

A Crescente Importância dos Recursos de Flexibilidade frente à Expansão Acelerada das Fontes Renováveis Variáveis¹

Nelson Hubner²

Roberto Brandão³

Lillian Monteath⁴

Vinicius Botelho⁵

Introdução⁶

O processo de transição energética tem como objetivo central transformar as matrizes energéticas ao redor do mundo, hoje majoritariamente fósseis, em matrizes de baixo carbono. Esse processo envolve a descarbonização do setor elétrico, mas também a eletrificação de outros setores, como o setor de transportes e parte da indústria, para que utilizem mais energia elétrica de baixo carbono. Há, assim, uma necessidade de crescimento da geração de energia elétrica para viabilizar a maior eletrificação, ao mesmo tempo em que a participação relativa das fontes renováveis aumentará nas matrizes elétricas.

Nos últimos anos, as economias de escala na cadeia de fabricação e o avanço tecnológico tornaram as fontes eólica e solar extremamente competitivas, de forma que em diversos países continuam a crescer mesmo na ausência de incentivos

¹ Artigo publicado no Canal Energia. Disponível em: <https://canalenergia.com.br/artigos/53229495/a-crescente-importancia-dos-recursos-deflexibilidade-frente-a-expansao-acelerada-das-fontes-renovaveis-variaveis>. Acesso em 15.11.2022

² Nelson Hubner foi Diretor Geral da ANEEL de 2009-2013.

³ Roberto Brandão é Pesquisador Sênior do GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico- da UFRJ.

⁴ Lillian Monteath é Pesquisadora Plena do GESEL-UFRJ.

⁵ Vinicius Botelho é Pesquisador Associado do GESEL-UFRJ.

⁶ Este artigo de opinião é uma síntese do TDSE nº 110 a ser disponibilizado em breve no endereço: https://gesel.ie.ufrj.br/tipo_de_texto/textos-de-discussao-tdse

governamentais. No Brasil, a participação das energias eólica e solar ainda é relativamente pequena, representando 15% do total da geração centralizada em 2021.

Todavia, o avanço das renováveis variáveis no Brasil irá continuar em ritmo acelerado, devido, em grande parte, aos fortes investimentos em projetos eólicos e solares em curso e previstos para atender o mercado livre. Além disso, a geração solar distribuída vive atualmente um boom e já injeta um volume expressivo de energia na rede de distribuição.

O aumento da inserção de geração renovável variável, porém, gera complexidades operativas para o sistema elétrico. O Brasil já começa a experimentá-las, menos pela proporção da geração variável no total nacional e mais pela sua concentração regional no Nordeste, onde, em 2021, 55% de toda a geração centralizada foi eólica e solar, tendo atingido 63% entre janeiro e a terceira semana de outubro de 2022. Estes números devem crescer ainda mais nos próximos anos, conforme o Nordeste se consolide como uma região exportadora de energia elétrica de fontes renováveis para outros subsistemas do Brasil, aproveitando o potencial existente.

1. A Importância Crescente da Flexibilidade Operativa

A geração renovável, em geral, é caracterizada pela alta variabilidade e sazonalidade, que pode ser diária, mensal ou até anual (IRENA, 2017). Assim, conforme cresce a inserção das fontes renováveis, aumentam os desafios para a operação do sistema elétrico relacionados à segurança e à confiabilidade de suprimento, que precisam ser garantidas mesmo em momentos sem vento ou sol.

Além disso, tendem a ocorrer, com cada vez maior frequência, excessos momentâneos da geração em relação às capacidades de consumo e transmissão, obrigando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a limitar a geração de fontes renováveis (curtailment), o que desperdiça parte das energias naturais disponíveis. Portanto, a maior participação de geração variável na matriz elétrica leva a uma maior necessidade de recursos flexíveis no sistema tanto para garantir o suprimento confiável de energia elétrica como para aumentar a eficiência no aproveitamento dos recursos naturais.

A flexibilidade operativa é a capacidade de compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, mantendo a segurança, a confiabilidade e a economicidade no suprimento de energia. Os recursos de flexibilidade podem estar do lado da geração (hidrelétricas e térmicas flexíveis), do lado da carga (resposta da demanda, tanto a eventos de escassez como de abundância de energia) ou de ambos (tecnologias de armazenamento, que podem oferecer tanto carga como potência para o sistema).

A flexibilidade do lado da geração permite que o suprimento de energia seja confiável, garantindo o atendimento à demanda em momentos de baixa geração variável e carga elevada. Já a flexibilidade do lado da carga e do armazenamento contribuem tanto para a confiabilidade do suprimento, reduzindo a demanda ou injetando potência em momentos de escassez, como para a economicidade da geração, através da utilização ou principalmente na estocagem de energia nos momentos de superabundância. Finalmente, reforços em interligações do sistema de transmissão também podem aumentar a flexibilidade do sistema, por permitir que as variações de geração e carga sejam em parte atendidas por recursos situados a grande distância (EPE, 2021).

No Brasil, os recursos de flexibilidade estão historicamente concentrados no lado da geração, mais especificamente nas usinas hidrelétricas. Estas operam acompanhando a carga, ou seja, reduzem a geração durante horas de baixa demanda para aumentá-la no horário de ponta, atendendo a comandos do ONS. Já as usinas termelétricas atuam, na maior parte do tempo, na base, isto é, gerando durante todo o dia, sem modulação. Porém, conforme crescem a carga e a fatia das renováveis variáveis na matriz de geração, em um contexto em que a capacidade instalada de hidrelétricas com reservatório permanece estagnada, as termelétricas tendem a desempenhar cada vez mais a função de provedoras de flexibilidade, variando a geração ao longo das horas do dia.

As grandes interligações entre regiões também estão mudando de função. Tradicionalmente, elas eram utilizadas primordialmente para transportar grandes blocos de energia em longas distâncias. Hoje, contudo, a operação das grandes

interligações já está, muitas vezes, programada com folga em relação à capacidade máxima, o que permite que o ajuste fino entre geração e carga em tempo real seja realizado utilizando recursos de flexibilidade dos diversos subsistemas do país.

O crescimento da carga e o aumento da participação da geração renovável variável na matriz elétrica devem criar, nos próximos anos, espaço para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento em baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, bem como para a introdução da flexibilidade pelo lado da demanda. A razão principal é que os momentos de excesso de geração irão se tornar cada vez mais frequentes e intensos, representando uma situação com a qual a flexibilidade do lado da geração e os reforços na transmissão não conseguem lidar.

2. Reduções de Geração e Flexibilidade Operativa

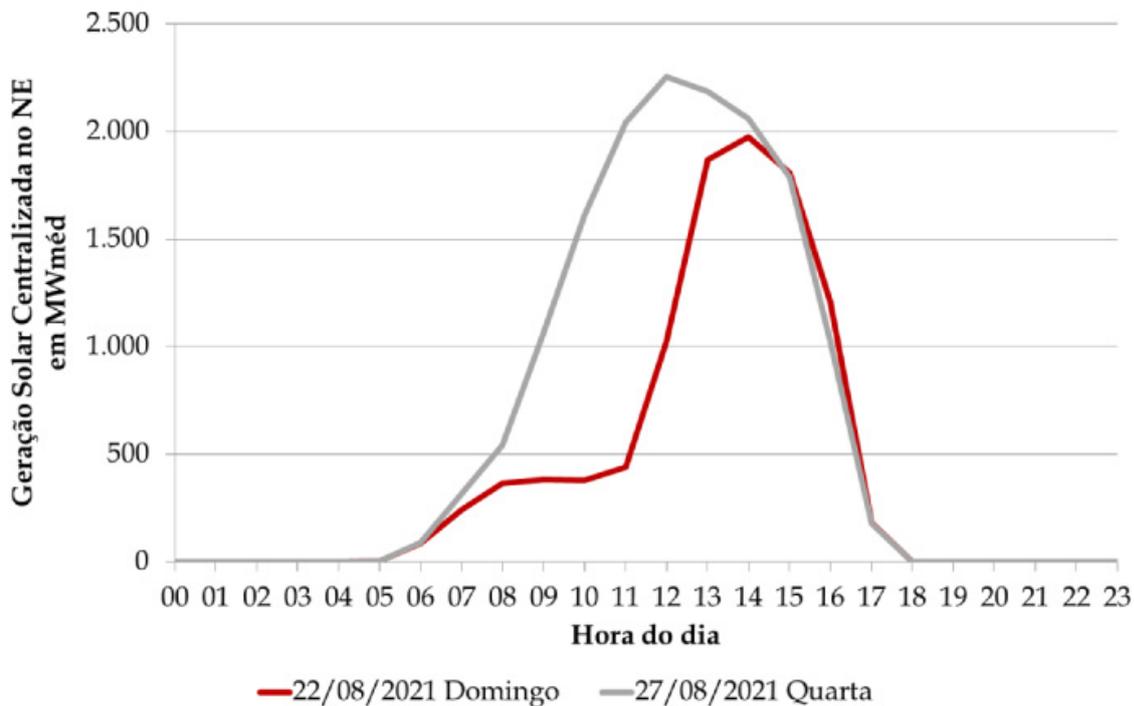
Quando há grandes volumes de geração variável e inflexível, por vezes não é possível reduzir de forma eficiente a geração controlável (hídrica e térmica), de forma a manter a necessária igualdade entre geração e carga em tempo real. Nestas ocasiões, as únicas alternativas podem ser a redução da geração hídrica, vertendo volumes d'água que poderiam ser turbinados, ou a redução da geração renovável (curtailment). Em ambos os casos há perda de geração dos recursos energéticos naturais.

Não se trata, aqui, de um problema de segurança do abastecimento, uma vez que não há risco de falta de suprimento (ao contrário!). Há, sim, uma ineficiência no uso dos recursos energéticos pelo não aproveitamento de parte da energia natural disponível.

No Brasil, em horas de carga reduzida e alta geração renovável, esse fenômeno já acontece, mas em escala ainda modesta. Por exemplo, nas manhãs de domingos, em feriados e, com menor intensidade, também nas manhãs dos dias úteis, o consumo costuma ser muito baixo e é comum haver forte geração solar e eólica. Respeitados os limites de transmissão e as gerações mínimas de usinas hidrelétricas e termelétricas, frequentemente o curtailment se torna necessário. A figura abaixo permite visualizar o problema, comparando a geração solar centralizada de energia no Nordeste em um domingo de agosto de 2021 com a geração da quarta-feira seguinte. Percebe-se

claramente que no domingo houve menor geração solar até as 13hs na comparação com a quarta-feira da mesma semana, fato que provavelmente decorre da forte geração eólica, típica nessa época do ano no Nordeste.

Figura 1: Geração Solar Centralizada no Nordeste (MWmed)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do Histórico de Operação do ONS.

Todavia, o curtailment não ocorreria, ou ocorreria em menor intensidade, caso o sistema contasse com recursos de flexibilidade capazes de aumentar a carga nessas horas, seja pelo deslocamento da carga de alguns consumidores para estas horas, seja pelo armazenamento de energia em baterias ou usinas reversíveis. Reforços na transmissão podem também minorar o problema, pelo aumento do transporte de energia entre subsistemas em horas de baixo consumo e alta geração.

Observa-se que as usinas hidrelétricas tradicionais também são capazes de estocar energia em seus reservatórios. Esta estocagem é realizada pelo armazenamento de água, ou seja, turbinando menos água do que as aflúências ao reservatório. Por outro lado, uma bateria ou uma usina reversível funcionam de forma diferente. Elas não acumulam energia reduzindo a geração, mas utilizam energia elétrica da rede para armazenar energia, seja na forma química (baterias), seja como energia potencial pelo

bombeamento de água de um reservatório inferior para um reservatório superior em uma usina reversível.

Do ponto de vista prático, a limitação das hidrelétricas tradicionais no que diz respeito à flexibilidade está em não terem sido projetadas para oferecer carga ao sistema e, com isso, não conseguem utilizar energia elétrica excedente para bombear água e estocar energia. Assim, as hidrelétricas tradicionais oferecem geração flexível, enquanto as baterias e as usinas reversíveis oferecem tanto potência como carga flexíveis, o que lhes permite utilizar excedentes da energia elétrica para estocar energia e depois injetar potência na rede, possibilitando uma maior eficiência no uso dos recursos naturais.

Tanto a geração flexível como o armazenamento garantem a confiabilidade do sistema, viabilizando a continuidade do abastecimento em momentos em que a geração variável é muito baixa em relação à carga. Porém, apenas baterias e usinas reversíveis conseguem absorver diretamente excedentes de energia elétrica, que tendem a se tornar mais comuns e intensos em um sistema com uma crescente geração renovável variável.

Os relatórios do ONS intitulados “Acompanhamento das Reduções de Geração”, que mapeiam os desvios entre a programação da operação e a operação em tempo real por diversas razões, permitem estimar o quanto das energias naturais são perdidos por redução de geração (ONS, 2022). A partir desses relatórios, dados compilados pelo GESEL referentes à redução da geração hídrica com vertimentos turbináveis e curtailment de geração eólica indicam que 0,53% de toda a energia dessas fontes foi perdida por tais razões em 2021. Entre janeiro e junho de 2022, o número atingiu 0,71%.

Observa-se que, no caso da geração hídrica, esses valores captam apenas os vertimentos turbináveis que foram causados por uma ordem de redução da geração em tempo real. Os vertimentos turbináveis que já estavam contemplados na programação da operação diária não estão aqui computados. De qualquer forma, são números ainda pequenos, muito menores do que, como será visto mais adiante, se

pode esperar quando a geração variável passar a representar uma parcela mais significativa da geração total brasileira.

O crescimento da geração centralizada renovável tem ocorrido, no Brasil, distante dos grandes centros de carga, principalmente na Região Nordeste, onde a geração eólica já é a principal fonte, tanto em termos de capacidade instalada como de geração efetiva de energia. Nota-se que a geração solar centralizada também cresce aceleradamente nessa região, embora ainda esteja, hoje, em patamar bem inferior do que a geração eólica.

Deste modo, a participação alta e crescente da geração variável na Região Nordeste já parece indicar a introdução do armazenamento de grande porte como uma alternativa promissora, podendo substituir, com vantagens, os reforços tradicionais de transmissão. Ou seja, ao invés de expandir uma interligação para permitir a exportação de picos de geração variável, é possível substituir o reforço tradicional em linhas de transmissão por projetos de armazenamento de mesma potência.

Nesse caso, o armazenamento pode absorver os picos de geração e devolver a energia ao sistema no momento em que ela for mais útil, contribuindo para ajustar a geração à carga. Retomando o exemplo apresentado acima, ao invés de reforçar a transmissão para transportar a energia excedente em relação à carga para outro subsistema durante as manhãs, é possível utilizar parte da geração localmente, carregando os sistemas de armazenamento de energia para injetar potência na rede na hora da ponta da noite. Destaca-se que esse deslocamento temporal da energia é algo que uma linha de transmissão não é capaz de realizar, nem, tampouco, um gerador flexível.

Por ora, a introdução do armazenamento de grande porte ainda não entrou no planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Os investimentos em transmissão se multiplicaram nos últimos anos e estão em grande medida relacionados ao avanço da geração no Nordeste, com o intuito de transportar excedentes de geração variável a outros subsistemas. Neste sentido, sucessivos reforços são realizados na rede de transmissão regional e nas interligações com o restante do país,

particularmente com a Região Sudeste, onde se concentra a maior parte do consumo de eletricidade (MME; EPE, 2022).

Até 2033, os estudos de transmissão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam que a tendência de reforço da rede elétrica deve se aprofundar, com a entrada em operação de novas interligações entre Nordeste e Sudeste em corrente alternada, de um novo elo de corrente contínua de 5 GW ligando o Norte-Nordeste ao Sudeste e, provavelmente, de um segundo elo de corrente contínua ligando Nordeste e Sudeste. Esses reforços das interligações de longa distância, em um montante total de 15 GW, destinam-se a transportar energia com grande componente de geração variável e permitirão diluir essa variabilidade em um mercado consumidor maior, o Sudeste-Sul, que conta com o maior parque gerador flexível do país, com grande capacidade instalada de usinas com reservatórios (MME; EPE, 2022).

3. O Armazenamento de Energia na Expansão do Sistema

Estudos realizados pelo GESEL sobre a expansão do Setor Elétrico Brasileiro até 2040, utilizando como base a configuração do Sistema Interligado Nacional do Plano Decenal de Energia (PDE), apontam claramente que o armazenamento se torna econômico por mérito de custo e, quanto mais cresce a proporção da geração variável no sistema, maior será o seu valor (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Observa-se que esses estudos utilizam o software Plexos, capaz de representar de forma fina as variações de carga, a geração variável e a operação dos recursos de flexibilidade, inclusive baterias e usinas reversíveis, podendo compará-los adequadamente com as alternativas tradicionais de geração e transmissão.

A partir das premissas do PDE 2029 e do PDE 2030, a expansão do sistema ao mínimo custo envolve o aumento progressivo da participação das gerações eólica e solar na matriz elétrica, como decorrência de serem as fontes mais baratas. Nas simulações realizadas, essas fontes chegam conjuntamente a mais de 40% da energia gerada em 2040, incluindo geração distribuída, se aproximando da participação da geração hídrica na geração total (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Nesse cenário, a manutenção da confiabilidade do sistema irá requerer a contratação de projetos adicionais capazes de suprir potência firme e flexibilidade, compensando a

variabilidade da geração renovável. Na falta de projetos hídricos com reservatório em quantidade expressiva, as alternativas principais são termelétricas e sistemas de armazenamento.

Em um primeiro momento, termelétricas a gás cem por cento flexíveis e com baixo fator de despacho esperado se mostram atrativas por envolverem investimentos relativamente baixos para a potência firme que conseguem aportar ao sistema. Entretanto, esses projetos geram pouca energia, sendo despachados com baixa frequência devido aos elevados custos variáveis de geração. No futuro, mesmo em situações de hidrologia desfavorável, essas usinas agregarão relativamente pouca energia ao sistema, pois, com o avanço das renováveis variáveis, haverá um espaço limitado para a geração térmica em horas em que a geração variável for alta com relação à carga.

Retomando o nosso exemplo, nas manhãs, com carga baixa e gerações eólica e solar elevadas, haverá pouco espaço para volumes expressivos de geração térmica e, por isso, novas termelétricas simplesmente não acrescentarão energia alguma nessas horas. Mesmo que a hidrologia seja fraca, as usinas hidrelétricas ainda deverão gerar os volumes mínimos técnicos, que são necessários para a manutenção de reserva girante, bem como para respeitar as vazões defluentes mínimas e as restrições de rampa de carga. Nessas situações, um espaço maior para geração térmica poderá ser criado se o sistema contar com volumes expressivos de armazenamento, capazes de aumentar a demanda de energia nas horas da manhã.

A consequência é que baterias e usinas reversíveis se mostram opções econômicas para a expansão do sistema na década de 2030 e se tornam tecnologias-chave na segunda metade da década (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Na prática, é provável, inclusive, que a adoção dessas tecnologias se mostre econômica para o sistema bem antes, tendo em visto que o PDE, utilizado como referência para a expansão do sistema nos anos da década de 2020, supõe, para o início desse período, um crescimento das gerações eólica e solar em um ritmo bem mais lento do que tem se verificado.

A economicidade do armazenamento de energia possui quatro componentes. Em primeiro lugar, o armazenamento fornece potência firme para um sistema que, pela grande e crescente participação de renováveis variáveis, será carente dela. O valor deste componente depende dos projetos concorrentes mais baratos, isto é, dos custos de investimento e operação associados às termelétricas flexíveis.

O segundo componente é a otimização dos custos operacionais do sistema. Neste caso, a capacidade de deslocar energia dos momentos em que ela é abundante para quando ela é escassa faz com que as hidrelétricas e fontes renováveis gerem mais energia, uma vez que conseguem operar com menos vertimentos e curtailment. Além disso, as termelétricas com custos variáveis mais baixos também podem ser mais despachadas, pois o aumento da carga em momentos de energia abundante permite elevar a geração térmica com custos variáveis mais econômicos. Já as termelétricas com custos variáveis mais altos são deslocadas pelo armazenamento nos momentos de escassez, de modo que são menos despachadas e acarretam menores custos variáveis para o sistema.

O terceiro componente é a otimização da expansão da geração, tendo em vista que uma maior flexibilidade do lado da carga permite que as usinas hidrelétricas e renováveis gerem mais e, com isso, é possível economizar em investimentos a novos projetos de geração. Por fim, o quarto componente vem da otimização do sistema de transmissão, pois o armazenamento permite postergar reforços na rede, seja em nível regional ou nas grandes interligações.

4. Conclusão

A evolução do parque gerador brasileiro, com o significativo aumento da geração variável eólica e solar, tornará a carga líquida (carga menos geração variável ou inflexível) cada vez mais volátil. Assim, haverá oportunidade para a inserção de novos recursos de flexibilidade no sistema, sejam eles do lado da geração, do consumo ou do armazenamento. Os recursos de armazenamento, que oferecerem tanto potência como carga ao sistema, se mostram particularmente importantes, na medida em que conseguem contribuir para a confiabilidade do sistema e para a otimização do uso dos

recursos energéticos, pelo aumento da carga em momentos em que há excesso de oferta, com alta sinergia com a geração variável.

A inserção do armazenamento no sistema elétrico requer, porém, aperfeiçoamentos regulatórios que tornem a tecnologia atraente para investidores. Há várias oportunidades de inserção destas tecnologias – na transmissão, na distribuição, como projetos independentes, como parte parques de geração híbrida e como soluções para consumidores associadas à geração distribuída. Contudo, a maioria desses usos ainda requer inovações e aperfeiçoamentos regulatórios capazes de criar condições favoráveis para o investimento privado. O armazenamento deve ser visto, portanto, como um tema essencial da agenda regulatória.

Referências Bibliográficas

BRANDÃO, R.; CASTRO, N.; HUNT, J. (EDS.). A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão. 2021.

IRENA, International Renewable Energy Agency. REthinking Energy 2017: accelerating the global energy transformation. Abu Dhabi, 2017.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Transmissão de Energia. 2022.

Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202031_v2.pdf>. Acesso em: 10 set. 2022

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Acompanhamento de Redução da Geração. 2022. Disponível em:

<https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx>