



Marcelo Miterhof

Economista do BNDES



Alexandre Siciliano

Economista do BNDES

Hidroelétricas reversíveis: uma velha solução para um novo problema¹

As hidroelétricas reversíveis são uma tecnologia antiga, com a qual o Brasil teve uma experiência pontual, mas pioneira, e hoje podem ajudar a dar conta das dificuldades trazidas para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo crescimento nos últimos dez anos da participação de fontes renováveis de energia sem capacidade de armazenamento.

Uma das marcas internacionais do Brasil no debate ambiental, além da Amazônia, é o fato de o país ter as matrizes elétrica e energética mais limpas entre as grandes economias (G20). Cerca de 90% da matriz elétrica vêm de fontes renováveis, e 50% da matriz energética, como aponta a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para se ter uma ideia da dimensão da relevância desses números, a OCDE apura uma média de participação das fontes limpas de cerca de 15% da sua matriz energética.

Isso foi possível pela conjugação de uma contingência com a determinação de distintos governos de buscar a soberania energética.

No século XX, até os anos 1970, quando houve ampla expansão das redes elétricas, o país não tinha grandes

reservas de combustíveis fósseis (carvão mineral e petróleo), mas tinha e tem abundância das principais fontes limpas (água, vento, sol e biomassa).

A geração de eletricidade começou no início do século XX com pequenos aproveitamentos hidroelétricos e usinas térmicas de baixo porte próximos aos centros de consumo. A partir de meados do século, a industrialização e a urbanização exigiram ampliar e qualificar o fornecimento. Na ausência de carvão, a prioridade foi dada à instalação de usinas hidroelétricas (UHE) de maior porte associadas a linhas de transmissão (LT). Buscando garantir segurança energética, empresas estatais, notadamente Eletrobras, Cesp, Copel e Cemig, desenvolveram soluções tecnológicas adaptadas às necessidades do país.

Uma limitação das fontes renováveis é que elas dependem das condições da natureza. Chuva, vento e incidência solar podem ser previstos em alguma medida, mas não são controláveis. Além disso, suas disponibilidades não estão dispersas regularmente no território, tampouco estão necessariamente próximas de onde há a demanda de energia.

Com efeito, para garantir estabilidade e flexibilidade operativa no balanço entre oferta e demanda de eletricidade, o Brasil trilhou o caminho da construção de UHEs de grande porte, com reservatórios com capacidade de armazenamento plurianual de água, conjugada à implantação de um sistema de linhas de transmissão interligado nacionalmente (o SIN). Por isso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a capacidade de otimizar o uso dos recursos hídricos, operando mais ou menos hidroelétricas conforme o nível dos reservatórios e a intensidade da demanda em determinado momento do dia ou do mês.

Até meados dos anos de 1990, o SIN tinha mais de 90% da geração de eletricidade proveniente de UHEs, boa parte delas com capacidade de armazenamento plurianual de até cinco anos, o que conferia ao sistema robustez operativa em horizonte curto (dia e mês) e longo (anos). Todavia, os aproveitamentos hídricos mais eficientes (perto dos centros de consumo, com bons rendimentos energéticos e em áreas mais antropizadas) foram se esgotando. Simultaneamente, cresceu em importância a avaliação de impacto social e ambiental dos projetos, cada vez mais próximos de biomas sensíveis e de comunidades.

Assim, embora tenha nascido robusto, o SIN tinha desde o início uma limitação conhecida, que emulava a formulação do economista clássico David Ricardo para as disponibilidades de terras: a utilização dos aproveitamentos hidroelétricos segue uma escala de rendimentos decrescentes. Os

A capacidade instalada de geração passou de 75,78 GW em 2000 para 258,2 GW em outubro de 2025, mas as UHEs com reservatório de água permaneceram as mesmas

melhores aproveitamentos - de custos mais baixos, maiores rendimentos técnicos e menores impactos socioambientais - são os primeiros a serem explorados. Depois, é preciso adicionar usinas que têm um ou mais aspectos de ineficiência relativa: são mais distantes dos centros de carga ou de menor rendimento ou ainda que geram maior impacto socioambiental. Fatalmente, a eficiência operativa original do setor, alcançada ao longo do século XX, seria posta em xeque.

À medida que as preocupações com o meio ambiente se tornaram maiores, a construção de hidroelétricas também passou a sofrer crescente oposição, em especial porque o uso dos bons aproveitamentos do Centro-Sul fez com que as possibilidades de construir boas hidroelétricas caminhassem para a região amazônica, de alta sensibilidade ambiental.

Nesse contexto, a expansão do parque gerador no início do século XXI seguiu um caminho em que o país dei-

xou de construir UHEs relevantes com armazenamento plurianual de água. Foi uma solução de meio-termo, típica de disputas políticas em democracia: não se deixou de construir hidroelétricas, mas se optou por usinas “fio d’água”, sem capacidade relevante de armazenamento e cuja geração de energia depende exclusivamente do regime de chuvas. Somente assim foram licitadas as grandes UHEs da Amazônia Legal.

Felizmente, o país contava ainda com outras fontes renováveis. Inovações tecnológicas e reduções de custos por meio de economias de escala trouxeram a possibilidade de expandir a geração por meio da biomassa, da energia eólica e da solar, nessa ordem cronológica. Essas fontes têm baixa ou nenhuma flexibilidade operativa, sendo despachada conforme a disponibilidade dos seus recursos.

A capacidade instalada de geração se multiplicou, passando de 75,78 GW em 2000 para 258,2 GW em outubro de 2025, mas as UHEs com reservatório de água permaneceram as mesmas. Para gerir o sistema foi preciso construir usinas termoeletricas (UTES), que podem ser despachadas quando necessário. Contudo, essa não é uma fonte limpa e tem um custo operativo mais alto, o que sugere parcimônia no seu uso e nos investimentos.

Outra nova característica importante do parque gerador brasileiro é que as tecnologias solares modernas propiciaram não apenas a expansão por meio de usinas centralizadas, mas também com placas fotovoltaicas instaladas no local de consumo ou próximo a esse - a chamada micro e minigeração distribuída (MMGD) -, sobretudo para

consumidores de pequeno porte residenciais, comerciais e industriais.

Isso representa uma nova dificuldade para a operação do SIN: a geração distribuída não está sob controle do ONS. Não só a geração de energia não é controlável como seu uso por milhares de pequenos usuários/produtores interfere na operação do sistema, em especial porque a geração distribuída precisa ser complementada pela geração centralizada de energia do sistema interligado.

Quem tem painéis solares da MMGD usa energia do SIN quando precisa e injeta nele seus excedentes. Isso tem impactos técnicos, em especial de segurança, para os quais as redes de distribuição não foram inicialmente projetadas, podendo causar eventual instabilidade das condições de suprimento.

Tal tipo de interferência tem se ampliado, pois a MMGD cresce rapidamente em resposta a estímulos aos consumidores de menor porte desalinhados ao resto do mercado.

De um lado, o mercado atacadista de energia elétrica cresceu induzido por estímulos regulatórios, seja por meio de leilões públicos, seja por meio do mercado livre. Esse mercado livre, em particular, restrito a consumidores de maior porte, usufruiu de subsídios por meio de redução de encargos setoriais e nas tarifas de uso das redes.

De todo modo, mesmo com esses grandes incentivos regulatórios, o mercado livre, quando observa oferta acima da demanda, passa a ter declínio dos preços, o que em alguma medida reduz a expansão da capacidade de geração.

Resta ao Operador Nacional do Sistema a difícil atribuição técnica de equilibrar oferta e demanda em um ambiente crescentemente adverso

De outro lado, no caso da MMGD, não há redução da expansão quando se observa um contexto de sobreoferta, como ocorre atualmente.

Por diversos fatores regulatórios, as tarifas das distribuidoras não acompanham os sinais de queda de preço observados no mercado livre atacadista. Por isso, os pequenos consumidores, originalmente supridos pelas distribuidoras, têm incentivos a optar pela alternativa da MMGD, que, além de estar numa trajetória de declínio dos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos, conta com os subsídios presentes no marco legal da geração distribuída, notadamente a redução dos encargos setoriais.

Assim, mesmo num contexto global de sobreoferta de energia, a MMGD segue propiciando valores de conta de energia bem inferiores aos das tarifas das distribuidoras, fazendo crescer esse tipo de geração fora do controle do ONS.

Resta ao ONS a difícil atribuição técnica de equilibrar oferta e demanda em um ambiente crescentemente adverso. Dados do ONS evidenciam que, descontando as fontes não controláveis, a inflexibilidade de algumas térmicas e algumas restrições operativas de usinas, apenas 25% da capacidade instalada nacional está disponível hoje para pleno controle operativo, a fim de atender à variação da demanda horária e diária.

Não é difícil imaginar qual é uma das soluções para esse problema: é preciso recuperar a capacidade de armazenamento. Como celebrou a ex-presidente Dilma Rousseff numa fala mal compreendida, do mesmo jeito que armazenamos água em represas, é preciso estocar vento (e sol).

Os famosos sistemas de baterias (em geral, de íon-lítio) estão em ampla difusão no mundo. O Brasil está para iniciar esse caminho a partir do primeiro leilão de baterias, sinalizado pelo Ministério de Minas Energia para ocorrer até março de 2026.

Entretanto, essas baterias ainda precisam trilhar um caminho para obter reduções de custos mais agudas, advindas de economias de escala, bem como de aprendizado. Além disso, atualmente, as baterias de íon-lítio conseguem estocar energia por poucas horas do dia, com ciclos de carga e descarga de 3 a 6 horas, preponderantemente.

Para melhorar as condições de operação durante o período de desenvolvimento das baterias, planejadores no setor elétrico têm advogado pelo uso de uma tecnologia antiga, as hidroelétricas reversíveis (UHR), como pode ser visto no levantamento “*Roadmap*

usinas hidroelétricas reversíveis: perspectivas e caminhos para inserção de usinas reversíveis no Brasil”, feito pela EPE, publicado em janeiro de 2025.

As UHRs são usinas de geração hídrica que têm dois reservatórios de água operando em níveis distintos. Além de turbinar água, gerando eletricidade, de um lago para o curso regular do rio, como fazem as UHEs convencionais, elas contam com um segundo lago, de onde a água já turbinada pode ser bombeada de volta para o reservatório superior, onde poderá novamente ser usada para a geração de energia.

Esses lagos podem ser artificiais (ciclo fechado) ou podem ser os dois (ciclo aberto) ou um deles (ciclo semiaberto) alimentados por um corpo d’água natural (rio ou lago).

O Brasil implantou uma das primeiras UHRs do mundo, na represa de Billings, nos anos 1930, mas a tecnologia não vingou aqui porque o país tinha aproveitamentos com grande potencial de armazenagem de água, que permitiram a construção das UHEs a preços competitivos e com grande flexibilidade operativa.

No entanto, num contexto em que a capacidade de armazenamento se tornou pequena ante ao tamanho de um parque gerador com grande participação de fontes renováveis não controláveis, as UHRs podem adicionar flexibilidade operativa ao ONS, deslocando energia dos momentos de excesso de oferta para momentos de pico de demanda (à noite, por exemplo, quando não há geração solar). Desse modo, em grande medida, as UHRs podem conferir mais eficiência ao uso do parque gerador hídrico,

As hidroelétricas reversíveis podem ser uma forma relevante de armazenamento a explorar enquanto se espera pelos avanços nos sistemas de baterias

recuperando o que foi relativamente perdido por conta da redução da participação relativa das UHEs.

Todavia, a introdução de UHRs traria necessidades de adaptação da operação do SIN, como destaca o mencionado levantamento da EPE. Por exemplo, unidades de ciclo aberto ou semiaberto, que são alimentadas por corpos d’água naturais, podem ao bombear água interferir na operação em cascata de usinas, o que especialmente em períodos secos pode reduzir a geração de unidades a jusante do rio.

Há ainda adaptações na regulação do setor. Por exemplo, o custo de uso do sistema de transmissão (CUST) é anualmente celebrado pelos usuários do sistema - geradores e consumidores - com base no montante de uso do sistema de transmissão (MUST) de todos os pontos de conexão de uma propriedade com a rede básica.

No caso de uma usina, o MUST é usado para definir a definir a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST)

a partir da potência máxima que ela injeta na rede. Uma UHR é geradora, mas também consumidora de energia. Por isso, é necessário definir o quanto ela pagará de TUST de gerador e o quanto arcará com a TUST de consumidor ou se haverá uma regulação específica. Além disso, há discussões sobre modelo de outorga e de licitação da prestação de serviço.

São preocupações relevantes, que deveriam ser endereçadas com a antecedência possível. De todo modo, as soluções necessárias para implantar as UHRs devem ser mais simples e mais rápidas do que os desenvolvimentos tecnológicos que no futuro podem tornar as baterias mais eficientes e mais baratas.

As hidroelétricas reversíveis já estão estabelecidas mundialmente. E o Brasil tem conhecimento acumulado na implantação de hidroelétricas tradicionais. Assim, as UHRs podem ser uma forma relevante de armazenamento a explorar enquanto se espera pelos avanços nos sistemas de baterias. A reintrodução das UHRs no Brasil poderá ser mais uma demonstração da alta capacidade que o país criou de operar e de manter - buscando as soluções necessárias - um sistema elétrico limpo, integrado e eficiente. ■

¹O artigo não reflete necessariamente a opinião do banco.

²Ver: <https://go.fgv.br/duuufdcSzfn>.

³A primeira UHR do Brasil foi a Usina Elevatória de Pedreira, em São Paulo, inaugurada em 1939, que transpõe água do Rio Pinheiros para a represa de Billings.

*Marcelo Mitterhof escreve
a cada bimestre.*