessa transformação é tão extraordinária que houve uma perda de 23% de participação das fontes controláveis térmica e hidráulica. A modelagem atual da otimização energética foi desenhada para encontrar a melhor solução para confiabilidade energética ajustando a dupla hidrotérmica controlável.

Além da perda de significância da dupla hidrotérmica, a modelagem vigente para a operação e formação do preço está baseada na otimização probabilística com foco exclusivo na incerteza hidrológica. A crescente penetração de fontes variáveis não controláveis, a intensificação dos usos múltiplos da água e os efeitos das mudanças climáticas impõem a necessidade de uma operação mais resiliente, flexível e adaptativa.

Essa transformação impõe a necessidade de um novo olhar sobre a operação do SIN, em especial sobre o papel dos reservatórios como instrumentos de flexibilidade e suporte à variabilidade renovável, visando a confiabilidade elétrica no atendimento da curva de carga. A premissa adotada de tão somente se preparar para um eventual déficit ao longo de 5 anos, não faz mais sentido.

Seguindo este novo paradigma das hidroelétricas na operação e formação do preço, estaria sendo reconhecida sua expressiva contribuição para a geração energética (MWh), e seu papel como suporte à capacidade de potência (MW), com armazenamento, flexibilidade e confiabilidade elétrica do SIN.

Isto requer um novo olhar de produtos de mercado para as hidroelétricas numa participação mais justa com as demais fontes. Assim é possível recuperar a importância dos serviços oferecidos pelas hidroelétricas. Estas são produtoras de energia (MWh) com todos os atributos da operação elétrica (MW e controles) disponíveis para o operador do sistema elétrico, mas com a receita focada apenas na energia comercializada.

As fontes renováveis variáveis intermitentes (GRVI) são imbatíveis no produto “energia”, mas sem outros atributos para oferecer e, ao mesmo tempo, intensificam a necessidade de novos serviços de outras fontes mais robustas. As hidroelétricas devem ter então uma nova base de receitas com todos os produtos oferecidos ao SIN, e assim poderão disputar de forma justa o produto “energia” com as renováveis intermitentes.

O sistema elétrico atual foi todo projetado para operar com atributos essenciais fornecidos pelas máquinas síncronas, tais como: (i) manutenção do perfil de frequência e de tensão dentro de limites; (ii) resiliência em manter a operação após distúrbios na rede; (iii) capacidade de voltar a operar após desligamentos severos e com grande impacto. As hidroelétricas, apesar de uma remuneração majoritária pelo produto “energia”, sempre desempenharam seu papel no fornecimento de serviços sistêmicos como destacado abaixo em alguns itens:

- Inércia e estabilidade: como máquinas síncronas, as hidroelétricas oferecem inércia

síncrona natural, essencial para atenuar variações rápidas de frequência e reduzir a probabilidade de atuações emergenciais como os ERAC (Esquemas de Alívio de Carga).

- Controle de frequência: participam tanto do controle primário (ajuste automático imediato por reguladores de velocidade) quanto do controle secundário (via Controle Automático de Geração – CAG), fundamentais para manter o equilíbrio carga–geração.
- Suporte de tensão e potência reativa: podem operar como compensadores síncronos, reforçando a estabilidade do sistema, especialmente em períodos de baixo nível de reservatórios e maior risco de sobretensões.
- Serviços de recomposição (Black Start): muitas UHEs são aptas a prover auto restabelecimento integral ou parcial, permitindo a recomposição do sistema em situações de blecaute.
- Flexibilidade operativa: a capacidade de modular rapidamente a geração torna as hidroelétricas aptas a fornecer resposta rápida de frequência (FFR), reservas de potência (primária, secundária e terciária) e suporte durante contingências.

O fato é que o sistema brasileiro ainda é bem resiliente devido as hidroelétricas, no entanto todo o cuidado é pouco. A participação das fontes eólica, solar e MMGD solar fotovoltaica estão conectadas no SIN com inversores. Estes ainda estão em pleno desenvolvimento para a nova tecnologia de “formação da rede” (GFM), ao invés da atual de “seguidora da rede” (GFL), que já está implantada na grande maioria das unidades, e que depende da operação da rede em limites bem restritos.

Um novo paradigma da operação deve buscar trajetórias preferenciais de armazenamento, que preservem níveis seguros do nível de água, evitando a exposição a aflúências críticas e garantindo também a capacidade de resposta às oscilações de geração eólica e solar com flexibilidade. Nessa situação de preservar os níveis de armazenamento, as hidroelétricas estariam então ainda mais aptas e capazes de cobrir amplamente as intermitências das renováveis, e suas consequências na operação.

Este novo paradigma da operação implica para as hidroelétricas uma estratégia mista de receitas para a produção de energia (MWh), e também de outros serviços elétricos de capacidade (MW), armazenamento, flexibilidade e outros controles. A busca dessa meta de preservar reservatórios das hidroelétricas para prover confiabilidade elétrica e energética ao SIN, permite desenhar uma remuneração com a existência de dois mercados de energia e o de capacidade:

- Mercado de Energia que busca remunerar a energia produzida para atender o consumo mensal (MWh) dos consumidores do SIN (livres ou cativos);
- Mercado de Capacidade que busca remunerar as fontes por sua capacidade (MW) de entregar confiabilidade no atendimento à curva de carga do SIN, disponibilizando vários atributos no momento desejado pelo operador, tais como,

potência, flexibilidade, armazenamento, reserva operativa, diversos controles operativos, dentre outros.

Segundo estimativas do ONS, a necessidade de rampa da curva de carga líquida, com redução da produção da energia solar ao final do dia, dobrará entre os anos 2024 e 2028, de 25 GW para 50 GW. Esse padrão também ocorre em outros momentos com ampla variação da produção eólica. As hidroelétricas são as fontes de geração mais capacitadas em responder de forma rápida e segura às flutuações de demanda. O novo perfil de operação com a matriz elétrica atual intensifica o papel do produto capacidade e flexibilidade oferecido pelas hidroelétricas, que é um serviço sistêmico legítimo dadas as seguintes componentes:

- desgaste dos equipamentos hidráulicos, com aumento dos custos de operação & manutenção (O&M);
- redução da vida útil das unidades;
- potencial aumento de investimentos buscando mais flexibilidade.

Essa capacidade e flexibilidade operacional é um recurso valioso para a estabilidade do sistema, pois possibilita ajustes graduais na produção de energia e uma adaptação eficiente às variações das ordens de despacho. O fornecimento com qualidade destes produtos de flexibilidade exige aumento de OPEX, e até mesmo investimentos que demandam novo perfil de OPEX e CAPEX.

A regulamentação para esta nova receita seria um mercado de capacidade, que incluiria a potência e flexibilidade das hidroelétricas. Esta nova receita incluiria de forma separada a remuneração com os leilões de reserva de potência (LRCAP) considerado na Lei 14.120/21, para novos ativos, além da modernização e recapitação das existentes, buscando manter as diretrizes de risco do CNPE, e um novo mercado livre de potência, incentivado por uma nova contabilização e liquidação de potência na CCEE.

Por similaridade, as térmicas já encontraram um espaço adequado nos leilões de reserva de capacidade (Lei 14.120/2021), que reconhece uma receita para o ativo permanecer no sistema, com a prioridade de fornecer confiabilidade elétrica e a energia é uma consequência. De forma inversa, a permanência das hidroelétricas no sistema está no contrato de concessão. A despeito desse fato, a receita total das hidroelétricas também deve passar por uma revisão regulatória legítima.

Caso contrário, o mercado vai buscar somente os contratos de energia mais competitivos nas fontes renováveis intermitentes, estimulando sua expansão. Isto criará cada vez mais uma situação anômala como a atual, com sobra de capacidade em um sistema mais vulnerável, e com as hidroelétricas descontratadas.

Esta é uma política pública fundamental para manter e expandir o parque hidroelétrico. Neste novo paradigma, os investidores estarão incentivados a retomar a expansão desta fonte renovável, e enfrentar todas as dificuldades socioambientais de novos projetos.

As argumentações acima buscaram oferecer um fortalecimento legítimo para o novo papel

das hidroelétricas, que busca preservar o nível dos reservatórios, e em contrapartida uma receita mais ampla, não só com contratos de energia (MWh), mas também reconhecendo sua oferta de armazenamento, capacidade e flexibilidade para a operação do SIN, e propiciando, de forma adequada, a integração e o balanceamento de volumes elevados das fontes intermitentes eólica e solar. Para que isso aconteça, a Academia Nacional de Engenharia e o CIGRE-Brasil trazem suas contribuições para a formulação de uma nova política que remunere adequadamente os atributos das hidroelétricas.

## Usos múltiplos de reservatórios de hidroelétricas

As usinas hidroelétricas, como outras infraestruturas hidráulicas que contêm reservatórios, podem proporcionar impactos ambientais positivos pelo atendimento de outros usos para as estruturas implantadas e para seus reservatórios. Assim, a um projeto de hidroelétrica, podem ser adicionadas outras finalidades com discretos investimentos adicionais, tais como controle de cheias, irrigação, abastecimento de água, navegação interior, piscicultura, paisagismo e recreação.

Alguns exemplos nacionais marcantes são a seguir mencionados, tais como as hidroelétricas implantadas nos rios Tietê e Paraná que, além de terem sido importantes para o desenvolvimento do Estado de São Paulo pela garantia de suprimento de energia elétrica nas últimas sete décadas, contribuem com importante sistema de transporte fluvial através da sequência de reservatórios e eclusas de navegação.

Na Bahia o reservatório da hidroelétrica de Pedra do Cavalo garante a regularização do rio Paraguaçu, o abastecimento de água urbano a diversas cidades do Estado da Bahia e o controle das cheias que periodicamente assolavam as cidades históricas de São Felix e Cachoeira.

O reservatório da hidroelétrica de Paranoá, em Brasília, é exemplo de paisagismo e recreação, o reservatório da hidroelétrica de Manso é usado para recreação e para evitar inundações em Cuiabá.

Os reservatórios das hidroelétricas de Paraibuna, Santa Branca, Jaguari e Funil, além de regularizarem as descargas do rio Paraíba do Sul, protegem exemplarmente das cheias o vale que contém uma sequência de importantes cidades situadas ao longo de suas duas margens nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Esses reservatórios também viabilizam o abastecimento de água de diversos centros urbanos, inclusive as cidades da região metropolitana do Rio de Janeiro e, a partir de passado recente, garantem a segurança do abastecimento de água à região metropolitana de São Paulo.

Os reservatórios das hidroelétricas de Três Marias, Sobradinho e Itaparica são essenciais para a regularização das descargas do rio São Francisco, para o controle de cheias e principalmente para a transposição de descargas do rio São Francisco, projeto de integração de extensa área nordestina, originalmente concebido em 1834 durante o Segundo Império. Essa transposição passou recentemente a impactar positivamente 12 milhões de pessoas por garantir recursos hídricos para abastecimento de água, dessedentação de animais e irrigação em grande região do Semiárido Nordeste que há muito tempo vinha sendo sujeita a



intensas e frequentes secas devastadoras, a mais severa das quais, entre os anos de 1877 e 1879 que ceifou mais de meio milhão de vidas humanas.

A Lei 14.182/21 já estabeleceu prioridades no uso conjunto dos reservatórios das hidroelétricas, pelo setor elétrico e outros usuários, uso este que deve ser reconhecido. O papel da ANA nessa gestão conjunta é muito importante no estabelecimento de prioridades do uso, e retirada de restrições mais intensas, que podem ser resolvidas com investimentos mais modestos.

## Armazenamento de energia

Como mencionado anteriormente, o armazenamento de energia no SIN sempre foi efetuado através da utilização dos reservatórios de regularização das hidroelétricas para garantia de longo prazo no fornecimento de energia elétrica, complementado pela geração termelétrica como um *back-up* energético no SIN. A redução progressiva da construção de usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização e o crescimento acelerado das fontes renováveis de geração de energia elétrica, não despacháveis e intermitentes, ampliaram a necessidade de alguma forma de armazenamento de energia para otimização da operação ao menor custo, e sempre que operacionalmente possível descartar a opção pela geração termelétrica pelas questões ambientais de emissão de gases de efeito estufa (GEE), além de oferecer flexibilidade ao sistema, por exemplo, pela rápida tomada de carga. Deve-se reconhecer também que a energia eólica pode ser complementar à hidroeletricidade por aumentar a produção de energia na época de seca, como ocorre, por exemplo, na região Nordeste. Um crescimento da eólica diminui a necessidade de transferência de energia sazonalmente. Entretanto, a intermitência da produção é maior no curto prazo.

Cabe destacar que a intermitência da geração proveniente das fontes renováveis (solar e eólica) tem impacto tanto na frequência de utilização de um sistema de armazenamento como em relação ao volume de energia a ser armazenado. Este conceito é fundamental para a definição da tecnologia de armazenamento a ser implantada.

O armazenamento de energia não se limita apenas às compensações das variações de produção de energia de longo prazo causadas por regimes hidrológicos ou às intermitências de curto prazo inerentes às fontes solar e eólica, mas também por proporcionar importantes atributos adicionais para os sistemas elétricos tais como provimento de *back-up*, nivelamento da curva de carga diária, contribuição no atendimento da demanda de pico do sistema, reserva girante para suportar impactos de inesperadas perdas de geração, e manutenção da qualidade de energia das redes de transmissão e de distribuição.

As tecnologias de armazenamento de energia são diversas e, dentre os atributos mais importantes se incluem o volume de energia armazenada e a capacidade de descarga e recarga. Dentre as diversas tecnologias para armazenamento de energia destacam-se as de natureza mecânica, química, eletroquímica, magnética e térmica como ilustrado na Figura 2.

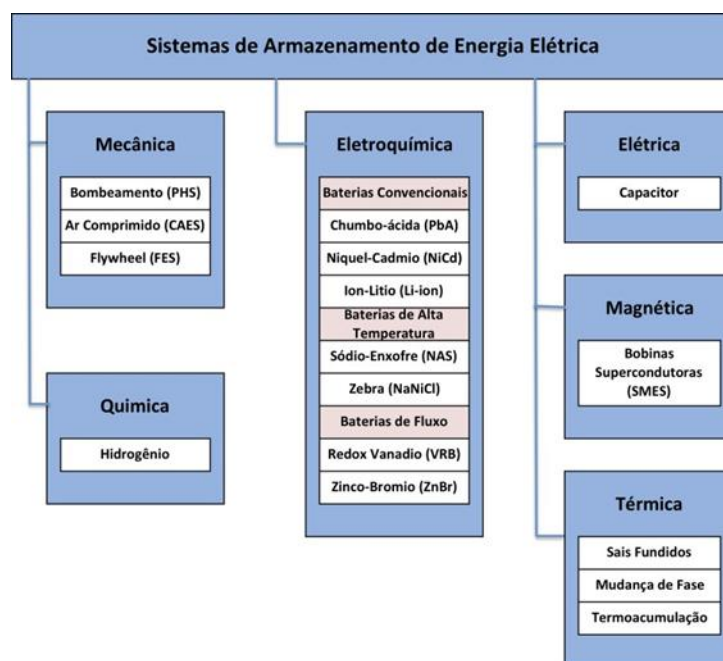
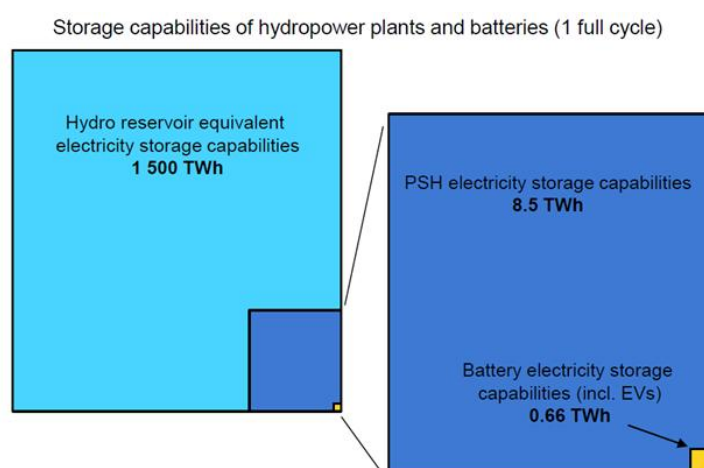


Figura 2 – Tecnologias para armazenamento de energia

Com baixos custos operacionais e grandes capacidades de armazenamento, as usinas hidroelétricas com reservatório de regularização, hoje existentes, são a fonte mais acessível de flexibilidade atualmente. Segundo estimativa da IEA e conforme ilustrado na Figura 3, no ano de 2020, os reservatórios de todas as usinas hidroelétricas convencionais existentes combinadas podem armazenar um total de 1.500 TWh de energia elétrica em um ciclo completo – o equivalente a quase metade da demanda anual atual de eletricidade da União Europeia. Isso é cerca de 170 vezes mais energia do que o conjunto de todas as usinas hidroelétricas reversíveis pode conter hoje – e quase 2.200 vezes mais do que toda a capacidade de baterias, incluindo veículos elétricos.



With low operational costs, existing reservoir hydropower plants are the most affordable source of flexibility today, while pumped storage and battery technologies are increasingly complementary in future power systems.

Figura 3 – Armazenamento global de energia elétrica por hidroelétricas em 2020 (IEA)

Com relação à expansão da capacidade global de armazenamento a partir de novos projetos de usinas reversíveis, a IEA estima que haja um aumento de 7%, atingindo 9 TWh até 2030.

Com esse crescimento, a capacidade de armazenamento dessas usinas permanecerá significativamente maior do que a capacidade de armazenamento de baterias, apesar do armazenamento de baterias (incluindo veículos elétricos) expandir mais de dez vezes até 2030.

Dentre as alternativas com grande capacidade de armazenamento de energia, as hidroelétricas reversíveis são hoje as mais adotadas internacionalmente (em mais de 95% dos casos). Presentemente há muitas hidroelétricas reversíveis em diversos países, em operação ou sendo construídas, algumas das quais com mais de 3.000 MW instalados.

As usinas hidroelétricas reversíveis, de operação diária e sazonal, com três objetivos principais: (i) armazenar água no reservatório superior, nos períodos de cheias dos rios amazônicos, para utilização nos períodos secos (neste sentido desempenha um papel semelhante aos reservatórios de regularização plurianual); (ii) evitar ou reduzir vertimentos nas madrugadas dos dias úteis, nos sábados, domingos e feriados dos períodos de cheias dos rios amazônicos; e (iii) ofertar geração de ponta nos períodos de seca dos rios amazônicos, quando ocorre uma redução significativa da potência garantida das usinas hidroelétricas da Região Norte. Adicionalmente, apresenta as seguintes características:

- O armazenamento de energia, além de proporcionar novas formas de comercialização no mercado de energia elétrica no sistema interligado, possibilita: O armazenamento da energia excedente produzida por fontes renováveis intermitentes;
- A utilização da energia armazenada para suprimento do sistema interligado nos críticos períodos de rampa e de pico de carga diários e também para o aumento de sua energia firme;
- O aumento da estabilidade, da flexibilidade operacional, da confiabilidade, da robustez e resiliência da rede de energia elétrica;
- O aproveitamento eficiente de diversas fontes renováveis para geração de eletricidade, aportando controle de tensão, de frequência e de inércia ao sistema interligado;
- A integração de diferentes fontes de geração de energia com o uso final de energia elétrica;
- A geração de energia elétrica próximo aos centros de carga, ou localização regional próximo das necessidades sistêmicas, aportando inércia, capacidade de curto-circuito e de controle de tensão;
- Garantir energia firme em sistemas isolados supridos majoritariamente por fontes renováveis intermitentes;
- Aumentar a parcela de energia limpa em sistemas isolados híbridos (contendo fontes renováveis e fósseis), substituindo parcela de energia de fontes fósseis (diesel, óleo ou gás natural) por àquela armazenada nos períodos de energia renovável excedente;

- A postergação da expansão do sistema de transmissão.

A Figura 4 apresenta, genericamente, o campo de aplicação das diferentes tecnologias de armazenamento de energia considerando-se a potência requerida e o tempo de descarga (energia a ser disponibilizada), que é o produto destes dois fatores. Elas efetuam a compensação das intermitências das fontes renováveis (solar e eólica) de energia elétrica, destacando-se as usinas hidroelétricas reversíveis que podem atender tanto as demandas de potência elevada por períodos de algumas horas como aquelas de caráter mais longo com tempos de descarga elevados. Por outro lado, os conjuntos de baterias, seriam capazes de atender a demanda de dezenas ou centenas de megawatts durante algumas horas.

No curto e no médio prazo, os estudos de seleção das tecnologias de armazenamento de energia para o SIN, de modo a ampliar os serviços sistêmicos de confiabilidade para uma operação segura e com custo menor, irão invariavelmente apontar como solução as usinas hidroelétricas reversíveis ou os sistemas de baterias. Atualmente a única solução pragmática para os serviços de confiabilidade tem sido a ampliação do parque térmico.

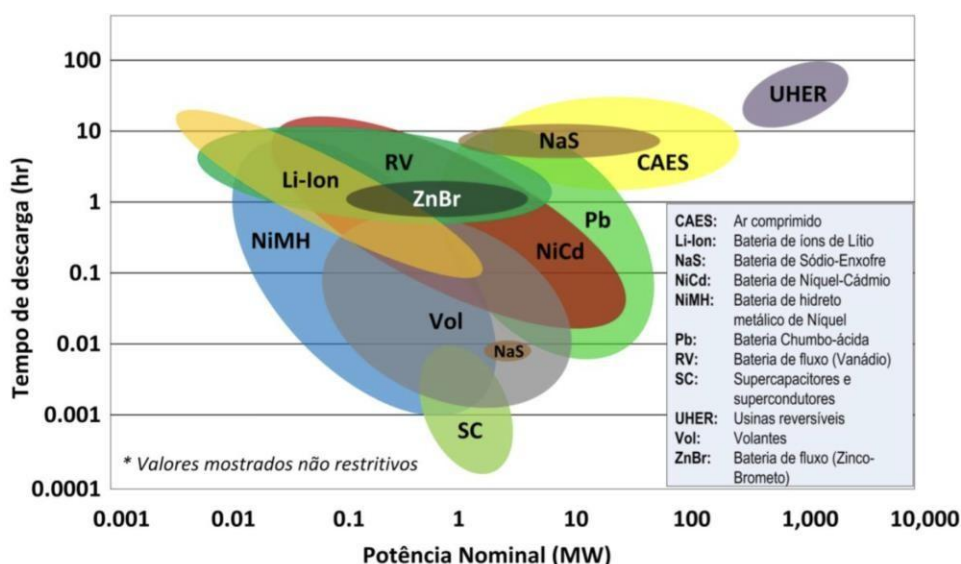


Figura 4 – Nichos de aplicação das diferentes tecnologias de armazenamento de energia considerando a potência requerida e o tempo de descarga

Cumprе realçar que, embora tenha havido hidroelétricas reversíveis implantadas pela São Paulo Light nos anos 40 (Traição e Pedreira) e pela Rio Light (Vigário) nos anos 50 do século passado (usinas que dispunham de unidades reversíveis), essas unidades integravam dois esquemas que tinham por objetivo principal a transposição de vertentes da Serra do Mar para geração de energia elétrica em usinas de alta queda (Cubatão e Henry Borden em São Paulo e Fontes e Nilo Peçanha no Rio de Janeiro). Por falta de regulação, novas hidroelétricas reversíveis, embora reconhecidamente cada vez mais necessárias, não foram mais implantadas no País.

As usinas hidroelétricas reversíveis (UHR), ou sistemas de armazenamento hidráulico (SAH), apresentam algumas vantagens específicas quando aplicadas no setor elétrico brasileiro, em relação as baterias eletroquímicas, por exemplo as de Li-ion. A Tabela 1 a seguir apresenta

uma visão comparativa das duas tecnologias de armazenamento, quando aplicadas ao setor elétrico nacional.

Notadamente, as usinas reversíveis se destacam como mais vantajosas no setor elétrico nacional, no entanto, as baterias podem também ter aplicações mais atrativas, tais como, fácil inserção nas redes de distribuição próximo da geração distribuída, possibilidade de adoção dentro da área de implantação das usinas renováveis intermitentes, e aplicações bem direcionadas para redução de custos de redes – transmissão, distribuição e sistemas isolados. Dentro deste quadro é possível afirmar no momento atual de desenvolvimento tecnológico que:

- Usinas hidroelétricas reversíveis são mais apropriadas para as aplicações sistêmicas de maior porte por sua versatilidade em tempos de recarga e descarga, qualificações bem amplas para atender os requisitos operativos, associação com reservatórios existentes promovem mais flexibilidades em redes conjugadas a estes empreendimentos;
- Baterias encontram melhor aplicação com volumes menores em redes dedicadas na média e baixa tensão, podendo promover adiamento de investimentos de rede e maior controle dos efeitos da geração distribuída.

Tabela 1 – Comparação entre tecnologias de armazenamento: hidroelétricas reversíveis (UHR) e sistemas de armazenamento hidráulico (SAH)

UHR		BESS	
vantagem	desvantagem	vantagem	desvantagem
+ competitivas	localização + difícil para soluções sistêmicas	+ fácil localização	competitiva
tecnologia madura com avanços recentes que oferecem ainda mais flexibilidade	potencial economia de escala na aplicação sistêmica	aplicação modular	tecnologia não madura
máquina síncrona - todos os atributos para operação		+ rápida na implantação	conexão com inversores
baixo impacto ambiental			impacto ambiental ainda não dominado
localização, tempos de descarga e recarga mais simples com a solução ciclo fechado			alta intensidade de importação
aplicação controlada em reservatórios existentes			dificuldade de aplicações sistêmicas com grandes montantes e pouca

UHR		BESS	
vantagem	desvantagem	vantagem	desvantagem
			experiência na aplicabilidade aos problemas reais do SIN

No Anexo 2 é apresentado o momento atual da regulação no setor elétrico brasileiro, bem como algumas contribuições da ANE no avanço da adoção de usinas reversíveis no SIN.

## Benefícios dos serviços ancilares propiciados pelas hidroelétricas

O modelo atual do SIN contempla vários agentes com diferentes funções, tipos de fontes, equipamentos e interesses de negócio, que trouxeram grandes desafios para o planejador, para o regulador e para o operador do sistema interligado.

A transição energética vem incorporando novos desafios com acentuado aumento de complexidade no planejamento e na operação dos sistemas elétricos. Nesses novos cenários, os serviços ancilares são essenciais para viabilizar, com modicidade tarifária, o suprimento de energia elétrica com níveis adequados de confiabilidade, de segurança elétrica, de resiliência e de adequabilidade.

A correta definição dos serviços ancilares, incluindo os critérios a serem adotados, a aferição e a precificação, torna-se uma das questões mais complexas.

As unidades geradoras das usinas hidroelétricas possuem atributos e recursos que muito contribuem para a operação eletroenergética robusta de sistemas interligados, tais como:

- Controle do perfil de tensão da rede de EAT;
- Manutenção da inércia do sistema;
- Controle da frequência da rede (regulação primária, secundária e terciária);
- Controle do carregamento da rede de transmissão e de equipamentos;
- Compensação dos desvios de geração e intermitência das usinas eólicas e solares;
- Compensação das rampas e picos de carga (curva do pato);
- Controle dos limites de transmissão para cada condição operativa (*Available Transmission Capacity*);
- Rápida resposta durante perturbações;
- Amortecimento das oscilações eletromecânicas;
- Manutenção de níveis mínimos de curto-circuito;
- Capacidade de recomposição dos sistemas após perturbações;
- Possibilidade de execução de desligamentos programados de circuitos/equipamentos;
- Ilhamento por subfrequência de médias e pequenas usinas hidroelétricas, com



carga local durante perturbações, reduzindo o montante de carga desligada e acelerando o processo de recomposição;

- Operação de unidades hidroelétricas como compensadores síncronos.

## Efeitos da transição energética

Globalmente, é notória a preocupação com o aquecimento global - ou Mudança do Clima (MC), e com os impactos do aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE), culminando com o Acordo de Paris sobre Mudança do Clima em 2015, na 21ª Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas (COP21), que visa limitar o aumento da temperatura da Terra em até 1,5 °C até 2100, onde cada país participante evidenciou as suas estratégias de mitigação às MC.

Ao contrário do Brasil, o setor energético mundial tem sido um dos principais atores da MC global, contribuindo, segundo a IEA, com pelo menos 2/3 das emissões de GEE. Logo, o Acordo de Paris é um acordo sobre energia. Como consequência, está em curso uma transformação disruptiva no sistema energético mundial – a “transição energética”, com a aceleração da descarbonização da economia e a implementação, em larga escala, de tecnologias limpas e renováveis, notadamente as fontes eólica e solar.

Apesar das vantagens, a intermitência da geração eólica e solar, dada as suas variabilidades horária, diária e mensal, constitui um desafio para sua integração ao sistema. Uma capacidade inadequada de prever as suas produções nos diversos horizontes de tomada de decisão afeta adversamente o *trade-off* entre segurança, custo e GEE.

O setor elétrico brasileiro encontra-se em posição privilegiada com relação à transição energética por ainda dispor de um enorme potencial de fontes renováveis e porque tem contribuído há décadas para a minimização de emissões de GEE devido à adoção de uma política energética que sempre privilegiou as fontes renováveis, em especial as hidroelétricas.

A matriz elétrica eminentemente limpa e renovável do nosso país implica uma transição energética alinhada a esta especificidade positiva. Embora seja uma economia emergente, o Brasil ainda é um país em desenvolvimento, o que significa que a demanda por energia irá crescer, colocando-se o desafio de enfrentar este crescimento da forma mais eficiente possível, buscando-se o equilíbrio entre os aspectos socioambientais, econômicos e de segurança energética; considerando o impacto da mudança do clima.

Assim, a implementação da transição energética vem avançando significativamente com alguns resultados positivos e enormes desafios. Entre os desafios destaca-se acentuado acréscimo de geração de energia elétrica por fontes renováveis não despacháveis e intermitentes e a substituição do consumo de derivados de petróleo e de carvão por energia elétrica na indústria e no transporte. Os recentes incentivos à geração distribuída (sobretudo painéis fotovoltaicos em edificações, desprovidas de baterias) têm ocasionado acréscimos de riscos operativos e de custos para as concessionárias de distribuição, para o sistema interligado e, consequentemente, para o consumidor final. Apesar da matriz elétrica no



Brasil ser predominantemente composta por fontes renováveis, o sistema interligado enfrenta dificuldades operativas devido ao exponencial crescimento de instalação de fontes renováveis intermitentes que não possuem capacidade de seguimento da carga, nem controle de tensão ou de frequência, e nem mesmo capacidade de reserva de energia.

A energia hidroelétrica hoje tem um papel fundamental na transição energética, não apenas por meio das enormes quantidades de eletricidade de baixo carbono que produz, mas também por causa de sua capacidade inigualável de prover flexibilidade e armazenamento aos sistemas elétricos, sendo um importante contribuidor para serviços essenciais de confiabilidade. Apresenta também a característica única de fornecer flexibilidade ao sistema em diferentes escalas de temporais, desde serviços de estabilidade de curto prazo até armazenamento sazonal de longo prazo por meio do gerenciamento de seus reservatórios.

A Empresa de Pesquisa Energética EPE prevê a necessidade de acréscimo de potência ao SIN atual, de 5.500 MW em 2028 por fontes despacháveis. Aos acréscimos de fontes renováveis intermitentes, deverá corresponder acréscimos de capacidade em usinas despacháveis em toda a evolução futura do sistema interligado.

Para os sistemas de armazenamento de energia, baterias ainda são dispendiosas e impactantes ao meio ambiente, desde a mineração dos insumos de seus componentes até o seu descarte. Sistemas de baterias não são adequadas para reserva de energia de longa duração.

Uma parcela das termoeletricas brasileiras são necessárias para operação na base, em complementação à energia renovável, garantindo um nível adequado de suprimento. Além de dispendiosas e impactantes ao meio ambiente, as termoeletricas necessitam serem ligadas com antecedência e desligadas lentamente, o que significa que seu despacho para atendimento de rampa e da ponta de carga do SIN, implica na emissão de maiores quantidades de gases de efeito estufa. Entretanto, para que a garantia de suprimento seja mantida em nível adequado e como tem havido dificuldades no licenciamento de novas hidroelétricas que são de tecnologia conhecida e tradicionalmente adotada no Brasil e no exterior, prevê-se a curto prazo, significativa ampliação da geração termoeletrica neste País, contrariando compromissos ambientais assumidos pelo Brasil em fóruns internacionais.

É importante frisar que as emissões do setor elétrico são muito pequenas em relação aos demais setores. Segundo o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG 2023), do Observatório do Clima, os setores com maior participação no total de emissões de GEE no Brasil (2,32 bilhões de toneladas em 2022, segundo) são a mudança de uso da terra e floresta (48,3% em 2022), e a agropecuária (26,6%); o setor energético contribuiu com 17,8% e o setor elétrico com apenas 0,98% do total de emissões de GEE do País.

## Conclusões e recomendações

- Segundo a Agência Internacional de Energia – IEA, a energia hidroelétrica é o “gigante esquecido” da eletricidade de baixo carbono, sendo a espinha dorsal da geração de eletricidade de baixo carbono, fornecendo quase metade dela no mundo todo hoje.
- A hidroeletricidade é internacionalmente reconhecida como fonte renovável e limpa. Renovável devido ao ciclo “chuva / vazões dos rios / evaporação / chuva”, e limpa porque a transformação energética, da forma mecânica para eletricidade, não polui a atmosfera com emissões de gases (existem emissões de metano no circuito da turbina e de CO<sub>2</sub> no lago de reservatório). Neste sentido, a hidroeletricidade se insere no contexto do desenvolvimento sustentável.
- Nas hidroelétricas, na transformação da energia potencial em energia mecânica e depois em energia elétrica, não há significativa participação de energia em forma de calor, o que permite o aproveitamento da quase totalidade da fonte primária com elevado rendimento.
- Ao contrário de muitas outras fontes, as hidroelétricas apresentam períodos de operação muito superiores aos adotados nas avaliações econômicas. No Brasil há hidroelétricas que permanecem operando há mais de cem anos.
- Hidroelétricas com investimentos totalmente amortizados podem continuar produzindo energia com custos exclusivamente de operação e manutenção, que costumam ser muito discretos. O investidor deve capturar essa margem positiva e reinvestir no propósito da concessão num “círculo virtuoso” para o setor elétrico brasileiro.
- Considerando a evolução vertiginosa da instalação de geração renovável, variável e não despachável, principalmente na geração distribuída que escapa ao controle do ONS, e considerando os benefícios sistêmicos inerentes à operação de usinas hidroelétricas reversíveis, urge que seja implementada a regulação para usinas hidroelétricas reversíveis, bem como para sistemas de armazenamento.
- O poder concedente deve estruturar uma política tributária direcionada, que reconheça a oneração excessiva dos investimentos em hidroelétricas, que é um produto nacional. A perda competitividade por ser um produto “nacional”, com alta empregabilidade, apoio para a indústria brasileira, e as vantagens setoriais já elencadas, não pode ser um entrave para o incentivo das novas hidroelétricas. Uma solução similar ao REIDI com uma amplitude ainda maior e mais eficaz é uma estratégia simples e efetiva para as hidroelétricas.
- Recomenda-se que sejam reconhecidos, adotados, devidamente valorados e monetizados, os serviços sistêmicos à produção de energia elétrica por usinas hidroelétricas, como armazenamento, capacidade, flexibilidade e ancilares.

- Considerando que empreendimentos que implicam em implantação de reservatórios necessitam, em geral, de elevados investimentos, recomenda-se que seja sempre considerada a otimização econômica e ambiental da implantação de usos múltiplos nos reservatórios, além da geração de energia elétrica.
- Considerando os elevados custos dos outros sistemas de garantia de suprimento energético e os seus efeitos econômicos deletérios à sociedade, recomenda-se que sejam corretamente valorados os benefícios econômicos e ambientais dos usos múltiplos de reservatórios de hidroelétricas.
- Torna-se necessário o estabelecimento de um correto arcabouço regulatório ou modelo comercial que permita identificar a real viabilidade econômica de empreendimentos hidroelétricos.
- Adaptações regulatórias devem ainda considerar as especificidades e externalidades de cada fonte de geração, e seus impactos no sistema elétrico, de forma a evitar subsídios cruzados, os quais redundam em elevação das tarifas.
- Recomenda-se que sejam estudadas as possibilidades de aumento de unidades geradoras nas diversas usinas hidroelétricas que dispõem de *bays* para instalação de unidades geradoras adicionais. São muitas as hidroelétricas de porte que dispõem de possibilidade de consideráveis acréscimos de capacidade e cujas implementações podem ser efetuadas com baixíssimos impactos ambientais.
- Recomenda-se a análise da realização de *retrofit* de usinas hidroelétricas antigas. Há estudos da EPE que indicam a possibilidade de acréscimos de geração e de segurança operativa, com desprezíveis impactos ambientais.
- Considerando a existência de milhares de reservatórios que foram implantados para outras finalidades e que talvez possam ser aproveitados para instalação de unidades geradoras, sugere-se a realização de estudos para verificar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de instalação de unidades geradoras de energia elétrica aproveitando a existência desses reservatórios.
- Considerando que as hidroelétricas propiciam, além da geração de energia elétrica, benefícios sistêmicos sem os quais novas unidades geradoras renováveis e intermitentes se tornam inviáveis, recomenda-se que seja efetuada revisão no manual de estudos de inventário hidroenergético que, na versão atual, penaliza alternativas de partição de queda que incluem reservatórios de regularização. Adicionalmente recomenda-se que nos inventários hidroenergéticos disponíveis sejam feitas revisões de partição de queda levando-se em conta a correta valoração de reservatórios e as alterações operativas de reservatórios que estão sendo demandadas na presente fase de transição energética.
- Caso por determinação do ONS, seja necessário que algumas unidades geradoras apresentem características que excedam requisitos mínimos, o agente gerador deverá ter direito ao ressarcimento dos custos adicionais de investimento.

- Deve haver, para cada hidroelétrica, a correta definição dos serviços a serem considerados como ancilares, incluindo os critérios a serem adotados e a sua aferição. A justa precificação dos serviços ancilares é uma das questões mais complexas, porém necessária e urgente.
- O ONS e a ANA devem persistir no esforço de identificar e achar meios de mitigar as restrições operativas impostas às hidroelétricas com o propósito de evitar bruscas flutuações de nível de água dos reservatórios e dos rios a jusante das usinas, além de se aprimorar a governança sobre as restrições hidráulicas das usinas hidroelétricas.
- Recomenda-se a realização de campanhas informativas e de esclarecimento para a sociedade sobre o desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos, enfatizando especialmente que se trata de uma fonte renovável, os seus múltiplos benefícios, o seu papel na integração e balanceamento de volumes elevados das fontes intermitentes eólica e solar.

Por fim, o país não deveria desistir de desenvolver parte do seu potencial hidrelétrico remanescente, buscando o equilíbrio entre os aspectos socioambientais e econômicos, considerando os usos múltiplos dos recursos hídricos e se constituindo em um vetor de conservação ambiental permanente.

## ANEXO 1 - Debate sobre Potenciais Políticas Públicas com foco nas questões socioambientais das Hidroelétricas

O setor elétrico brasileiro tem o privilégio de ter explorado parte seus recursos naturais com hidroelétricas. O jargão usual de que já fizemos nossa “transição energética” no setor elétrico, se deve a este foco passado na exploração do potencial hidroelétrico com racionalidade. A visão da sociedade brasileira em relação a política socioambiental mudou, e evidentemente novas práticas são ora adotadas em respeito a este novo espectro. A ponderação correta do deve ser feito, e mais como mitigar as ações necessárias para as hidroelétricas tem sido uma barreira real para o desenvolvimento de novos projetos.

### Regime especial para compensações ambientais

As principais normas que regulamentam a compensação ambiental no Brasil são a Lei nº 9.985/2000, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC), a Resolução CONAMA nº 371/2006 e o Decreto nº 6.848/2009, responsável por detalhar os procedimentos para a aplicação desses recursos.

De acordo com esse arcabouço legal, os empreendimentos hidroelétricos que geram impacto ambiental significativo são obrigados a aportar recursos financeiros destinados, em grande parte, à criação, implementação ou manutenção de unidades de conservação.

Entretanto, a prática revela fragilidades importantes nesse regime compensatório. Há uma falta de padronização e transparência na definição dos valores indenizatórios, o que gera desigualdade e insegurança jurídica. Além disso, observa-se a baixa efetividade das ações compensatórias, muitas vezes executadas de forma dissociada dos danos ambientais que deveriam mitigar.

Soma-se a isso a ausência de monitoramento e auditoria robustos, o que compromete a avaliação dos resultados alcançados. Outro ponto crítico é a recorrente interferência política na destinação dos recursos, que enfraquece sua função primordial de reparar e compensar impactos socioambientais. Sob o ponto de vista sistemático, as propostas de revisão dos mecanismos para compensação de sobre custos ambientais visam limitar custos e reduzir rigidez. A Tabela 2 sintetiza o mecanismo vigente e demais discutidos nos últimos anos.

Tabela 2 – Análise de mecanismos vigentes e em discussão para compensações ambientais

Mecanismo / Proposta	Descrição	Prós p/ Empreendedor UHE	Contras p/ Empreendedor UHE
<b>Regime vigente (Lei 9.985/2000)</b>	Percentual de compensação definido pelo órgão ambiental (0,5% até teto).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Já conhecido e incorporado no planejamento.</li> <li>Teto de 0,5% limita aumento dos custos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta previsibilidade sobre o valor exato.</li> <li>Processo de definição pode ser demorado e burocrático.</li> </ul>
<b>PL 4.211/2021</b>	Reflorestamento igual à área inundada (≥50% espécies nativas).	Nenhum benefício direto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumenta significativamente o CAPEX.</li> <li>Exige gestão florestal complexa e de longo prazo.</li> </ul>
<b>PL 290/2020 e 155/2023</b>	Compensação via créditos de carbono.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilidade para escolher como compensar</li> <li>- Possibilidade de valorizar imagem e até gerar receita com créditos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Depende de mercado regulado ou voluntário confiável.</li> <li>- Pode ter custos adicionais de certificação.</li> </ul>
<b>PL 266/2007</b>	Limita compensação a 0,5% do	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reduz obrigações em</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pouca margem para</li> </ul>

Mecanismo / Proposta	Descrição	Prós p/ Empreendedor UHE	Contras p/ Empreendedor UHE
	custo.	comparação a hoje. • Previsibilidade total aos custos.	negociação ambiental em projetos sensíveis.
<b>Sugestão CONAMA (2010)</b>	Compensação aplicada apenas em UCs próximas à usina.	• Reduz conflitos locais e melhora aceitação social. • Gera ganhos de reputação no território.	• Não reduz custos globais, apenas direciona recursos.
<b>Lei 14.119/2021 (PSA)</b>	Uso de Pagamentos por Serviços Ambientais, CRA, títulos verdes.	• - Possibilidade de transformar custo em ativo financeiro. • Flexibilidade de aplicação em diferentes projetos.	• Requer estrutura de mercado e governança ainda em consolidação.
<b>Mercado voluntário / Floresta+</b>	Compensação por créditos de carbono ou PSA voluntário.	• - Transforma obrigação em investimento verde. • Pode melhorar imagem institucional.	• Mercado incipiente e volátil. • Certificação pode ser cara e complexa.
<b>Análise Custo-Benefício (ACB)</b>	Inclui custos socioambientais nas avaliações de viabilidade.	Nenhum benefício direto.	• - Eleva risco de inviabilização de projetos. • Adiciona custos de estudos e atrasos em licenciamento.

### Rito de liberação ambiental expedito

A Medida Provisória nº 1.308, de 12 de agosto de 2025, trouxe novidades relevantes ao processo de licenciamento ambiental no Brasil, ao instituir a chamada Licença Ambiental Especial (LAE). Essa modalidade tem como objetivo principal conferir maior celeridade à análise de empreendimentos de grande porte que venham a ser classificados como estratégicos pelo Poder Executivo. No contexto das hidroelétricas, a medida não significa uma flexibilização indiscriminada, mas sim a possibilidade de um rito mais expedito para projetos selecionados de acordo com critérios de interesse nacional.

A grande inovação da MP está na estruturação de um processo prioritário, com prazo máximo de doze meses para análise, sem renunciar a etapas essenciais como a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Além disso, a audiência pública, instrumento de participação social, permanece prevista, garantindo espaço para manifestação de comunidades e partes interessadas. Dessa forma, a LAE busca conciliar a urgência de investimentos em infraestrutura com o respeito a salvaguardas ambientais e sociais.

No caso das hidroelétricas, tradicionalmente submetidas ao rito trifásico de Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação (LP, LI e LO), a introdução da LAE pode representar uma mudança significativa. Uma usina hidroelétrica que seja considerada estratégica poderá, em tese, obter autorização de forma mais rápida, reduzindo incertezas e custos relacionados ao tempo prolongado de análise. Contudo, a MP não altera os requisitos técnicos fundamentais, mantendo a exigência de estudos robustos de impacto ambiental.

É importante destacar que a aplicação da LAE depende da publicação de decretos presidenciais que definam quais empreendimentos serão enquadrados como estratégicos. Essa lista será proposta a cada dois anos pelo Conselho de Governo, e a inclusão de hidroelétricas dependerá da agenda energética nacional. Assim, o impacto imediato da MP

ainda é limitado, mas ela abre caminho para que determinados projetos possam ser acelerados, sobretudo em regiões onde há demanda urgente por expansão da geração elétrica.

Paralelamente, as legislações estaduais já vêm experimentando modalidades simplificadas de licenciamento, especialmente para centrais de pequeno porte, como as Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGHs) e as novas Centrais Hidroelétricas de até 50 MW (CH50). Estados como o Paraná, por exemplo, regulamentaram o uso de Licença por Adesão e Compromisso (LAC) e Licença Ambiental Simplificada (LAS), permitindo a tramitação eletrônica e a redução de etapas para empreendimentos de baixo impacto. Essas iniciativas mostram uma tendência de diversificação de instrumentos, adaptados ao porte e aos riscos de cada projeto.

Em síntese, a MP nº 1.308/2025 representa um esforço de modernização do marco regulatório do licenciamento ambiental, oferecendo uma alternativa expedita para empreendimentos estratégicos sem eliminar as obrigações de avaliação de impactos. Para as hidroelétricas, a medida pode se traduzir em maior previsibilidade e agilidade, desde que os projetos sejam reconhecidos como prioritários pelo governo federal. O desafio, daqui em diante, será equilibrar a necessidade de acelerar investimentos em geração elétrica com a preservação ambiental e o engajamento das comunidades afetadas.

### **Fronteira Amazônia**

A fronteira amazônica concentra uma série de desafios quando o tema é a implantação de hidroelétricas e o respectivo licenciamento ambiental. Trata-se de uma região de altíssima sensibilidade socioambiental, com ecossistemas complexos e biodiversidade singular, onde qualquer intervenção causa repercussões que se estendem muito além da área diretamente afetada. O impacto sobre a fauna, a flora e o regime hidrológico dos rios amazônicos é frequentemente cumulativo, o que torna o processo de análise ambiental mais rigoroso e sujeito a disputas técnicas e jurídicas.

Um dos pontos centrais refere-se à presença de povos indígenas e populações tradicionais, como ribeirinhos, quilombolas e extrativistas, que dependem diretamente dos recursos naturais da região. A construção de hidroelétricas pode afetar territórios, modos de vida e atividades de subsistência, exigindo a aplicação de protocolos de consulta prévia, livre e informada, conforme previsto na Convenção 169 da OIT. Esse processo, no entanto, costuma ser fonte de controvérsias e questionamentos judiciais, ampliando a complexidade do licenciamento.

Outro desafio relevante é a questão logística. A Amazônia é marcada por infraestrutura limitada e grandes distâncias, o que faz com que a implantação de obras hidroelétricas dependa de estradas, linhas de transmissão e canteiros de obras. Essas intervenções secundárias acabam gerando impactos adicionais, como desmatamento indireto, abertura de novas frentes de ocupação e estímulo a atividades econômicas ilegais ou predatórias, como o garimpo e a exploração madeireira. O contexto internacional também exerce influência sobre o debate. A Amazônia é objeto de atenção constante da comunidade global, tanto por seu papel na regulação climática quanto por sua relevância em acordos



ambientais. Projetos hidroelétricos de grande impacto tendem a atrair críticas externas, o que pode afetar a imagem do país e até interferir em negociações comerciais e climáticas. Esse fator geopolítico confere ao licenciamento um peso estratégico que vai além das fronteiras nacionais.

No âmbito interno, a tensão entre segurança energética e conservação ambiental se torna particularmente evidente na região amazônica. O Brasil dispõe de um potencial hidrelétrico expressivo nos rios amazônicos, e explorar essa capacidade é visto como estratégico para sustentar o desenvolvimento econômico e a oferta de energia. Por outro lado, os custos ambientais e sociais dessa exploração são elevados, colocando em pauta a necessidade de encontrar um equilíbrio entre expansão da infraestrutura e preservação dos serviços ecossistêmicos.

Neste sentido, surge o conceito de “Usinas Hidroelétricas Plataformas” para sua aplicação em áreas com baixa ou nenhuma ação antrópica. Este conceito “consiste em uma metodologia para planejar, projetar, construir e operar um aproveitamento hidroelétrico ou um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos situados em espaços territoriais, legalmente protegidos, ou aptos a receberem proteção formal e em áreas com baixa ou nenhuma ação antrópica, de modo que sua implantação se constitua em um vetor de conservação ambiental permanente”. Neste sentido, a usina plataforma será planejada, projetada, construída e operada, considerando que a mesma não é e não será um fator de desenvolvimento na área/região de sua localização, com a criação de vilas, áreas urbanas, população permanente com suas atividades econômicas. Toda a infraestrutura necessária para a sua construção será considerada como temporária, sendo desmontada no final da construção da usina, ocasião em que será recomposto todo o ecossistema anteriormente existente ao redor da usina, tornando-se ela um fator de preservação ambiental permanente. A sua operação será feita com o máximo de automação e um mínimo de trabalhadores, exclusivamente dedicados às atividades de operação e manutenção, em regime de turnos e com uma infraestrutura mínima para atendimento destes trabalhadores. Em resumo, o aproveitamento hidroelétrico passa a ser um vetor de conservação ambiental permanente, ao invés de desenvolvimento regional.

Por fim, a governança e a fiscalização representam um dos maiores entraves. A presença limitada do Estado na fronteira amazônica dificulta o monitoramento das obras e a aplicação efetiva das condicionantes impostas nas licenças ambientais. Isso fragiliza a confiança nos processos de controle e abre espaço para irregularidades, gerando insegurança tanto para investidores quanto para as comunidades locais. Nesse sentido, a fronteira amazônica sintetiza, de forma aguda, o dilema brasileiro entre promover grandes projetos de geração hidroelétrica e garantir a proteção ambiental e social.

Atualmente, não há uma lei federal específica aprovada que trate de forma direta e exclusiva das questões socioambientais da "fronteira amazônica" em relação a hidroelétricas. Entretanto, há um conjunto de legislações e normas que, direta ou indiretamente, afetam esses temas:

- Aprovou-se recentemente o PL 2.159/2021, que institui a Lei Geral do

Licenciamento Ambiental (LGLA). Ele passa a integrar licenças simplificadas e, entre suas inovações, está a criação da Licença Ambiental Especial (LAE) para projetos estratégicos, com rito acelerado. Essa lei foi sancionada com 63 vetos em agosto de 2025, mas a LAE entrou em vigor imediatamente via Medida Provisória, antes do prazo previsto originalmente. Muitos consideram que essa norma representa um enfraquecimento das salvaguardas ambientais — especialmente relevantes para as áreas sensíveis da Amazônia

- Outro ponto sensível do PL 2.159/2021, que é parte do pacote legislativo de licenciamento ambiental, apelidado por algumas frentes como “PL da Devastação”, por suprimir mecanismos de controle como pareceres vinculantes de órgãos técnicos, flexibilizar proteção de territórios indígenas, quilombolas e sítios arqueológicos. A proposta tramita com críticas fortes de especialistas.

## ANEXO 2 - Sistemas de Armazenamento Hidráulico (UHEs reversíveis) no Brasil: Perspectivas, Arranjos e Estratégias para uma Integração Plena

O Sistema Interligado Nacional está passando por uma mudança estrutural com o avanço de fontes renováveis variáveis, especialmente eólica e solar. Essa nova configuração exige soluções que aumentem a estabilidade e a flexibilidade do sistema. Os Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH), ou Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR), destacam-se como a alternativa mais consolidada no mundo, representando a grande maioria da capacidade global de armazenamento em larga escala. O Brasil tem vantagens naturais e domínio técnico em hidroelétricas, o que facilita a incorporação dessa tecnologia para reduzir oscilações, evitar perdas de geração renovável e reforçar a segurança do sistema.

A tecnologia dos SAHs é madura, mas continua evoluindo. Entre os avanços mais relevantes estão turbinas de velocidade variável, que ampliam eficiência e capacidade de resposta, sistemas avançados de eletrônica de potência para controle fino de potência ativa e reativa, arranjos integrados de bombeamento e geração que reduzem perdas e agilizam a operação, além da capacidade de partida autônoma para recuperação do sistema em contingências severas. Com isso, os SAHs oferecem diversos serviços operacionais: flexibilidade imediata para compensar variações de geração e carga, aumento da resiliência do SIN, redução da sobrecarga em linhas de transmissão, baixo impacto ambiental — principalmente quando associados a reservatórios existentes — e geração expressiva de empregos diretos e indiretos.

As modalidades de implantação incluem o ciclo fechado, predominante no mundo, em que dois reservatórios artificiais funcionam de forma independente do regime hidrológico, com operações totalmente controladas; e o ciclo semiaberto, especialmente relevante no Brasil, que usa reservatórios já existentes. Esse arranjo reduz custos, minimiza impactos ambientais e aproveita a infraestrutura conectada, sendo viável desde que a operação do SAH não interfira de forma significativa na outorga hidroelétrica original.

Dentro do SIN, os SAHs funcionam como baterias regionais capazes de armazenar energia excedente e devolvê-la ao sistema nos momentos de maior necessidade. Eles evitam corte de geração renovável, diminuem o despacho térmico e prestam inúmeros serviços sistêmicos — regulação de frequência, suporte de tensão, reserva girante, resposta rápida, potência ativa e reativa. O dimensionamento dos projetos depende de parâmetros como volumes dos reservatórios, tempos de carga e descarga, arranjos das máquinas e capacidade de ajuste fino da operação. Os serviços podem ser fornecidos em escalas horárias ou diárias, desde que os projetos sejam desenhados com essa finalidade.

O marco regulatório brasileiro ainda está em desenvolvimento. A legislação setorial começa a tratar a introdução do armazenamento como recurso energético, e a ANEEL conduz consulta pública sobre o tema. Para o ciclo fechado, a agência já definiu que a outorga será por autorização, sem licitação e independente da potência. No ciclo semiaberto, há cuidados adicionais por envolver reservatórios sujeitos a regras constitucionais, mas a ANEEL já

reconhece que, caso o impacto seja pequeno e haja controle operacional claro, os projetos podem seguir o regime de autorização, desde que o titular original da outorga concorde. A agência também destaca que armazenamento pode compor soluções de menor custo em transmissão e distribuição.

A consolidação dos SAHs no mercado depende de um modelo regulatório simples e competitivo. O caminho recomendado inclui: projetos desenvolvidos por risco do investidor; outorga como “armazenador”; um modelo de receitas híbridas, combinando remuneração fixa via leilões sistêmicos e receitas de mercado por serviços de flexibilidade; leilões específicos organizados pelo MME, definindo serviços, localização e cronograma; e possibilidade de contratos bilaterais de flexibilidade. Os SAHs podem ser enquadrados nos leilões de reserva de capacidade já existentes. Também é necessário definir quem paga pela flexibilidade — idealmente os agentes cujas operações criam a necessidade desse tipo de recurso. O modelo híbrido evita sobreposição de receitas e favorece investimentos.

### **Conclusão**

O Brasil tem todos os requisitos — recursos naturais, experiência hidroelétrica e capacidade técnica — para se tornar referência mundial em Sistemas de Armazenamento Hidráulico. O desafio é simplificar: estabelecer regras claras, definir e valorizar os serviços prestados pelos SAHs e criar mecanismos de contratação que atraiam investimentos. Com isso, os SAHs podem se tornar o principal pilar de flexibilidade da nova matriz elétrica brasileira, garantindo segurança, estabilidade e eficiência para as próximas décadas.