

XXVI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HIDRÍCOS

HIDRELÉTRICAS: FACILITADORAS NATURAIS DE UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA SEGURA

Albert C. G. Melo¹; Maria Elvira P. Maceira²

Abstract: Globally, the energy transition has been characterized by the massive penetration of wind and solar technologies. Despite their advantages, the intermittency of these sources poses a challenge for their integration into power systems. This paper discusses their main impacts on operation and planning activities, as well as the crucial and enabling role of hydropower in the energy transition. This role is not only due to the enormous quantities of renewable and low-carbon energy it produces, but also because of its unparalleled ability to provide flexibility and storage to power systems, making it a significant contributor to essential reliability services. However, these ancillary services provided by hydropower are neither fully recognized nor adequately remunerated.

Resumo: Mundialmente, a transição energética tem sido caracterizada pela penetração massiva das tecnologias eólica e solar. Apesar das vantagens, a intermitência destas fontes constitui um desafio para a sua integração nos sistemas elétricos. Este artigo discute os seus principais impactos nas atividades de operação e planejamento, assim como o papel crucial e facilitador da hidroeletricidade na transição energética, não apenas por meio das enormes quantidades de energia renovável e 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. Entretanto, esses serviços anciliares prestados pela energia hidrelétrica não são totalmente reconhecidos nem adequadamente remunerados.

Palavras-Chave – Transição energética. Hidroeletricidade. Integração de fontes renováveis intermitentes.

1. INTRODUÇÃO

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 21^a 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 com pelo menos 2/3 das emissões de GEE. Logo, o Acordo de Paris é um acordo sobre energia (IEA, 2016). 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, eminentemente renováveis.

No caso específico do setor elétrico, a aceleração da *descarbonização* está associada a uma transformação tecnológica via *descentralização* da geração (geração distribuída) e a proatividade do

1) Instituto de Matemática e Estatística – Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), albert.melo@ime.uerj.br

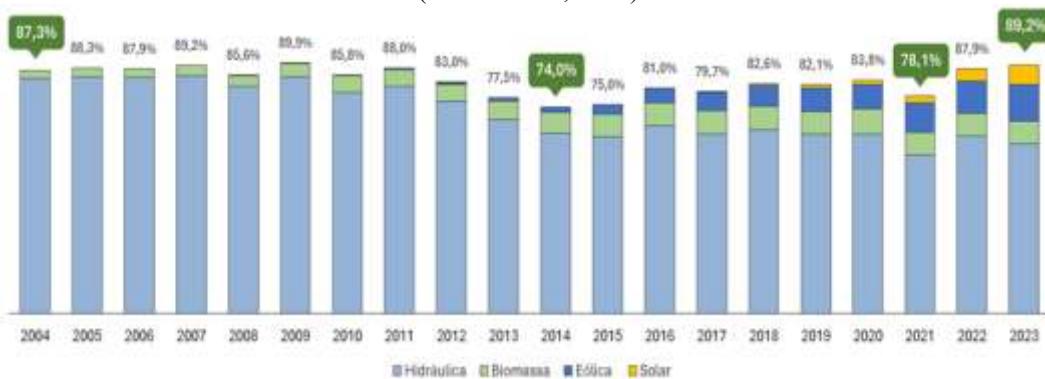
2) Instituto de Matemática e Estatística – Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), melvira@ime.uerj.br

consumidor (que pode tanto consumir quanto produzir energia elétrica) que, juntamente com a crescente eletrificação dos transportes (veículos elétricos), tem originado novos perfis de geração e consumo. Para acomodar essas transformações, está em curso um processo irreversível de *digitalização* das redes elétricas. Adicionalmente, a transição energética também tem que ser justa, inclusiva e acessível, levando a necessidade da *democratização* do acesso à energia, que juntamente com a *diversificação* das fontes, completa os chamados “5 Ds” da transição dos sistemas de energia elétrica (SEE). Assim, os SEE estão no centro do processo de Transição Energética (TE).

Apesar das vantagens, a intermitência da geração eólica e solar, dada as suas variabilidades horária 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. Desta forma, torna-se fundamental modelar as incertezas dessas fontes, juntamente com as incertezas das afluências aos reservatórios das usinas hidrelétricas, do consumo de energia e do consumo/produção distribuída de energia por veículos elétricos.

O setor elétrico brasileiro encontra-se em posição privilegiada com relação à TE 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, conforme evidenciado na Figura 1 (MME e EPE, 2024). Observa-se nesta Figura que ao longo dos últimos 20 anos, a participação das tecnologias renováveis na produção de energia elétrica se situou entre 74% e 90%, patamares muito superiores em relação aos valores mundiais.

Figura 1 - Participação das tecnologias renováveis na produção de energia elétrica no Brasil nos últimos 20 anos.
Fonte: (MME e EPE, 2024)



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, com a ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos que impactam a produção e o consumo de energia, e também a infraestrutura (Maceira et al., 2018).

Também, com a penetração massiva das fontes eólica e solar fotovoltaica, os aspectos de confiabilidade assumem maior importância, sendo necessário lidar com os novos desafios de segurança e controle na operação elétrica, garantindo a estabilidade do sistema em condições de baixa inércia resultante da inserção em larga escala de inversores, o que requer o desenvolvimento de novas tecnologias, tanto em *software* quanto em *hardware*, tais como os chamados Inversores Formadores de Redes (*Grid Forming Inverters*) e baterias.

Neste contexto, é fundamental que o país crie políticas públicas para a descarbonização da

economia, por meio de desenvolvimentos tecnológicos na indústria de energia e, ao mesmo tempo, condições para competir pelas oportunidades econômicas que a transição para energias limpas e renováveis oferece em diferentes mercados ao redor do mundo (Melo, 2024).

É importante ainda que se analise com cuidado a implantação da TE no setor elétrico do país, evitando que essa implantação prejudique a qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária do sistema elétrico nacional, além de evitar impactos ambientais, subsídios elevados e permanentes, distorções na política industrial e tecnológica etc.

Por fim, não podemos esquecer das tecnologias renováveis existentes e já provadas (Helseth et al., 2023). Assim, as usinas hidrelétricas (UHEs) – com reservatórios e reversíveis – e o seu papel na integração de fontes renováveis intermitentes precisam ser resgatados, inclusive no Brasil. Discutir o papel crucial e facilitador das UHEs na transição energética é o objetivo principal deste trabalho.

2. A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Há décadas a matriz elétrica apresenta alta participação de fontes renováveis, devido principalmente à hidroeletricidade, que contribuía com mais de 85% ao final da década de 90. Em 2023, cerca de 90% do consumo de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) foi proveniente de renováveis, valor significativamente superior à média mundial (30,2%). Conforme apresentado na Figura 2, as tecnologias com maior participação foram a hidrelétrica (58,9%), seguida pela eólica (13,2%), biomassa (8,0%), solar fotovoltaica (7,0%) e gás natural e GNL (5,3%).

Já em termos de capacidade instalada, tem havido uma redução na participação hidrelétrica, sendo compensada pelo crescimento acelerado das fontes eólica e solar, conforme evidenciado nas Figuras 3 e 4. Em agosto de 2024, conforme ilustrado na Figura 5, a contribuição das fontes renováveis na capacidade instalada e contratada do Brasil (224,6 GW) foi de 90%, sendo que a hidrelétrica apresentou a maior participação com (48%, 107,8 GW), seguida pela geração distribuída (GD) - também denominada mini e microgeração distribuída – MMGD (14,4%, 32,4 GW), eólica (14,1%, 31,6 GW), biomassa (7,1%, 16,0 GW) e solar fotovoltaica (6,4%, 14,4 GW), sendo que o gás natural e GNL contribui com 6,5 %. No entanto, quando se considera que cerca de 96% da capacidade instalada de geração distribuída (GD) provém de solar fotovoltaica, a participação total desta fonte atinge cerca de 20%, colocando-a em segundo lugar em capacidade instalada no país.

Quando se analisa o horizonte decenal, é mantida a tendência de redução na participação hidrelétrica, sendo compensada pelas fontes intermitentes eólica e solar, e também da GD, havendo a expectativa de se chegar em 2034 com 88% da capacidade instalada de geração (incluindo autoprodução) de origem renovável; ao se incluir a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes limpas, i.e., não emissoras de GEE, soma 89% do total da geração de energia elétrica em 2034 (MME e EPE, 2024).

Figura 2 – Matriz elétrica brasileira em 2023 e 2023.
Fonte: (MME e EPE, 2024)

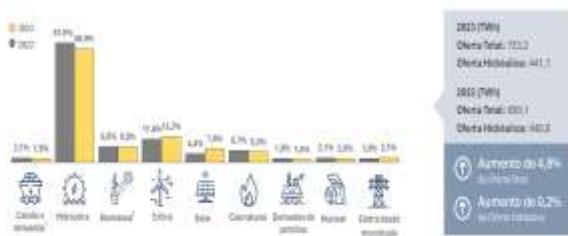


Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil. Fonte: (ABEEólica, 2024)

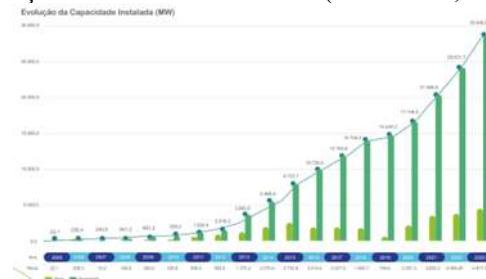
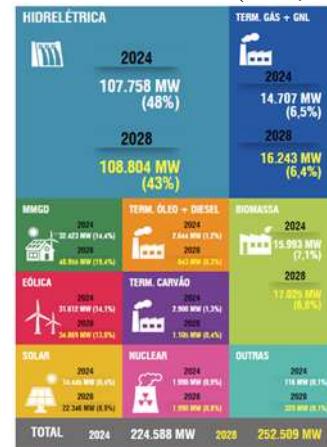


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil. Fonte: (ABSOLAR, 2024)



Figura 5 – Matriz elétrica brasileira (capacidade) em 2024 e 2028. Fonte: (ONS, 2024)



3. DESAFIOS DA ELEVADA PENETRAÇÃO DAS FONTES EÓLICA E SOLAR NO SIN

As fontes renováveis hidrelétrica, eólica e solar apresentam variabilidade devido às incertezas das vazões afluentes, velocidades dos ventos e irradiações solares, em diferentes escalas de tempo (semanal, mensal e anual). Entretanto, as eólicas e solares também apresentam flutuações de curtíssimo e curto prazos, por vezes bruscas, na produção de energia, causadas pelas variações momentâneas dos ventos e irradiações, o que caracteriza a sua natureza intermitente, sendo aqui denominadas de Geração Renovável Variável Intermitente (GRVI).

No Brasil, o crescimento da GRVI tem sido muito elevado: verifica-se que no período de 2014 a 2024, a capacidade instalada de geração eólica cresceu mais de 5 vezes, a geração solar fotovoltaica conectada à rede cresceu cerca de 630 vezes, e a capacidade conjunta eólica e solar cresceu cerca de 8 vezes. No caso da GD, o crescimento tem sido ainda mais intenso, saindo de valores insignificantes até 2015 para se tornar a segunda fonte em capacidade do país em 2024 (32.5 GW ou 14,4%). Quando se adiciona a GD (ou MMGD), o crescimento foi de 13 vezes, atingindo em 2024 o total de 78,5 GW, ou seja, 35% da capacidade instalada no país origina-se de fontes renováveis intermitentes.

Esta expansão é devida à redução de custo dos equipamentos de geração eólica e solar, e também aos subsídios e incentivos regulatórios, além do interesse do mercado livre (Falcão, 2024).

As GRVI introduziram uma dificuldade adicional à operação dos sistemas elétricos pela sua característica de intermitência, de difícil previsão. Em consequência, a variabilidade e a intermitência nos recursos GRVI, como a eólica e solar, aumentam a necessidade de flexibilidade nos SEE tanto na operação como no planejamento do sistema.

3.1. Maior Acurácia na Modelagem das Incertezas nas Atividades de Planejamento da Operação e da Expansão

Para as usinas eólicas da região Nordeste do Brasil, a Figura 6(a) apresenta, para o período de 2014 a 2023, a geração eólica média mensal em cada ano, assim como o fator de capacidade médio mensal considerando os 10 anos estudados. Verifica-se pelo fator de capacidade que o regime de ventos nesta região apresenta uma sazonalidade marcante, e complementar ao regime hidrológico do rio São Francisco, i.e., os períodos com maiores e menores velocidades do vento tendem a coincidir com os períodos mais secos e chuvoso da região. Por outro lado, a Figura 6(b) apresenta os fatores de capacidade médios mensais para cada um dos 10 anos considerados, evidenciando que em um mesmo mês, pode haver variação significativa nos valores dos fatores de capacidade.

Já a Figura 7 apresenta, também para a região Nordeste e para o período de 2014 a 2023, a geração solar fotovoltaica média mensal conectada à rede elétrica e o fator de capacidade médio mensal considerando os 10 anos estudados (a) e para cada um dos anos (b). Observa-se que a sazonalidade é menos pronunciada que no caso das eólicas e que em um mesmo mês, pode haver variação relevante nos valores dos fatores de capacidade ao longo dos anos.

Portanto, esses tipos de incertezas devem ser considerados nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos e programação da operação, e no planejamento da expansão.

3.2. Atendimento Instantâneo da Demanda devido às Variações Bruscas de Geração

A série temporal do fator de capacidade horário da geração eólica no ano de 2021, para as regiões Nordeste e Sul do Brasil é ilustrada na Figura 8. Fica evidente a natureza intermitente da produção de energia nessas regiões, com a ocorrência de flutuações bruscas e de grande amplitude.

A Figura 9 mostra as curvas horárias da produção de energia das regiões Nordeste (a) e Sul (b) para todos os dias de abril de 2022. Em ambas as regiões, verificam-se variações expressivas entre os valores mínimos e máximos observados para cada hora do dia. Por exemplo, no Nordeste, os valores mínimo e máximo observados para as 9h00 foram 451 MW e 12.075 MW, ou seja, uma diferença de quase 27 vezes; já na região Sul, esses valores foram 86 MW e 1.601 MW para o horário das 20h00, os quais, embora representem uma variação absoluta bem menor (1.515 MW), ainda representam uma variação de quase 19 vezes. Mais uma vez fica constatada a sua natureza intermitente.

4. O PAPEL FACILITADOR DAS HIDRELÉTRICAS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Segunda a Agência Internacional de Energia – IEA, a energia hidrelétrica 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 (IEA, 2023).

O crescimento das usinas hidrelétricas no mundo deve desacelerar significativamente nesta década, colocando em risco as ambições de países em todo o mundo de atingir emissões líquidas zero. Espera-se que a capacidade hidrelétrica global aumente em 17% entre 2021 e 2030 – liderada pela China, Índia, Turquia e Etiópia. No entanto, o crescimento projetado para a década de 2020 é quase 25% mais lento do que a expansão da energia hidrelétrica na década anterior (IEA, 2021).

Em todo o mundo, cerca de metade do potencial economicamente viável da energia hidrelétrica (reservatório com regularização, fio d'água e reversível) não foi explorado, e esse potencial é particularmente alto em economias emergentes e em desenvolvimento, onde atinge quase 60%. Antes dos elevados declínios do custo da energia solar fotovoltaica e eólica, a energia hidrelétrica era a fonte de eletricidade renovável mais competitiva globalmente por décadas. Comparado com outras opções renováveis e com combustíveis fósseis, o desenvolvimento de novas usinas hidrelétricas de grande porte continua atraente em muitas economias emergentes e em desenvolvimento, como na Ásia, África e América Latina, onde ainda há um potencial hidrelétrico significativo inexplorado para fornecer eletricidade flexível e atender à crescente demanda (IEA, 2021). Com relação às hidrelétricas reversíveis, novos projetos oferecem a opção de armazenamento de eletricidade de menor custo. Maior armazenamento de eletricidade é um elemento-chave para garantir a segurança da eletricidade e uma integração confiável e econômica de níveis crescentes de energia solar fotovoltaica e eólica.

A indústria hidrelétrica desenvolveu uma variedade de ferramentas, diretrizes e protocolos para ajudar no seu desenvolvimento sustentável (IEA e MME, 2012; Melo et al., 2014). Por exemplo, em 2010, a *International Hydropower Association* (IHA) publicou o *IHA Hydropower Sustainability Assessment Protocol*, que apresenta ferramentas de avaliação específicas para os quatro estágios

diferentes do ciclo de vida de um projeto: estágio inicial, preparação, implementação e operação (IHA, 2010, 2018).

Um aspecto fundamental no desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade é a formulação de alternativas para a partição da queda d'água total de uma bacia hidrográfica, realizada nos estudos de inventário hidrelétrico. O inventário hidrelétrico é de suma importância porque a decisão é tomada não apenas para um único projeto, mas para toda a série de projetos que podem ser desenvolvidos em uma bacia hidrográfica. Estes podem incluir configuração do sistema de energia, aspectos sociais e ambientais e planos de recursos hídricos de bacias hidrográficas. Uma abordagem que busca encontrar uma solução de equilíbrio entre custos, produção de energia e aspectos socioambientais está documentada no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (MME, CEPEL, 2007), sob o patrocínio do Ministério de Minas e Energia do Brasil, financiado pelo Banco Mundial e coordenado pelo CEPEL.

Até 2030, US\$ 127 bilhões — ou quase um quarto do investimento global em energia hidrelétrica — devem ser gastos na modernização de usinas envelhecidas, principalmente em economias avançadas. Este é notavelmente o caso da América do Norte, onde a idade média de uma usina hidrelétrica é de quase 50 anos, e na Europa, onde é de 45 anos (IEA, 2021).

Apesar dos fortes fatores motivadores, várias barreiras estão dificultando a implantação mais rápida da energia hidrelétrica. Novos projetos de energia hidrelétrica frequentemente enfrentam longos prazos de entrega, longos processos de licenciamento, altos custos e riscos de avaliações ambientais e oposição de comunidades locais.

Figura 6 – Região Nordeste do Brasil: geração eólica média mensal e fator de capacidade médio mensal. Fonte: (ONS, 2024)

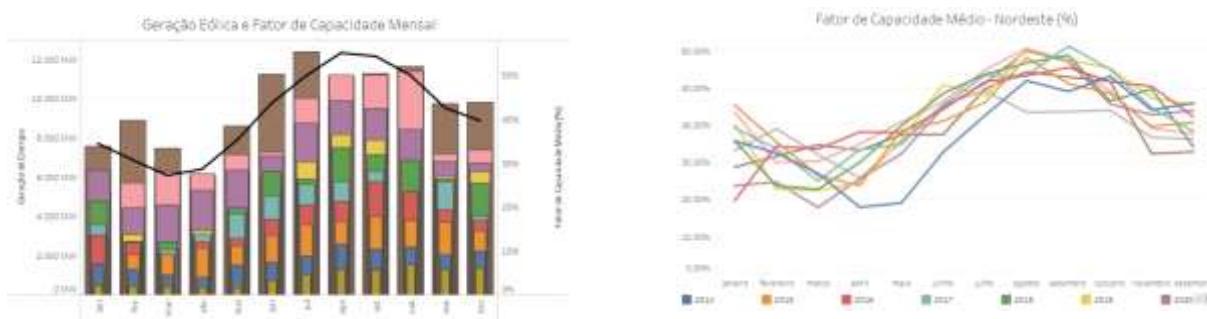


Figura 7 – Região Nordeste do Brasil: geração solar fotovoltaica média e fator de capacidade médio mensais. Fonte: (ONS, 2024)

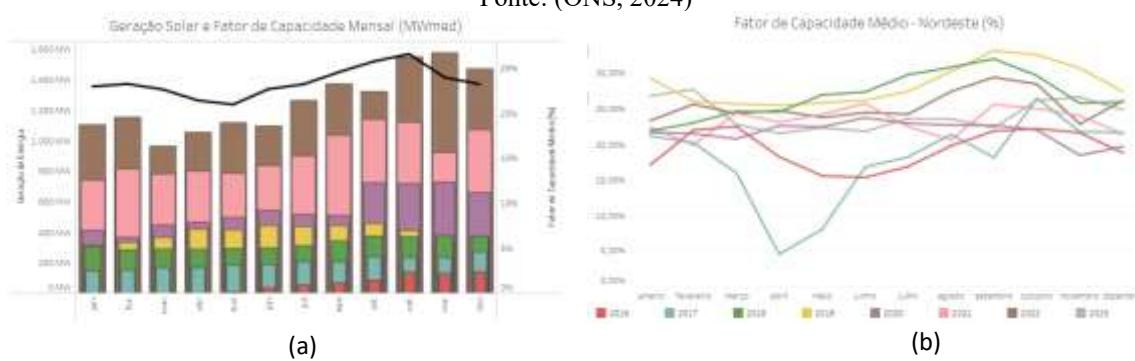


Figura 8 – Série temporal do Fator de Capacidade horário da produção de energia eólica no ano de 2021 para as regiões Nordeste (a) e Sul (b). Fonte: (ONS, 2024)

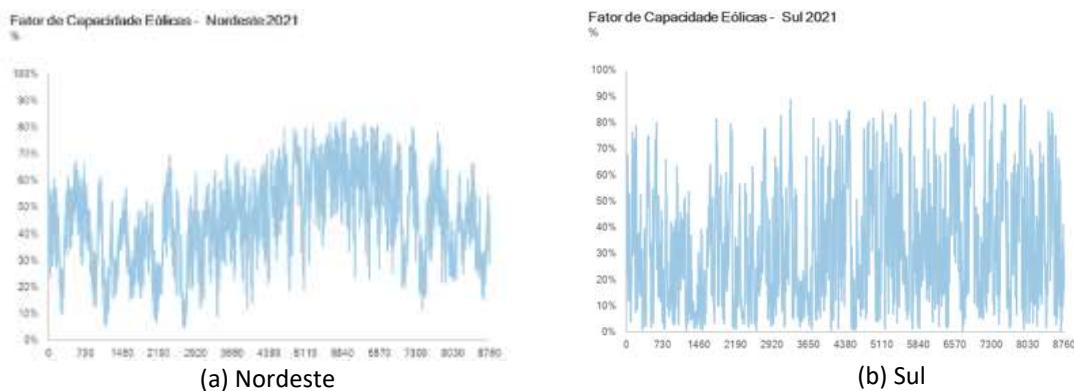
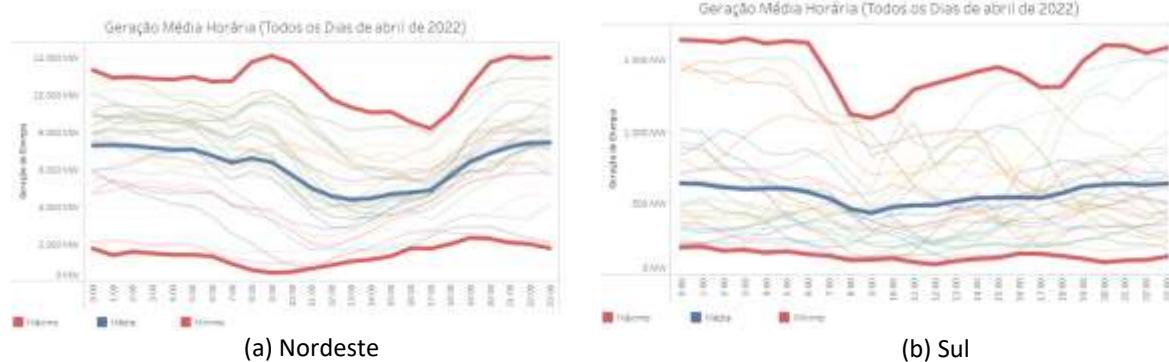


Figura 9 – Geração eólica média horária no Nordeste (a) e Sul (b) - todos os dias de abril de 2022. Fonte: (ONS, 2024)



Essas pressões resultam em maiores riscos de investimento e custos de financiamento em comparação com outras tecnologias de geração e armazenamento de energia, desencorajando assim os investidores. Em economias emergentes e em desenvolvimento, onde está o maior potencial inexplorado para novos projetos, a atratividade dos investimentos é impactada por riscos econômicos, preocupações sobre a saúde financeira das concessionárias e incertezas políticas. Em economias avançadas, os marcos regulatórios frequentemente não dão suporte à viabilidade econômica de usinas reversíveis, e há uma falta de incentivos para modernizar as usinas antigas (IEA, 2021).

Em economias emergentes e países em desenvolvimento, o desenvolvimento sustentável de grandes e pequenos projetos hidrelétricos pode melhorar o acesso a serviços modernos de energia e aliviar a pobreza, além de promover o desenvolvimento social e econômico, especialmente para comunidades locais. Por outro lado, em áreas com sensibilidade ambiental, com pouca ou nenhuma atividade antropogênica, como na região Norte do Brasil, o objetivo principal deve ser a minimização dos impactos ao meio ambiente (Melo et al., 2014).

Nesse sentido, uma abordagem para permitir a implementação de UHEs em tais áreas foi proposta originalmente em 2007 (Zimmermann, 2007; Melo et al., 2014; IEA e MME, 2012) e posteriormente detalhada durante 2014 a 2016 em um projeto de pesquisa desenvolvido pelo CEPEL para o Ministério de Minas e Energia do Brasil com apoio financeiro do Banco Mundial no âmbito do Projeto META (Costa et al., 2017). Este conceito, denominado de Usina-Plataforma (em alusão às plataformas *offshore* para a indústria de petróleo e gás), busca equilibrar a política ambiental e a produção de energia para permitir a construção e operação de usinas hidrelétricas 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 preservação ambiental permanente.

Por fim, o relatório da IEA define sete prioridades principais para governos que buscam acelerar a implantação de energia hidrelétrica de forma sustentável. Elas incluem: (i) mover a energia hidrelétrica para o topo da agenda de políticas de energia e clima; (ii) impor padrões de sustentabilidade robustos para todo o desenvolvimento de energia hidrelétrica com regras e regulamentos simplificados; (iii) reconhecer o papel crítico da energia hidrelétrica para a segurança da eletricidade e refletir seu valor por meio de mecanismos de remuneração; (iv) maximizar as capacidades de flexibilidade das usinas hidrelétricas existentes por meio de medidas para incentivar sua modernização; (v) apoiar a expansão da energia hidrelétrica reversível; (vi) mobilizar financiamento acessível para o desenvolvimento de energia hidrelétrica sustentável em economias em desenvolvimento; e (vii) tomar medidas para garantir que o valor dos múltiplos benefícios públicos fornecidos pelas usinas hidrelétricas seja precificado. Esse tipo de abordagem pode minimizar os riscos de sustentabilidade e maximizar as vantagens sociais, econômicas e ambientais.

4.1. O papel das Hidrelétricas na Integração e Balanceamento de Volumes Elevados de Eólica e Solar

A energia hidrelétrica hoje tem um papel fundamental na TE, não apenas por meio das enormes quantidades de eletricidade renovável e 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 (Harby et al., 2021).

As UHEs podem aumentar e diminuir sua geração de eletricidade muito rapidamente em comparação com outras tecnologias, e.g., nuclear, carvão e gás natural. Esse alto grau de flexibilidade permite que elas se ajustem rapidamente às mudanças na demanda e compensem as flutuações no fornecimento de energia de outras fontes. Isso torna a energia hidrelétrica uma opção atraente para dar suporte à rápida implantação e integração segura de maiores quantidades de energia eólica e solar, fontes intermitentes, cujas produções de energia pode variar dependendo de fatores como o clima e a hora do dia ou do ano. São, assim, um ativo essencial para a construção de sistemas elétricos seguros e limpos. Hoje, as usinas hidrelétricas respondem por quase 30% da capacidade mundial de fornecimento flexível de eletricidade, mas têm o potencial de fornecer ainda mais (IEA, 2021).

No caso do Brasil, os mais de 30 GW de capacidade instalada de GD ou MMGD implica uma dificuldade adicional com relação à GRVI conectada à rede, devido a sua não observabilidade direta, que se manifesta pela possibilidade de aumentos rápidos da demanda líquida vista pelo sistema, e a rampa de carga no período das 15h às 20h, como ilustrado na Figura 10, causando a necessidade de alocar geração muito rapidamente para compensar a simultânea diminuição da GRVI e crescimento da carga (Falcão, 2024). A conjugação destes efeitos alterou a curva diária da carga, inclusive com o deslocamento do horário da carga mínima do início da manhã para o período 12h-13h. Este fenômeno foi inicialmente observado na Califórnia, tendo sido a nova curva de carga diária denominada, pelo seu formato, como a “Curva do Pato”. No caso do Brasil, a rampa de carga no período das 15h às 20h é basicamente assumida pela geração hidrelétrica, conforme ilustrado na Figura 10, sendo que esta rampa hoje já atinge valores superiores a 25MW, podendo chegar a 50MW em 2028.

Com baixos custos operacionais e grandes capacidades de armazenamento, as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, hoje existentes, são a fonte mais acessível de flexibilidade. Segundo estimativa da IEA e conforme ilustrado na Figura 11, no ano de 2020, os

reservatórios de todas as usinas hidrelétricas 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 hidrelétricas reversíveis pode prover – e quase 2.200 vezes mais do que toda a capacidade de baterias, incluindo veículos elétricos IEA (IEA, 2021).

Entretanto, hoje, no Brasil e no mundo, os serviços anciliares prestados pela energia hidrelétrica não são totalmente reconhecidos nem adequadamente remunerados (Harby et al., 2021). Por exemplo, a grande quantidade de energia hidrelétrica no Brasil é um fator-chave para permitir uma penetração acelerada de energias renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, que tem despacho prioritário e reduz a geração hidrelétrica, mas não participa do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia); por outro lado, a prestação desse serviço anciliar não é remunerada (Melo et al., 2020).

Figura 10 – Variação da carga líquida do SIN devido ao crescimento da GD. Fonte: (Falcão e Taranto, 2023)

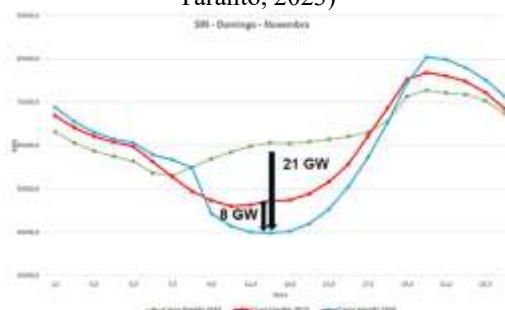
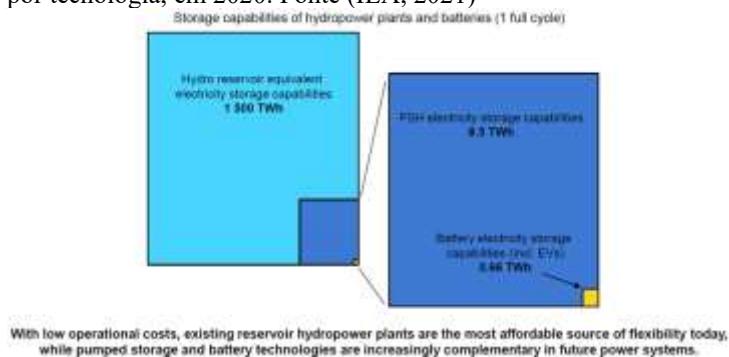


Figura 11 – Capacidades globais de armazenamento de eletricidade por tecnologia, em 2020. Fonte (IEA, 2021)



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As mudanças climáticas em curso – o aumento da temperatura, as alterações nos regimes de precipitações, ventos e irradiações, e a ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos – já impactam hoje e impactarão no futuro o setor elétrico, em termos produção e consumo de energia, e em relação à sua infraestrutura. Devem ser intensificados, então, os esforços para estabelecer estratégias eficazes de mitigação e adaptação, com foco na construção de sistemas mais resilientes à mudança do clima, incluindo o financiamento para projetos que promovam a resiliência climática. Dentre as iniciativas para desenvolver diretrizes e métricas para avaliar o nível de adaptação e resiliência de UHEs existentes e futuras às mudanças climáticas, podemos incluir (Melo et al., 2020) o *Hydropower Sector Climate Resilience Guide*, lançado em 2019 pela IHA; e o *Hydropower Criteria for Climate Bonds Standard & Certification Scheme*, divulgados em 2021 pela *Climate Bonds Initiative - CBI*.

Deve-se também reconhecer o papel das usinas hidrelétricas na integração e balanceamento de níveis crescentes de energias intermitentes e (eólica e solar), inclusive de forma distribuída, e prover remunerações adequadas pelos serviços anciliares prestados. Ademais, essas fontes intermitentes deveriam passar a participar do MRE, contribuindo para a redução do risco de exposição financeira no mercado de curto prazo.

Há a necessidade de que sejam corretamente valorados os benefícios econômicos e ambientais dos usos múltiplos de reservatórios de hidrelétricas, assim como urge que seja implementada uma regulação adequada para a operação de usinas hidrelétricas reversíveis, o que facilitaria o seu desenvolvimento (ANE, 2024).

Com relação às questões socioambientais, seria muito oportuna a aplicação da metodologia

elaborada para o desenvolvimento e implantação de projetos de usinas hidrelétricas sob o conceito de usinas-plataforma.

Por fim, o país não deveria abrir mão 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.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo CNPq/MCTI/FNDCT através do Projeto de Pesquisa 409715/2021-2 e parcialmente desenvolvido no Laboratório de Otimização Estocástica Aplicada a Sistemas de Energia Renovável (Lab SOLARES) da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. (2024). *Boletim anual 2024*. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/07/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2024_DIGITAL_PT_V3.pdf. Acesso em: 5 out. 2024.
- ABSOLAR. (2024). *Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo*. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 5 out. 2024.
- ACADEMIA NACIONAL DE ENGENHARIA - ANE. (2024). *Posicionamento sobre a importância das usinas hidroelétricas para o SIN*. Disponível em: https://anebrasil.org.br/posicionamento_pdf/HIDROELETRICAS-NOVEMBRO.pdf. Acesso em: 5 jun. 2025.
- COSTA, F. S.; DAMAZIO, J. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G. et al. (2017). Proposição de metodologia para o desenvolvimento e implantação de projetos de usinas hidrelétricas sob o conceito de usinas-plataforma. e-papers, Rio de Janeiro.
- FALCÃO, D.M., TARANTO, G.N., Orgs. (2023). *Impact of the Connections of Large-Scale Wind and solar Generation in the Brazilian Interconnected Power System*, E-Papers, Rio de Janeiro.
- FALCÃO, D.M. (2024). *“Impactos da Transição Energética nos Sistema de Energia Elétrica”*. A Lanterna – Revista da Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 69 – 82, 2024.
- HARBY, A.; BOTTERUD, A.; BECKITT, A.; NIELSEN, N.; MIDDLETON, L.; MELO, A. C. G.; MIDDLETON, L.; SCHÄFFER, L. E.; TAREL, G. J.; VAGNONI, E.; ZANI, C. (2021). *Valuing flexibility in evolving electricity markets: current status and future outlook for hydropower*. IEA HYDRO Annex IX // White Paper No 2. June 2021.
- HELSETH, A.; MELO, A.C.G.; PLOUSSARD, Q.M.; MO, B.; MACEIRA, M.E.P.; BOTTERUD, A.; VOISIN, N. (2023). *“Hydropower Scheduling Toolchains: Comparing Experiences in Brazil, Norway, and USA and Implications for Synergistic Research”*. Journal of Water Resources Planning and Management, Vol 149, No 7.
- IEA - International Energy Agency. (2016). *World Energy Outlook 2016*.
- IEA, MME. (2012). *Hydropower technology road map*. International Energy Agency, Paris.
- IEA. (2021). *Hydropower special market report: analysis and forecast to 2030*. International Energy Agency, Paris.
- IEA. (2023). *Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028*. International Energy Agency, Paris.
- IHA. (2010). *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. International Hydropower Association.
- IHA. (2018). *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. International Hydropower Association.
- MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G. et al. (2018). *“Análise dos efeitos das mudanças climáticas no setor elétrico brasileiro em termos de mitigação e adaptação”* in Anais do XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos - SEPOPE 2018, Recife-PE, Nov. 2018.
- MELO, A. C. G.; MACEIRA, M. E. P., ZIMMERMANN, M. P.; WOJCICKI, F.R., FRANKL, P., PHILIBERT, C. (2014). *“Hydropower Technology Roadmap – A Pathway for Doubling Hydroelectricity Production Worldwide by 2050”* in Anais do CIGRÉ Biannual Session, Paris, 2014.
- MELO, A. C. G.; ZIMMERMANN, M. P.; MACEIRA, M. E. P.; DAMAZIO, J. M. (2020). *“Challenges and outlook for the hydropower development in Brazil”*. The International Journal of Hydropower & Dams, London, v. 6, p. 42-50.
- MELO, A.C.G. (2024). *“Editorial”*. A Lanterna–Revista da Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 5–8.
- MME, CEPEL. (2007). *Manual for Hydropower Inventory Studies of River Basins - 2007 Edition*. Technical Report.
- MME; EPE. (2024). Plano decenal de expansão de energia 2034.
- ONS. (2024). *O sistema em números*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 5 out. 2024.
- ZIMMERMANN, M. P. (2007). *Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro*. Dissertação Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2007.