

IMPACTOS DA EVOLUÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA NA OPERAÇÃO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO SIN

JULHO DE 2025

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2025/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0067/2025

IMPACTOS DA EVOLUÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA NA OPERAÇÃO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO SIN

JULHO DE 2025

Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
1.1	Características da geração eólica e solar fotovoltaica	7
2	Contextualização	9
2.1	Demanda Atendida por Recursos Despacháveis	9
2.2	Amplitude Diária	10
2.3	Rampas de Variação Horária	11
3	Evolução histórica – Período de 2018 a 2024	13
3.1	Potência e Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica	13
3.2	Variações Horárias da Geração dos Recursos Despacháveis	17
3.3	Rampas de Tomada de Carga (Rampas Positivas)	22
4	Tendência para os Próximos Anos – Horizonte 2026 a 2029	25
4.1	Requisitos de Potência e de Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica	26
5	Impactos e Limitantes da Flexibilidade Operativa nas UHE	31
5.1	Amplitude relativa da usina	31
5.2	Principais impactos	33
5.3	Limitantes com impacto na geração mínima	34
5.4	Limitantes com impacto na geração máxima	36
5.5	Outros aspectos operativos com impacto na amplitude máxima	37
5.6	Condicionantes Operativos Hidráulicos	39
6	Flexibilidade Operativa nas Usinas Térmicas	41
7	Impacto da falta de flexibilidade no SIN	44
7.1	Elevação dos Custos da Operação	44
7.2	Redução da prontidão no atendimento	44
7.3	Restrição de geração renovável	45
8	Ações estruturais para garantir maior recurso de potência e flexibilidade operativa ao sistema	46
9	Conclusões	49

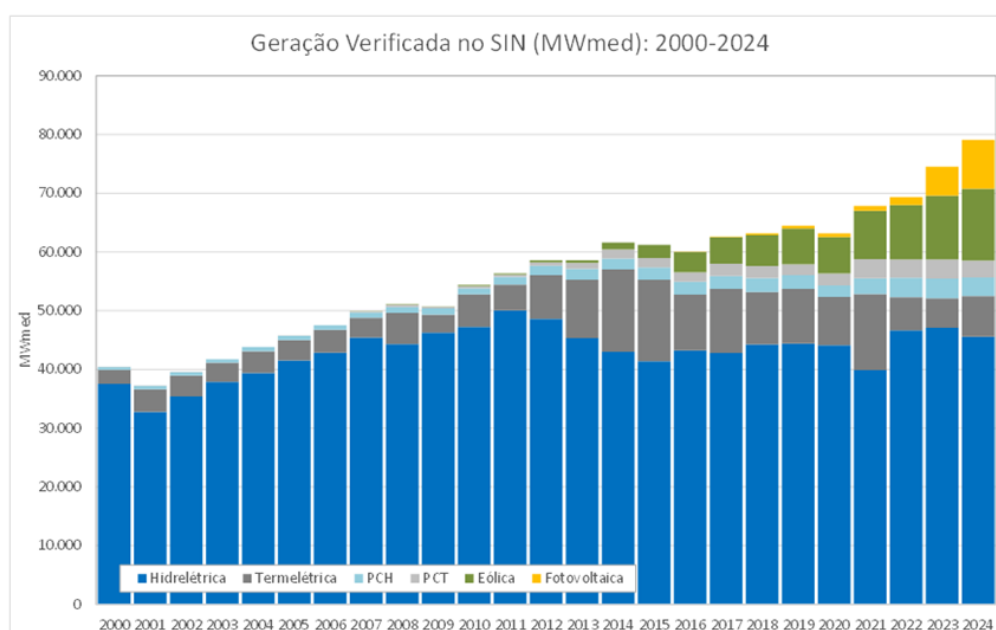
1 Introdução e Objetivo

A crescente participação de fontes renováveis variáveis, eólica e solar fotovoltaica, no parque gerador do Sistema Interligado Nacional – SIN, assim como a expansão da Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD, sendo em quase sua totalidade disponibilizada a partir da fonte fotovoltaica, tem exigido, cada vez mais, flexibilidade operativa das demais fontes para compensar os potenciais desequilíbrios instantâneos entre a geração e a carga. Esse requisito é atendido atualmente, principalmente, pelo parque hidrelétrico, que apresenta controlabilidade do despacho e maior capacidade de regulação de potência.

Além disso, e em função, principalmente, da crescente participação das fontes lastreadas em energia solar na matriz elétrica, ao final do dia, na indisponibilidade deste recurso, a geração hidrelétrica continua assumindo o papel principal de atendimento à demanda, atingindo valores crescentes ao longo dos anos.

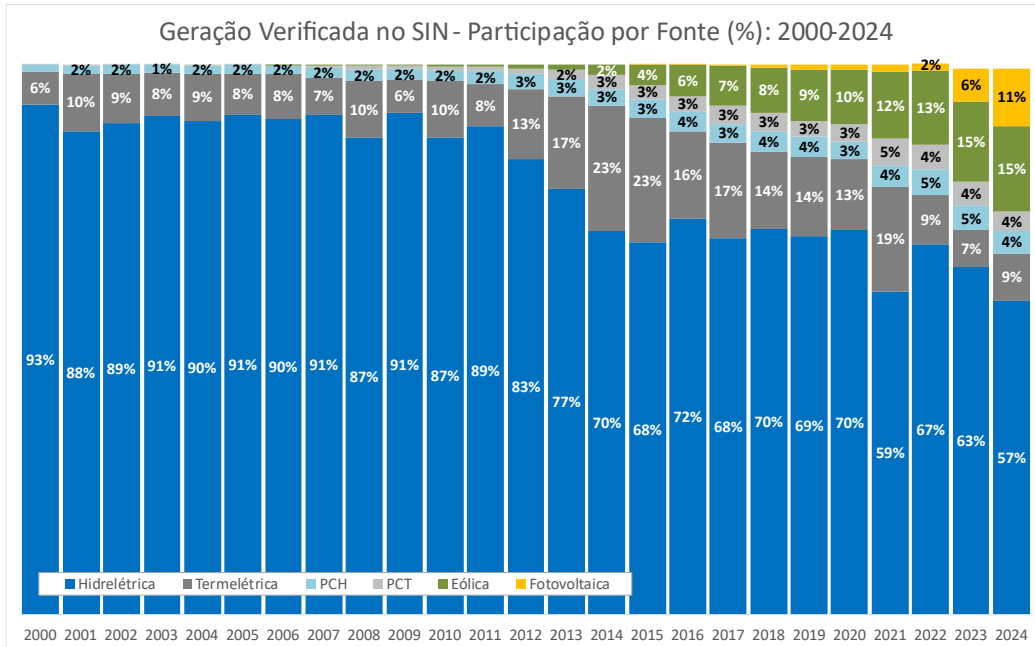
Para ilustrar a crescente participação das fontes eólica e solar fotovoltaica no atendimento à carga do SIN, a Figura 1.1, a seguir, mostra, para o período de 2000 a 2024, a evolução da geração verificada total, agregada para o SIN e em média anual, dos recursos hidrelétrico, termelétrico, eólico e fotovoltaico, sendo os dois primeiros recursos discriminados em montantes referentes às usinas despachadas e não despachadas centralizadamente pelo ONS. Cabe ressaltar que o gráfico se refere somente aos recursos de geração supervisionados pelo ONS, não constando a MMGD.

Figura 1.1 – Geração verificada no SIN, por fonte – Período de 2000 a 2024



A Figura 1.2 mostra a mesma geração, porém em percentual de participação no montante total gerado anualmente.

Figura 1.2 – Participação por fonte na geração verificada no SIN – Período de 2000 a 2024



Observa-se na Figura 1.1 que, a partir de 2016, a geração das fontes hidrelétrica e termelétrica, somadas, vem se mantendo em um mesmo patamar, sendo a fonte termelétrica complementar à hidrelétrica e, portanto, a que fornece mais geração em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, como no ano de 2021.

Isso tem se dado pelo crescimento da carga estar sendo atendido, em maior parte, pela expansão das fontes eólica e solar fotovoltaica. Como reflexo, podemos ver na Figura 1.2, a participação das fontes hidrelétrica e termelétrica, somadas, reduzir de 88% em 2016 para 66% em 2024, somente considerando as fontes supervisionadas pelo ONS, enquanto as fontes eólica e fotovoltaica aumentaram sua participação, somadas, de menos de 7% em 2016 para 26% em 2024.

Em função da forte dependência da disponibilidade de geração das fontes eólica e solar fotovoltaica em relação à disponibilidade instantânea dos recursos naturais, a maior participação dessas fontes no atendimento à carga acaba transferindo para as demais fontes, termelétrica e, principalmente, hidrelétrica, esforço crescente de prover flexibilidade operativa.

A flexibilidade operativa pode ser entendida como a capacidade de um determinado recurso em compensar potenciais desequilíbrios de curtíssimo prazo entre a geração e a carga, excursionando a entrega de potência do zero ou sua potência mínima até a potência máxima, com o mínimo de restrições possíveis.

Nesse contexto, e dentro do âmbito do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização do País (PRR), sob a coordenação e acompanhamento do Ministério de Minas e Energia (MME), este relatório técnico foi desenvolvido pelo ONS, e avaliado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Agência Nacional das Águas (ANA), com o objetivo de atender o estabelecido na ação de curto prazo de número 3 (CP3) do PRR, que tem como objetivo realizar uma reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR, sob uma visão estrutural, considerando como referência a evolução da matriz elétrica para os próximos anos e observadas as condições de operação de reservatórios definidas pela Agência Nacional das Águas (ANA), em articulação com o ONS.

Cabe destacar ainda que, no âmbito do PRR, o cumprimento à CP3 se dá de forma coordenada com as ações CP10 - Avaliação e revisão das restrições operativas hidráulicas; CP2 - Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazo; CP5 - Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef; e CP9 - Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs, uma vez que as diretrizes de operação dos reservatórios são também utilizadas em outros estudos e guardam relação com os insumos e produtos de todas as atividades relacionadas.

Na elaboração deste relatório, buscou-se ilustrar, através da análise de dados verificados no horizonte de 2018 a 2024, assim como da prospecção para o horizonte de 2026 a 2029, baseada nos dados do Plano da Operação Energética (PEN) 2025-2028, a flexibilidade operativa provida principalmente pela geração hidrelétrica, procurando apresentar os impactos nas usinas hidrelétricas e as condições operativas que afetam a capacidade delas de proverem a flexibilidade operativa.

Além disso, buscou-se identificar como os condicionantes operativos nas usinas hidrelétricas impactam suas capacidades de promover a flexibilidade operativa.

Por último, além de destacar os principais impactos operativos para o SIN no que tange à falta de flexibilidade operativa, este documento enumera ações que devem ser discutidas e efetivadas em âmbito amplo do setor elétrico, de forma a se buscar maior flexibilidade operativa no SIN.

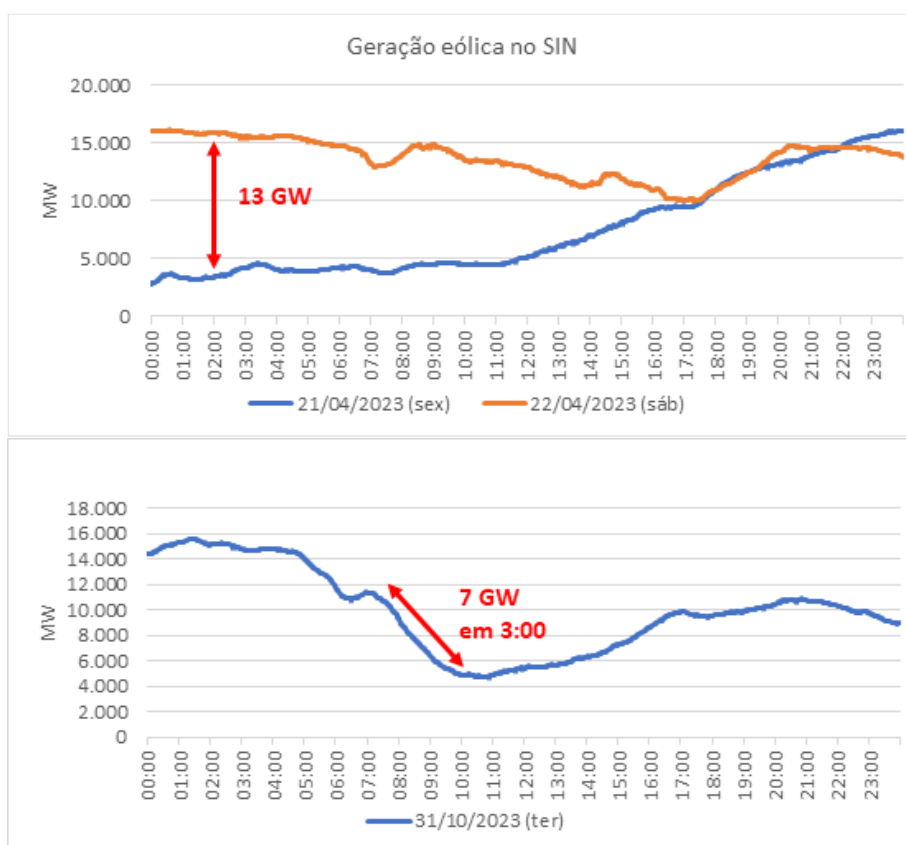
1.1 Características da geração eólica e solar fotovoltaica

Visando uma melhor contextualização dos impactos da penetração das fontes eólica e fotovoltaica na matriz elétrica nos últimos anos, apresentam-se a seguir as principais características dessas fontes que impõem uma necessidade cada vez maior de recursos com flexibilidade para compensar seus efeitos.

Para a geração eólica, os principais fatores de impacto para os requisitos de flexibilidade são a alta variabilidade e a difícil previsibilidade no curtíssimo prazo.

Na Figura 1.3 é possível observar dois exemplos da variabilidade da geração dessa fonte: no primeiro, é mostrada uma diferença de 13 GW para a geração eólica do mesmo horário em dias consecutivos e, no segundo, é apresentada uma rampa de redução de geração eólica da ordem de 7 GW em 3 horas.

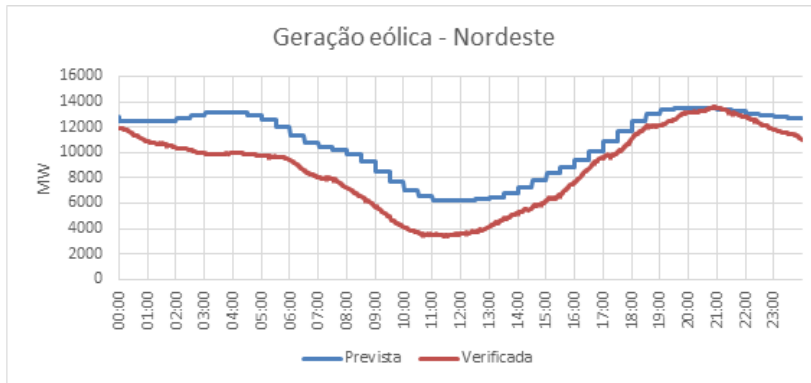
Figura 1.3 – Exemplos de alta variabilidade de geração eólica de um dia para o outro e dentro do mesmo dia



Na figura 1.4 é apresentada a geração eólica prevista e verificada do subsistema Nordeste para o dia 09/10/2024, a partir da qual é possível perceber que, ao longo de parte do dia, o valor observado chega a ficar cerca de 3 GW

abaixo do valor previsto. Para todo desvio de carga líquida, a diferença precisa ser compensada por geração despachada flexível, uma vez que o espaço de tempo entre o comando do ONS e a efetivação do redespacho é curto.

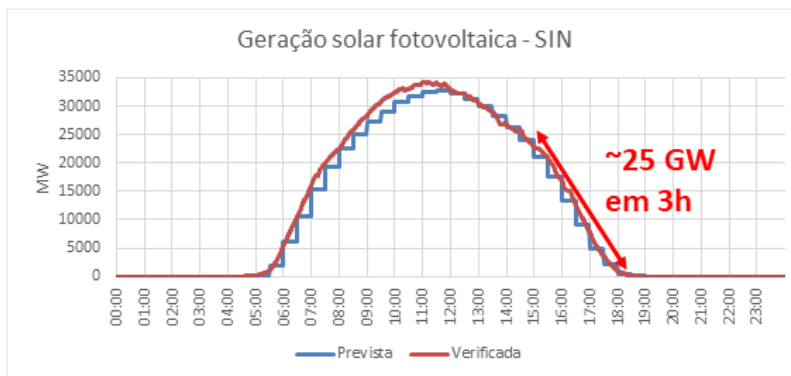
Figura 1.4 – Geração eólica prevista e verificada para o subsistema Nordeste em 09/10/2024



A geração solar fotovoltaica, por sua vez, é mais previsível. A fonte tem pouca variação entre dias e entre meses do ano. Adicionalmente, a assertividade das previsões de curtíssimo prazo é alta, impondo poucas necessidades de redespacho para a sala de controle. Por outro lado, os parques solares têm características intrínsecas que implicam em desafios para a operação, que são as rampas intensas de entrada e saída dessa geração nos momentos de nascer e pôr do sol.

Na Figura 1.5 é possível observar a geração solar fotovoltaica do SIN prevista e verificada, e já totalizando as parcelas centralizada e distribuída, para o dia 19/11/2024, sendo possível constatar a assertividade da previsão e a intensidade das rampas, nesse caso, de em torno de 25 GW em 3 horas.

Figura 1.5 – Exemplo de Geração solar fotovoltaica no SIN em 19/11/2024



2 Contextualização

Antes de se avaliar a evolução verificada e projetada da flexibilidade operativa exigida das fontes termelétrica e hidrelétrica, a partir da maior penetração das fontes eólica e solar fotovoltaica, convém definir alguns parâmetros e medidas que foram usados na análise, visando facilitar o entendimento, os quais serão apresentados nos itens a seguir.

2.1 Demanda Atendida por Recursos Despacháveis

Os recursos hidrelétricos e termelétricos, pela sua natureza de conversão da energia, permitem maior controlabilidade de sua geração nas etapas de programação diária e coordenação da operação em tempo real. Assim, o ONS nas simulações através da cadeia de modelos eletroenergéticos e no despacho centralizado, visa a utilização otimizada desses recursos, entendidos no trecho a seguir como recursos simuláveis.

Desta forma, na etapa da programação diária, sendo definida a demanda em 48 patamares semi-horários a ser atendida para o dia seguinte, o empilhamento de recursos para atendimento à demanda é feita a partir, primeiro, da alocação dos recursos não simuláveis, com as previsões da disponibilidade de geração dos recursos de geração eólica e solar fotovoltaica integrados ao SIN, assim como da MMGD, e das pequenas usinas hidráulicas e térmicas não despachadas centralizadamente, seguindo para a alocação da parcela inflexível das usinas térmicas. A diferença entre a demanda total prevista do SIN e o empilhamento feito com os recursos supracitados é a demanda a ser atendida por recursos simulados e despacháveis, que pode ser tratada como a demanda líquida do sistema.

Para o atendimento da demanda líquida do SIN, são utilizadas as hidrelétricas, respeitando os condicionantes operativos hidráulicos existentes, e a parcela flexível das termelétricas de acordo com a ordem de mérito definido pelos modelos eletroenergéticos e as políticas e diretrizes eletroenergéticas vigentes que visam otimizar a operação do SIN, e a confirmação da disponibilidade dos recursos pelos agentes operadores das usinas.

Agrega-se a este empilhamento a análise ao atendimento aos limites elétricos do sistema e o fechamento do balanço entre carga e geração de forma que a diferença entre elas seja zero, necessitando em alguns casos, de restrições de geração para este fim.

Sendo feita essa breve e simples descrição da consideração das disponibilidades dos recursos de geração na etapa de programação diária do ONS, define-se aqui um parâmetro, a Demanda Atendida por Recursos Simulados e

Despacháveis, como a parcela da demanda que é atendida pelas gerações hidrelétricas e termelétricas.

Essa definição é importante principalmente para o item no qual será abordada a projeção do atendimento horário à demanda, já que a projeção da utilização dos recursos despacháveis foi estimada subtraindo-se da demanda total projetada as disponibilidades projetadas para as usinas hidrelétricas e termelétricas não despachadas centralizadamente, para as fontes eólica e solar fotovoltaica e para a MMGD.

2.2 Amplitude Diária

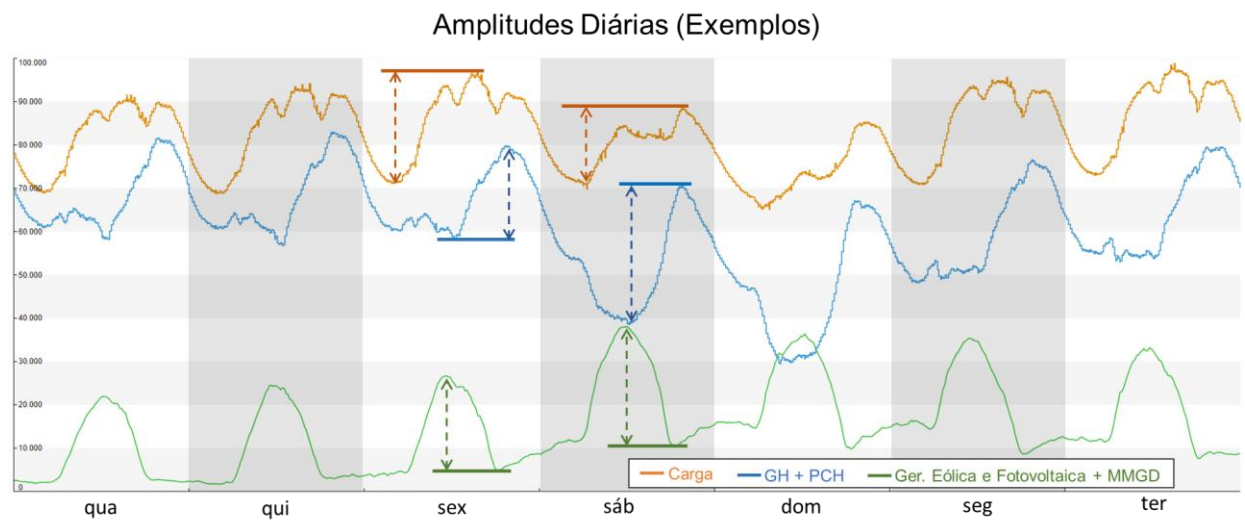
Uma primeira medida definida para análise é a amplitude diária, que pode ser entendida como a diferença entre os valores máximo e mínimo atingidos por um determinado parâmetro ao longo de um dia.

Tendo como premissa que os principais parâmetros envolvidos no atendimento à carga por recursos despacháveis, ao longo do dia, apresentam comportamento cíclico diário bem definido, como a geração solar fotovoltaica e a MMGD, como os exemplos mais característicos; a própria demanda, que reflete um comportamento dos meios de produção, de serviços e da própria sociedade; e a geração eólica, tendo esta um comportamento cíclico menos bem caracterizado; define-se que a geração necessária para o fechamento do balanço assumirá também um comportamento cíclico diário, podendo assumir diferentes perfis entre dias úteis, finais de semana e feriados, em função do comportamento da carga nesses dias.

Nesse contexto, a amplitude diária verificada das gerações hidrelétrica e termelétrica, somadas, apesar de ainda ser uma informação incompleta, pode ser vista como uma primeira medida no sentido de se entender como o requisito de flexibilidade operativa vem sendo cada vez mais exigido dessas fontes, pois mostra, a cada dia, a faixa de potência pela qual estes recursos somados tiveram que excursionar para regular o desequilíbrio entre carga e geração das fontes renováveis variáveis.

De forma somente ilustrativa da medida aqui definida, a Figura 2.1 ilustra para um período qualquer de dias seguidos, a amplitude diária dos principais parâmetros envolvidos no atendimento à demanda instantânea.

Figura 2.1 – Exemplos de amplitude diária da carga global e principais recursos de geração



2.3 Rampas de Variação Horária

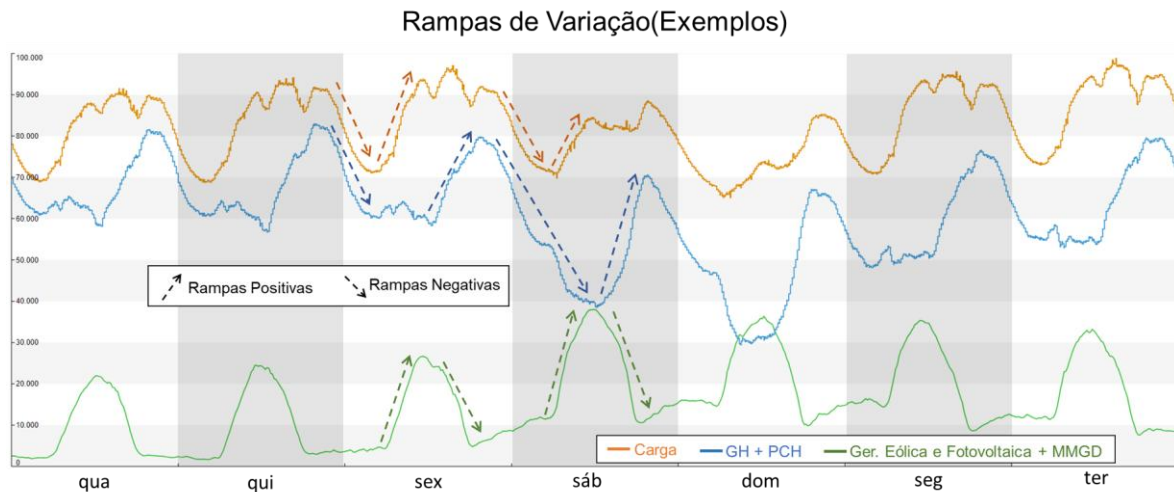
Uma medida mais efetiva que reflete a flexibilidade operativa é a variação horária de geração dos recursos que atendem os desequilíbrios entre a demanda e a geração das fontes renováveis variáveis. Espera-se que com a maior participação destes recursos, principalmente a solar fotovoltaica centralizada e a MMGD, a evolução das variações horárias da geração hidrelétrica seja crescente ao longo do tempo.

Além disso, é importante avaliarmos os períodos em que as variações de geração de mesmo sentido, positivo ou negativo, ocorrem seguidamente. São as chamadas rampas de variação.

Deve-se observar que a capacidade de variação horária na geração de uma usina hidrelétrica é fortemente impactada não só pelas características do conjunto turbina-gerador, mas também pela existência de condicionantes operativos hidráulicos, os quais impõem limitações à operação das usinas, como restrições de defluências máximas e mínimas, de taxas de variação de defluência, entre outras, os quais existem, por exemplo, para garantir o cumprimento de questões relacionadas aos usos múltiplos da água, como o atendimento a requisitos socioambientais.

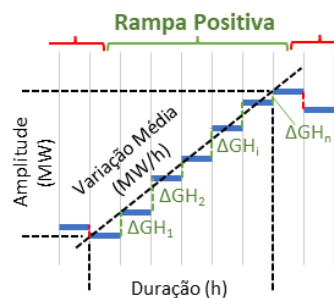
De forma somente ilustrativa da medida aqui definida, a Figura 2.2 ilustra para um período qualquer de dias seguidos, rampas de variação dos principais parâmetros envolvidos no atendimento à demanda instantânea.

Figura 2.2 – Exemplos de rampa de variação da carga global e principais recursos de geração



As rampas consideradas neste documento serão obtidas a partir da agregação de variações horárias que apresentarem o mesmo sentido, negativo ou positivo. Desta forma, pode-se caracterizar sua amplitude como o somatório de todas as variações horárias, em MW, que a integram, e sua duração como o total de horas consideradas na rampa. Além disso, a variação média da rampa será dada pela razão entre a amplitude e a duração. A Figura 2.3 ilustra esses conceitos com um exemplo de uma rampa positiva.

Figura 2.3 – Conceito de amplitude e duração de uma rampa positiva



Duração: n (horas)

$$\text{Amplitude: } \sum_{i=1}^n \Delta GH_i$$

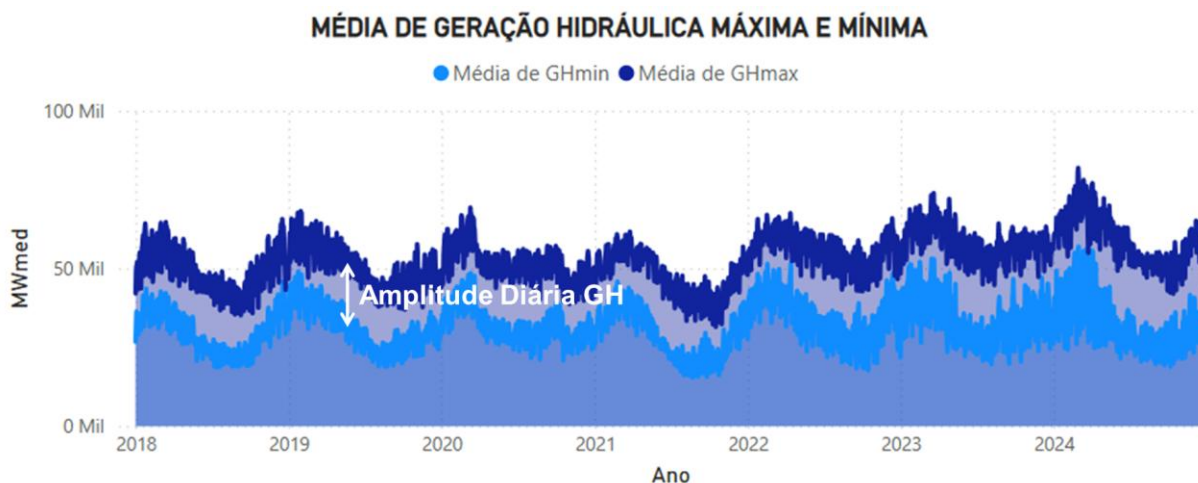
$$\text{Variação Média: } \frac{\text{Amplitude (MW)}}{\text{Duração (h)}}$$

3 Evolução histórica – Período de 2018 a 2024

3.1 Potência e Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica

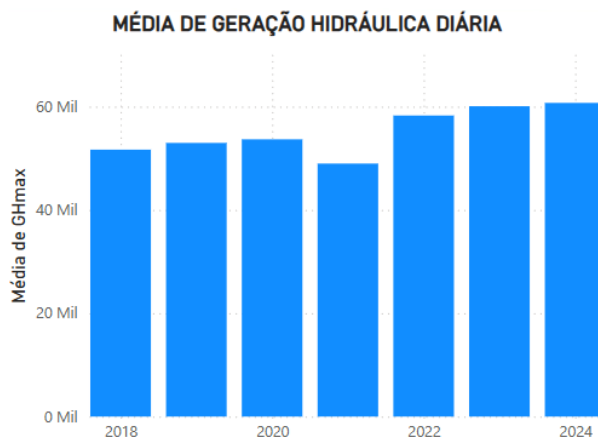
A Figura 3.1 ilustra a evolução diária da geração hidrelétrica verificada no SIN, considerando o período de 2018 a 2024, mostrando os valores máximos e mínimo atingidos diariamente.

Figura 3.1 – Evolução dos máximos e mínimos diários de geração hidrelétrica no SIN



Antes de se analisar a evolução da amplitude diária, e com o foco na curva de geração máxima, representada pela porção superior da Figura 3.1, em azul mais escuro, a Figura 3.2 ilustra a média anual das gerações máximas obtidas.

Figura 3.2 – Média anual das gerações hidrelétrica máximas no SIN



Observa-se que, em valores médios anuais, a geração máxima diária atingida pela geração hidrelétrica vem apresentando elevação seguidamente, sendo essa sequência crescente interrompida somente em 2021, em função das medidas operativas adotadas ao longo do ano visando a preservação dos armazenamentos

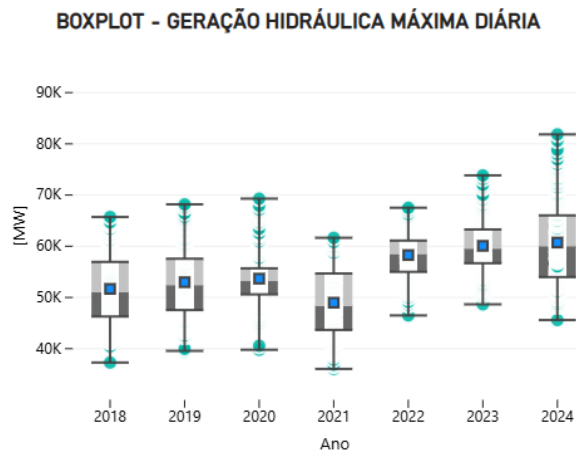
diante da crise hídrica observada no biênio 2020/2021. Esta elevação verificada nas gerações hidrelétricas máximas, ano a ano, contrasta com o comportamento mais estável observado para a geração média anual, mostrado na Figura 1.1.

Esse contraste mostra que, embora, sob o aspecto do atendimento energético, a elevação da carga vem sendo atendida pela expansão das fontes variáveis, mantendo a geração das fontes despacháveis em um desempenho mais estável, sob o aspecto do atendimento de potência, a geração hidrelétrica ainda vem sendo requisitada de forma crescente ao longo dos anos.

Isto se explica, principalmente, pela crescente participação das fontes lastreadas em energia solar na matriz elétrica. Ao final do dia, na indisponibilidade deste recurso, a geração hidrelétrica continua assumindo o papel principal de atendimento à demanda, tendo que atingir valores crescentes ao longo do ano neste papel de atendimento de potência.

Visando um melhor entendimento da evolução das gerações hidrelétricas máximas diárias a partir de 2018, a Figura 3.3 apresenta a distribuição das gerações máximas em *boxplots* anuais, a partir dos quais pode-se ver não só a evolução da média, como já visto anteriormente, mas dos quartis da distribuição.

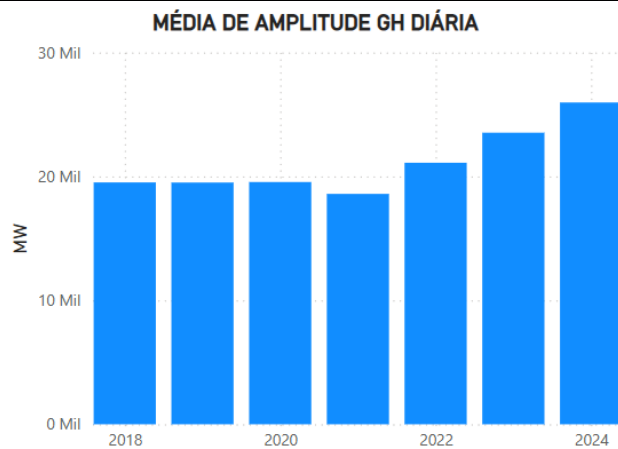
Figura 3.3 – Distribuição das gerações máximas hidrelétricas diárias no SIN



Observa-se que, a partir de 2022, a distribuição a partir do terceiro quartil, principalmente a concentração de valores próximos aos valores máximos, vem se elevando, indicando que a geração hidrelétrica, de forma consistente, vem atingindo valores diários maiores, evidenciando a participação crescente no atendimento à potência.

Acrescentando na análise as gerações hidrelétricas mínimas diárias, e pela diferença entre as duas curvas de geração máxima e mínima mostradas na Figura 3.1, pode-se obter a amplitude diária atingida pela geração hidrelétrica nesse período. Vale lembrar que a amplitude diária mostra a faixa operativa pela qual a geração hidrelétrica teve que excursionar ao longo do dia para atender ao desequilíbrio entre a carga e a geração das demais fontes. A Figura 3.4 ilustra a média anual das amplitudes diárias obtidas.

Figura 3.4 – Média anual das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN



Observa-se elevação expressiva na média das amplitudes diárias de geração hidrelétrica a partir de 2022. Nesse contexto, alguns comentários podem ser feitos:

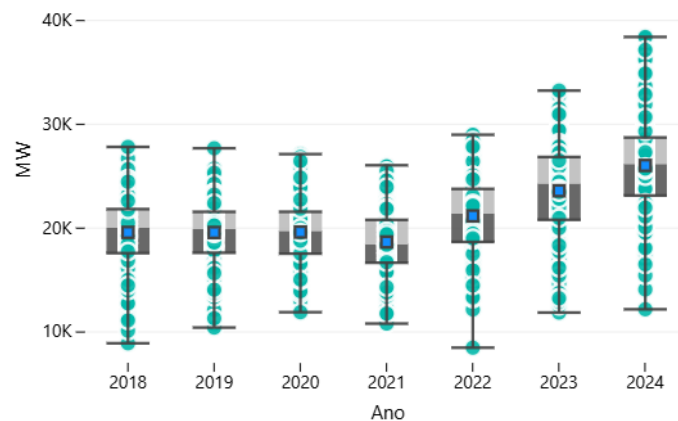
- Esse período é coincidente com um maior aumento na participação dos recursos fotovoltaicos (conforme Figura 1.2), centralizado e distribuído, que apresentam amplitudes diárias bem caracterizadas e elevadas em relação à média de energia gerada;
- Esses últimos anos coincidiram também com uma melhora nas condições de armazenamento do SIN verificada ao final do período chuvoso de 2021/2022 que, por sua vez, conduzem a dois aspectos correlatos: a maior disponibilidade de geração hidrelétrica e o menor uso de geração termelétrica. Esse último aspecto aumenta a participação das hidrelétricas no atendimento ao desequilíbrio entre a carga e a geração provenientes de fontes renováveis variáveis e suas variações instantâneas.

Além disso, nota-se no período anterior a 2021 pouca variação entre as médias das amplitudes de geração hidrelétrica, mesmo sendo um período caracterizado pelo avanço da fonte eólica na participação da matriz. Em 2021, a diminuição da média pode ser atribuída ao menor uso das hidrelétricas, visando a preservação

dos armazenamentos nos reservatórios, em função da situação de escassez hídrica observada no biênio 2020/2021.

Visando apresentar um quadro mais amplo da evolução das amplitudes diárias da geração hidrelétrica a partir de 2018, a Figura 3.5 apresenta a distribuição dessas amplitudes em *boxplots* anuais, a partir dos quais pode-se ver não só a evolução da média, como já visto anteriormente, mas dos quartis da distribuição.

Figura 3.5 – Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN

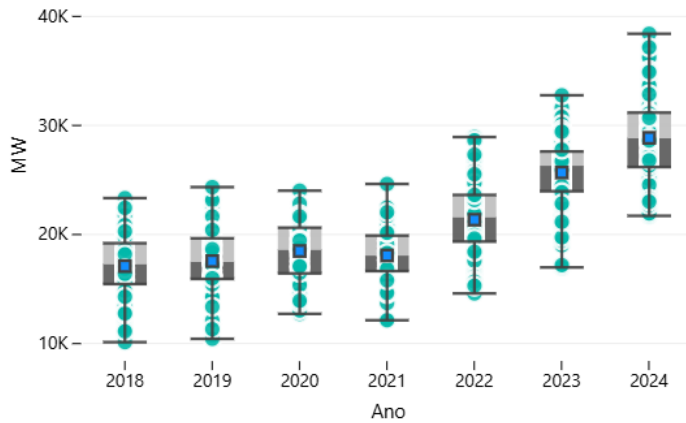


Observa-se que, a partir de 2022, a distribuição a partir do primeiro quartil vem se elevando, indicando a ocorrência, de forma consistente, de amplitudes cada vez maiores, ou seja, a geração hidráulica tendo que excursionar ao longo do dia por faixas operativas cada vez maiores.

Enquanto até 2021, 75% das amplitudes diárias observadas eram inferiores a 20,7 GW, em 2024, 75% das ocorrências foram superiores a 23,0 GW. Da mesma forma, as amplitudes máximas observadas até 2021 foram inferiores a 27,8 GW e em 2024, 25% das ocorrências foram superiores a 28,6 GW com a amplitude máxima em torno de 38,3 GW.

De forma a complementar a análise, a Figura 3.6 faz a mesma análise, porém considerando somente sábados e domingos.

Figura 3.6 – Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN (sáb. e dom.)



Ao se considerar somente os finais de semana, nota-se que em 2024, 75% das amplitudes de geração hidrelétrica são superiores a 26,1 GW, valor cerca de 3 GW maior do que o valor ao considerarmos todos os dias do ano. De forma análoga, a média das amplitudes máximas, considerando somente os finais de semana, 28,7 GW, é cerca de 2,7 GW superior ao considerarmos todos os dias do ano.

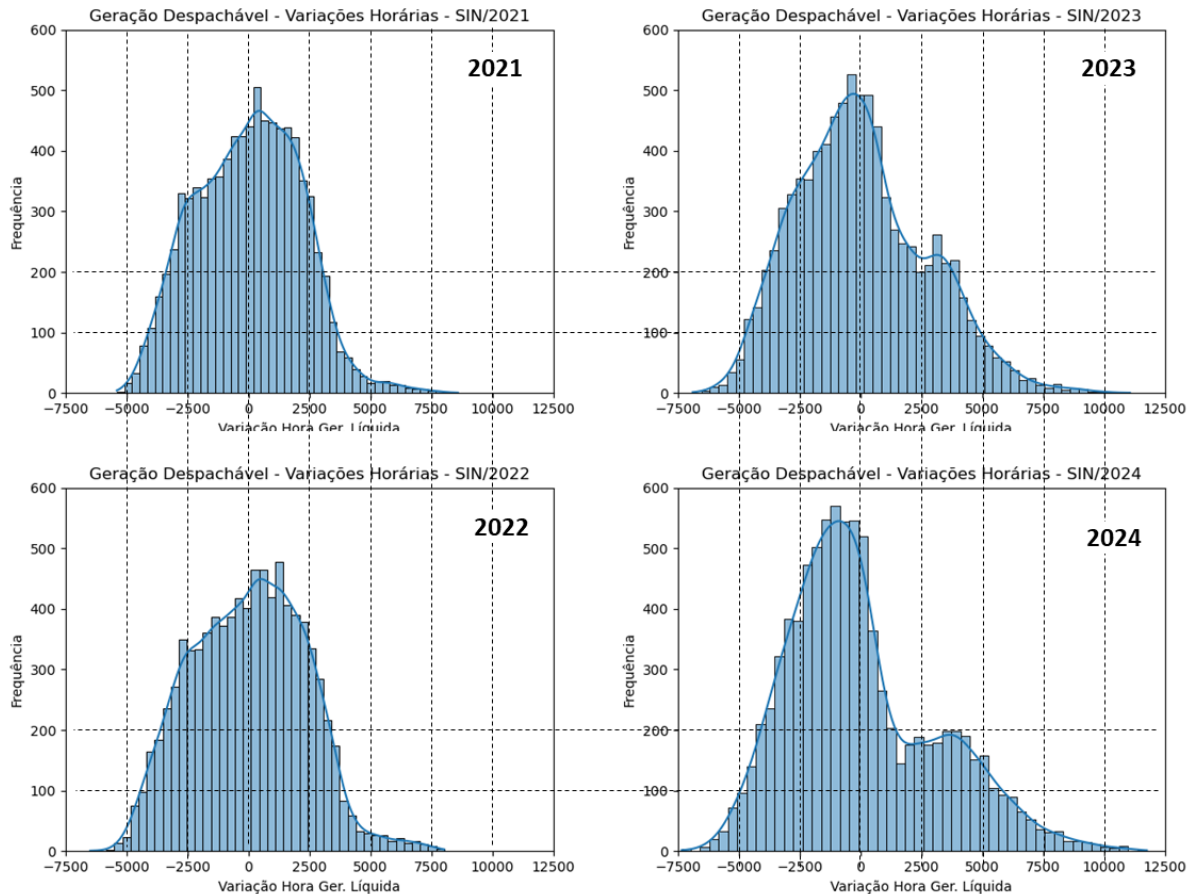
A ocorrência de amplitudes elevadas nos finais de semana ocorre em função da necessidade de minimização da geração hidrelétrica nas madrugadas, períodos de carga reduzida, porém, tendo que atingir valores elevados ao final do dia, com a demanda mais elevada e com a redução da geração fotovoltaica que ocorre naturalmente, independentemente do dia da semana.

3.2 Variações Horárias da Geração dos Recursos Despacháveis

Conforme já definido no item 2.1 deste documento, a geração dos recursos despacháveis se refere à geração agregada das usinas hidrelétricas e termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, ou seja, essa parcela da geração pode ser entendida como a carga global abatida da geração das fontes PCH, PCT, eólica e fotovoltaica, assim como da MMGD.

A Figura 3.7 mostra, por meio de histogramas, a distribuição das variações horárias verificadas para a geração de recursos despacháveis para os anos de 2021 a 2024.

Figura 3.7 – Distribuição das variações horárias da geração de recursos despacháveis



Observa-se que os gráficos incluem variações horárias tanto negativas, que ocorrem quando a geração verificada em determinada hora é inferior à observada na hora anterior, quanto positivas, quando a geração da hora anterior é inferior. Nesse contexto, nota-se que as distribuições apresentam os valores mais frequentes, valores em torno da moda, próximos de zero.

Porém, nota-se que as distribuições, a cada ano, ficam menos concentradas, ou seja, com a base atingindo valores cada vez maiores, em termos absolutos, e a cada ano, as variações horárias, tanto negativas, mas em especial as positivas, vão ficando maiores.

Na porção negativa das distribuições, é possível observar um aumento na frequência tanto de variações entre -2.500 MW e -5.000 MW quanto entre -5.000 MW e -7.500 MW, faixa para qual quase não se observou variação em 2021.

A mesma análise pode ser feita para a faixa positiva da distribuição, para a qual as variações horárias entre 2.500 MW e 5.000 MW, e entre 5.000 MW e 7.500 MW vêm se tornando mais frequentes. O mesmo acontece com as variações superiores a 7.500 MW, que em 2021 pouco foram observadas. Em 2024, já é possível observar variações horárias positivas acima de 10.000 MW.

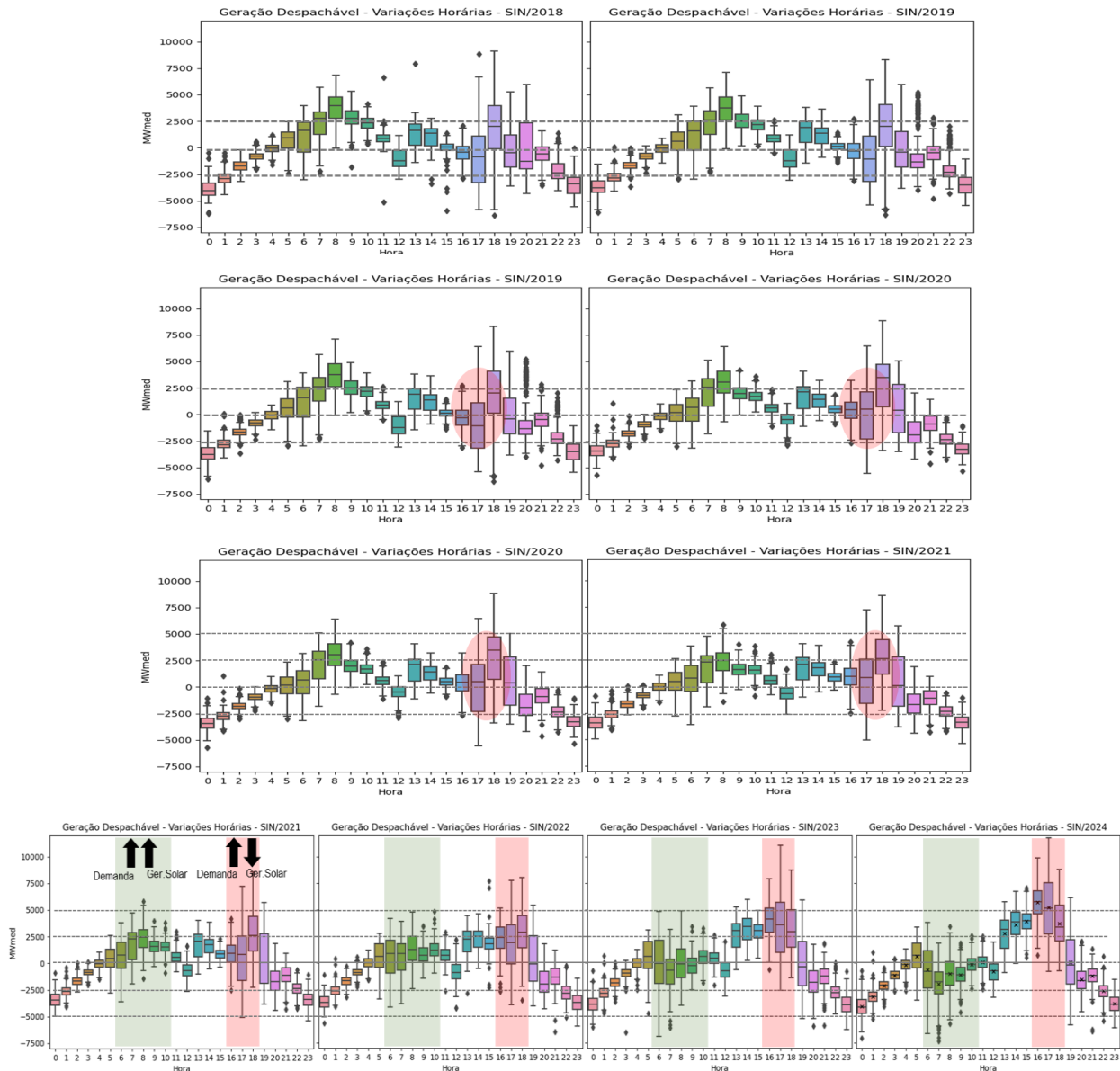
Aqui vale a ressalva que, apesar da análise refletir o desempenho das gerações hidrelétricas e termelétricas de forma agregada, sabe-se que as variações instantâneas são predominantemente atendidas pela geração hidrelétrica.

Com isso, nota-se a crescente necessidade das gerações despacháveis atenderem variações horárias elevadas para suportar o desequilíbrio ao longo do dia entre o perfil da carga e o perfil de disponibilidade dos recursos renováveis variáveis, lastreados nas gerações das fontes eólica e solar.

Aprofundando mais a análise, pode-se obter a distribuição das variações horárias dos recursos despacháveis ao longo dos anos, porém discriminando pela hora do dia. Em outras palavras, em cada ano considerado no horizonte, pode-se elaborar, para cada uma das 24 horas do dia, uma distribuição das variações horárias da geração dos recursos despacháveis.

A Figura 3.8 mostra essas distribuições e visando facilitar a análise, os anos considerados foram comparados de dois em dois até 2021, sendo os anos 2021 a 2023 comparados conjuntamente.

Figura 3.8 – Distribuição das variações horárias, discriminadas pela hora do dia



O primeiro conjunto de gráficos compara os anos de 2018 e 2019, período em que ainda não havia uma participação tão expressiva dos recursos lastreados na energia solar. Nota-se que não há evidências de uma mudança de comportamento nas variações horárias ao longo do dia, sendo tais variações mais elevadas ocorrendo nos horários de demanda mais elevada quando, por conseguinte, pode haver uma variação horária mais elevada da mesma.

Ao se comparar os anos de 2019 e 2020, período em que começa a se notar impactos no atendimento em relação à disponibilidade de recursos fotovoltaicos, mas ainda muito reduzidos, pouca alteração no perfil das variações horárias é observada. Em torno das horas 17 e 18, houve um deslocamento da concentração das variações em cerca de 1.500 MW para cima, o que pode ser o início da influência da redução da disponibilidade dos recursos fotovoltaicos, mas ainda inconclusivo.

Ao avançarmos para 2020 e 2021, nota-se também a manutenção dos perfis de variação horária. Em relação as horas 17 e 18, para as quais se observou um pequeno deslocamento na concentração das variações horárias, esse deslocamento não se repetiu, mantendo a inconclusividade da análise. Vale ressaltar que a mudança de política do uso das usinas hidrelétricas em 2021, em função da situação de escassez hídrica, pode ter influência na análise descrita acima, bem como o comportamento da carga em função da pandemia de COVID-19.

Porém, ao analisarmos em conjunto os anos de 2021 a 2024, período em que vem se observando uma participação maior dos recursos fotovoltaicos, é possível observar uma mudança no perfil das distribuições de variações horárias.

Nota-se que no período entre as horas 6 e 10 há um deslocamento da concentração das variações horárias em torno de -1,0 GW por ano, ou seja, as variações horárias nessa faixa horária estão ficando menores ao longo do tempo. Em alguns desses horários, as variações horárias estão tendendo a zero e até mesmo se tornando variações negativas com amplitudes maiores, significando a elevação da geração solar, e MMGD, a uma taxa de variação cada vez maior em relação à carga global.

Por sua vez, no período entre as horas 13 e 17, as variações horárias vêm apresentando um deslocamento em torno de 1,0 GW a 1,5 GW. Ou seja, as variações horárias que, em geral são positivas nesse período, estão se tornando maiores ao longo do tempo.

Esse comportamento distinto nos diferentes períodos do dia se deve ao comportamento distinto dos dois principais parâmetros que tem influenciado no desequilíbrio atendido pela geração despachável: a própria demanda e a disponibilidade de geração solar.

No primeiro período, da hora 6 a hora 10, em geral a demanda está em elevação, assim como a geração solar, ou seja, requisito e recurso variando na mesma direção. Então, com a participação crescente da geração solar, e conseqüentemente, variações horárias positivas mais elevadas desse recurso, a tendência é que as variações horárias de quem está fechando o balanço sejam menores, se positivas, ou maiores, se negativas.

Por sua vez, no segundo período, da hora 13 a hora 17, em geral, a demanda está mantendo o patamar ou se elevando mais para o final desse período, e a geração solar reduzindo expressivamente. Ou seja, o requisito em elevação e o recurso em forte redução. Então, com a participação crescente da geração solar e, conseqüentemente, ocorrência de variações horárias negativas crescentes desse recurso, a tendência é que as variações horárias de quem está fechando o balanço sejam cada vez maiores ao longo do tempo.

3.3 Rampas de Tomada de Carga (Rampas Positivas)

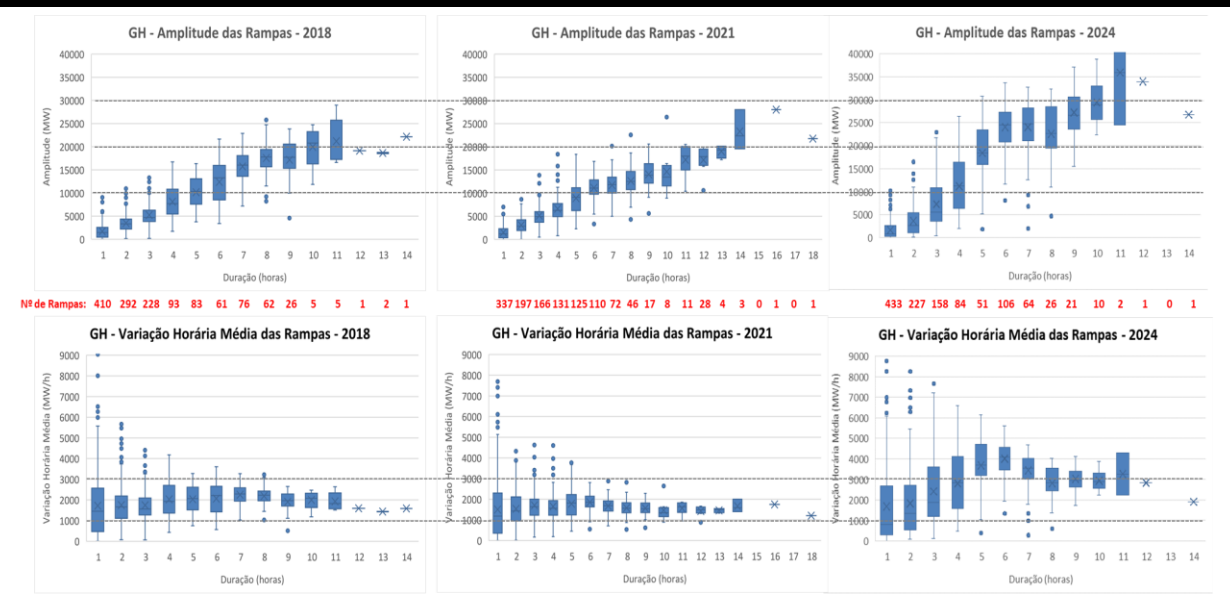
A análise das variações horárias, de forma isolada, indicou um expressivo aumento na variação da geração despachável, formada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, em intervalos de uma hora. Aumento esse que pôde ser observado conforme a maior participação da fonte fotovoltaica e da MGD.

Porém, além da análise das variações horárias, de forma isolada, faz-se necessário avaliar a evolução das rampas de geração, ou seja, seguindo o conceito já definido no item 2.3, períodos em que as variações horárias ocorrem sucessivamente em um mesmo sentido, crescente (positiva) ou decrescente (negativa).

A ocorrência de rampas prolongadas de geração, além de demandar maior esforço de coordenação do despacho das unidades geradoras, exige um maior número de unidades geradoras envolvidas no atendimento, podendo conduzir a variações rápidas nas defluências praticadas pelas usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, devem ser programadas de forma a atender também os condicionantes operativos hidráulicos impostos às usinas.

A Figura 3.7 mostra a evolução das rampas de tomada de carga, ou seja, de variações positivas da geração hidrelétrica no SIN, comparando-se a distribuição das ocorrências de rampa nos anos de 2018, 2021 e 2024. Para isso, constroem-se distribuições estatísticas para duração de rampa observada no respectivo ano. Para cada uma das durações de rampa observadas, são mostradas, através das distribuições, as amplitudes e as variações médias atingidas.

Figura 3.7 – Distribuição das rampas de geração hidrelétrica



Comparando as rampas ocorridas nos anos de 2018 e 2021, observa-se:

- Um maior número, em 2021, de rampas com duração superior a 4 horas, com exceção das rampas de 7, 8 e 9 horas. Nesse contexto, percebe-se, em 2021, rampas com duração superior a 14 horas, máximo observado em 2018;
- Em relação à concentração das ocorrências de rampa nesses dois anos, um moderado deslocamento, em geral, para valores menores de amplitude. Ou seja, dadas as respectivas durações, observam-se rampas com menor amplitude. Em 2018, as inclinações médias se concentram em torno de 2 GW/h, nas rampas com duração superior de 4 a 11 horas, enquanto, em 2021, essa concentração se dá em torno de um valor inferior a 2 GW/h;
- Como a variação média, ou inclinação, da rampa é dada pela razão entre a amplitude e a duração, em um comportamento mais representativo, observam-se rampas menos inclinadas em 2021.

Ao se analisar as constatações acima, deve-se ressaltar que em 2021 houve, em praticamente todo o ano, uma política de redução da geração hidrelétrica, em função da situação de escassez hídrica, que demandou adoção de medidas adicionais visando a preservação dos armazenamentos nos reservatórios de usinas hidrelétricas do SIN. Nesse contexto, a pouca variação entre 2018 e 2021, inclusive com amplitudes e inclinações menores em muitas faixas de duração, está fortemente relacionada a essa política de menor uso das usinas hidrelétricas.

Por sua vez, ao compararmos os anos de 2021 e 2024, observa-se:

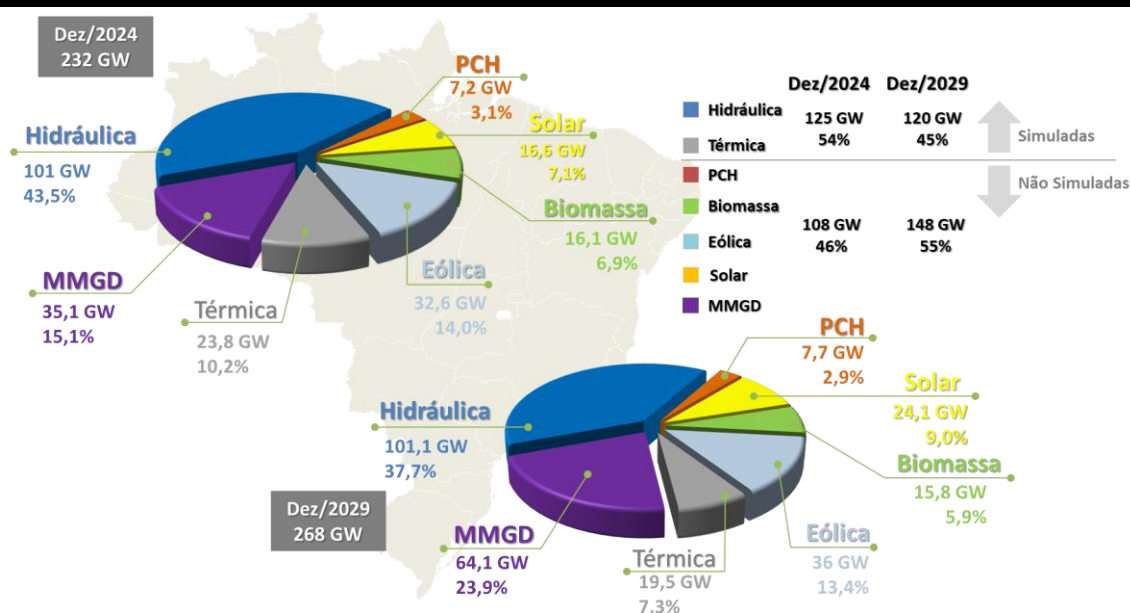
- Que em 2021, a concentração das rampas de 4 a 11 horas se situou em uma faixa de inclinação inferior a 2.0 GW/h e, em 2024, as rampas com duração superior a 4 horas apresentaram, consistentemente, inclinações acima de 2,5 GW/h, com flutuações superiores 3 GW/h nas rampas de 5 a 7 horas;
- Em relação às amplitudes observadas em 2021, poucas foram as rampas observadas com valores acima de 20 GW. Porém, em 2024, metade das rampas de 5 horas, cerca de 25 ocorrências, superaram esse valor. E das rampas de 6 a 8 horas, totalizando 117 ocorrências, mais de 75% das ocorrências superaram os 20 GW. Das rampas de 9 e 10 horas de duração, ainda com um número expressivo de ocorrências, mais da metade das ocorrências foram superiores a 25 GW. Foram observadas ainda 31 rampas com amplitudes superiores a 30 GW.

4 Tendência para os Próximos Anos – Horizonte 2026 a 2029

Com base nos dados considerados na elaboração do deck do modelo NEWAVE, para a construção da Função de Custo Futuro – FCF para o PMO Maio/2025, aliados com a projeção de perfis horários projetados para a demanda e os recursos de geração eólica, fotovoltaica e de MMGD, o estudo buscou identificar, para o horizonte de 2026 a 2029, a evolução de alguns parâmetros discutidos aqui com base no verificado nos anos de 2018 a 2024.

A Figura 4.1 ilustra, com base na configuração considerada no caso base do PEN 2025-2029, a capacidade instalada projetada para o final de 2029 em comparação com a verificada no final de 2024.

Figura 4.1 – Capacidade Instalada no SIN 2024 x 2029



Em uma visão geral, pode-se observar, de 2024 a 2029, e no que tange os recursos despacháveis, a manutenção da capacidade de geração hidrelétrica e redução da capacidade de geração termelétrica. Por sua vez, nota-se a expansão da capacidade dos recursos renováveis variáveis na matriz energética esperada. Nesse contexto, em capacidade instalada, observa-se uma redução da participação conjunta dos recursos hidrelétrico e termelétrico, de 67% em 2024, para 57% em 2028, enquanto os recursos lastreados em energia solar, fotovoltaica e MMGD, aumentam a participação de 22% para 33%, nos referidos anos, e a capacidade de geração eólica varia pouco, passando de 14 % para 13%.

Ressalta-se que, em atendimento aos critérios de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, o parque gerador poderá ser complementado, para os últimos anos do horizonte, através da realização de

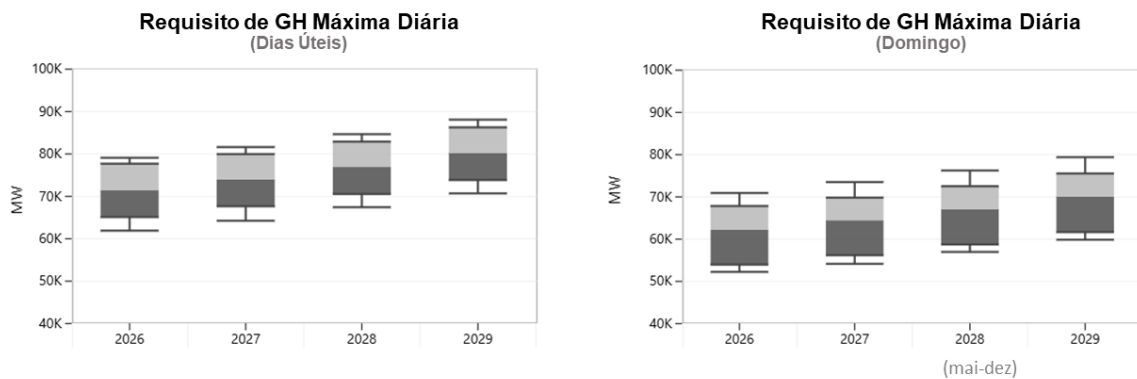
leilões de energia e/ou de capacidade no mercado regulado. Além disso, poderá haver expansão de geração no mercado livre, principalmente também para os últimos anos, ainda não prevista na elaboração do referido deck.

Assim, a participação projetada das diversas fontes pode ser alterada em função das questões apresentadas.

4.1 Requisitos de Potência e de Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica

A Figura 4.2 ilustra a evolução do requisito máximo diário de geração hidrelétrica, agregado por ano, projetado para os anos de 2026 a 2029. Para facilitar a análise, faz-se distinção em relação ao perfil de demanda ao longo do dia, considerando-se um perfil representativo de dias úteis e outro perfil representativo de um domingo, onde, em geral, se atingem valores mais reduzidos de demanda ao longo da semana.

Figura 4.2 – Projeção dos requisitos máximos de geração hidrelétrica – Projeção 2026-2029



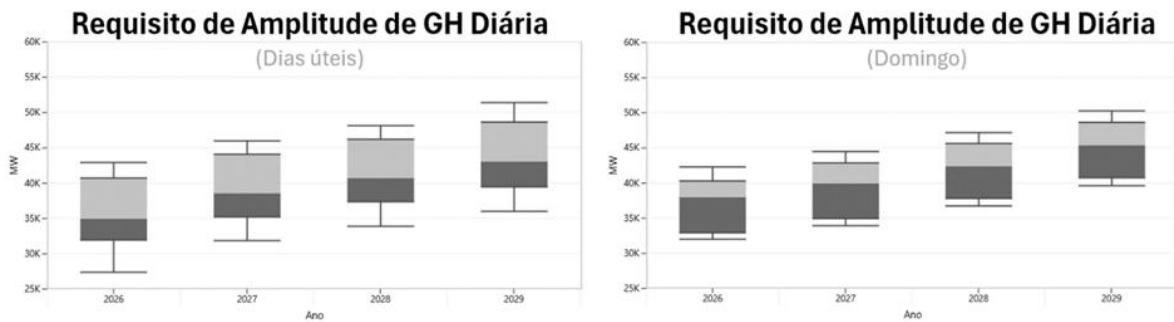
Nota-se que, assim como observado nos últimos anos, o requisito máximo de geração hidrelétrica continua crescente na projeção para os próximos anos. Para as representações dos dias úteis, prospectam-se valores médios próximos a 80 GW, com 25% das ocorrências superiores a 85 GW em 2029. Para dias tipicamente com carga mais baixa, como os domingos, esperam-se valores médios próximos a 70 GW, com 25% das ocorrências superiores a 75 GW em 2029.

Dessa forma, o atendimento de potência continuará sendo um serviço prestado pela geração hidrelétrica, em valores crescentes ao longo dos anos, visando atender o desequilíbrio entre demanda crescente e a indisponibilidade das fontes lastreadas pela energia solar, centralizadas e distribuídas, ao final do dia.

De forma similar ao que foi feito com a análise dos últimos anos, acrescenta-se aqui a geração mínima, com o objetivo de se entender o comportamento esperado para amplitude diária do requisito de geração hidrelétrica. A Figura 4.3

ilustra a evolução dessa amplitude, agregada por ano, projetada para os anos de 2026 a 2029. Para facilitar a análise, faz-se distinção em relação ao perfil de demanda ao longo do dia, considerando-se um perfil representativo de dias úteis e outro perfil representativo de um domingo, onde, em geral, se atingem valores mais reduzidos de demanda ao longo da semana.

Figura 4.3 – Distribuição das amplitudes do requisito diário de GH – Projeção 2026-2029



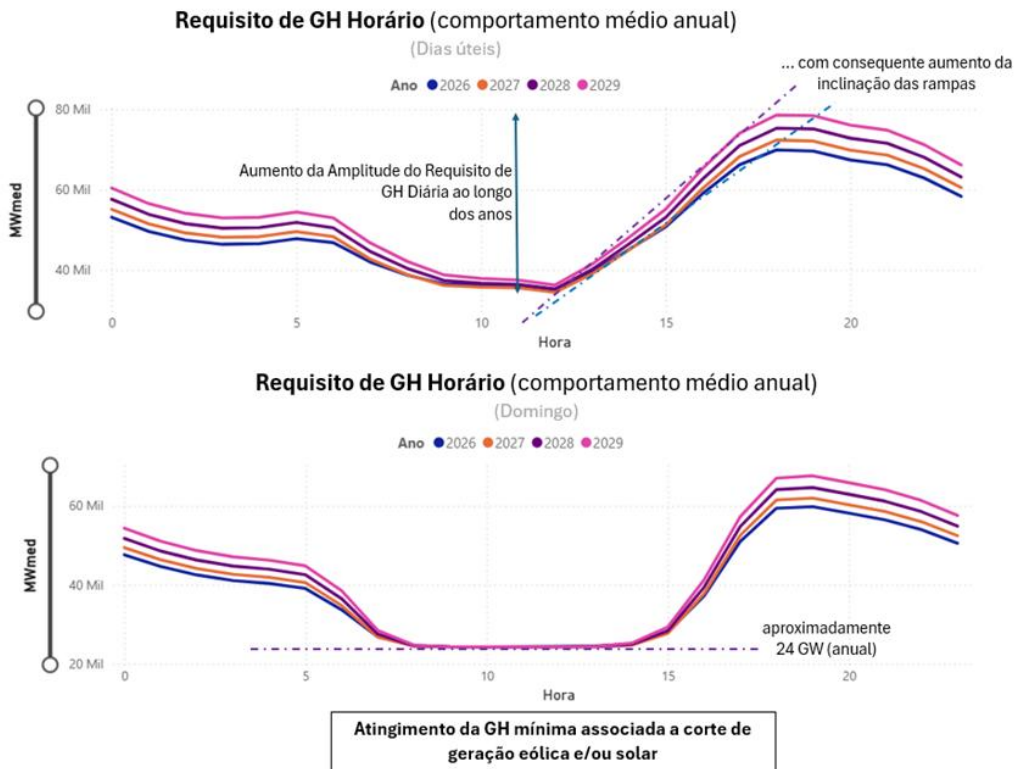
Nota-se que a amplitude diária do requisito de geração hidrelétrica continua crescente na projeção para os próximos anos. Ou seja, espera-se que a geração hidrelétrica, visando atender o desequilíbrio entre demanda e a geração renovável variável, tenha que excursionar por faixas de geração cada vez mais largas ao longo do dia, e, conseqüentemente, assumir variações horárias cada vez maiores. Isto se deve pela continuidade na expansão com fontes intermitentes, eólica e fotovoltaica, assim como pela expansão da MMGD.

Comparando-se a evolução das amplitudes diárias do requisito de geração hidrelétrica, projetadas para os dias úteis, em relação aos domingos, percebe-se um crescimento um pouco maior nas amplitudes médias projetadas para os domingos. Ao se resgatar os resultados da análise dos dados verificados, os finais de semana também apresentaram amplitudes suavemente maiores nos últimos anos, principalmente em função da necessidade de redução da geração para atender uma demanda mais reduzida e em seguida elevar acentuadamente a geração para atendimento à ponta de carga.

Porém, nos dias típicos de menor carga, representados aqui pelos domingos, o crescimento das amplitudes diárias de geração hidrelétrica, em relação aos dias úteis, pode ser menor, em função do atingimento com frequência muito maior nos domingos, dos limites mínimos de geração hidrelétrica e, conseqüentemente, à necessidade de corte de geração nas fontes eólica e/ou fotovoltaica. Dessa forma, a faixa pela qual a geração hidrelétrica excursiona fica limitada nos períodos de demanda muito reduzida.

Visando facilitar o entendimento da análise anterior, a Figura 4.4 mostra a média anual da geração projetada para os próximos anos, agregada pelos horários do dia. Além disso, fez-se também a distinção entre dia úteis e domingos.

Figura 4.4 – Requisito horário de geração hidrelétrica (médio anual) – Projeção 2026-2029



Percebe-se a forte influência da disponibilidade dos recursos baseados na energia solar, fotovoltaica centralizada, além da MMD, diminuindo a necessidade de geração hidrelétrica no meio do dia, podendo se aproximar dos seus valores mínimos de geração. Na redução da fonte solar, no fim do dia, espera-se que a geração hidrelétrica tenha que atingir valores médios cada vez maiores para atendimento às demandas líquidas crescentes.

Nesse contexto, variações horárias e rampas de geração hidrelétrica deverão ocorrer com amplitudes crescentes, em um comportamento médio, podendo se tornar conflitantes com as restrições operativas impostas aos reservatórios e usinas hidrelétricas. Dessa forma, fazem-se necessárias medidas visando prover potência e flexibilidade operativa para o SIN, sejam medidas estruturantes, através da contratação de recursos que agreguem esses atributos conjuntamente, sejam medidas operativas adicionais visando a flexibilização de restrições que limitam a flexibilidade prestada pelos recursos já existentes.

Nos períodos de carga reduzida durante o dia, representados na Figura 4.4 pela projeção da curva nos domingos, deverá ser cada vez mais frequente o

atingimento dos valores mínimos de geração hidrelétrica, com a necessidade de cortes, em montantes crescentes, de geração eólica e fotovoltaica.

Em função de não haver alterações significativas no parque hidrelétrico ao longo do horizonte avaliado, os valores mínimos de geração hidrelétrica foram considerados com base no histórico de 2018 a 2023. Para isso, identificou-se a geração mínima atingida, mês a mês, neste horizonte. A geração hidrelétrica mínima mensal considerada na análise foi obtida pela média dos meses de 2018 a 2023, excluindo-se do cálculo o ano de 2021, em função da operação de minimização da geração, com adoção de medidas operativas especiais. As gerações hidrelétricas mínimas consideradas na análise estão listadas na Tabela 4.1.

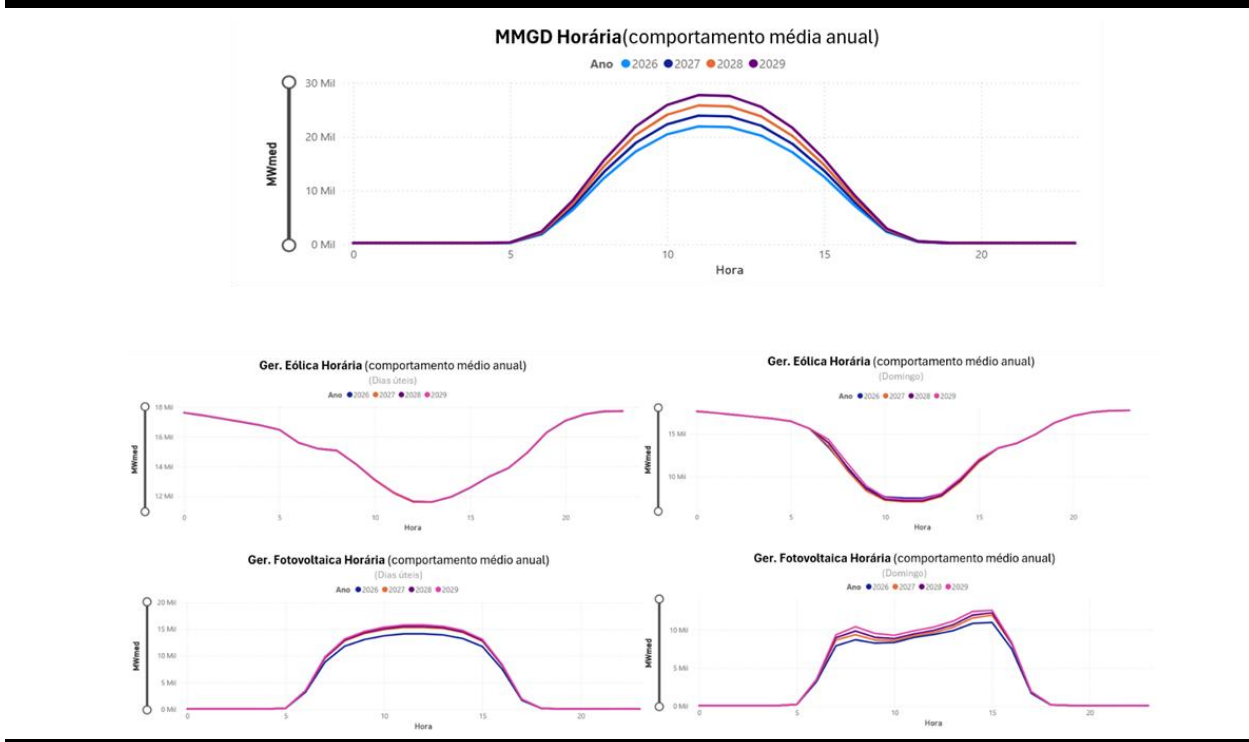
Cabe aqui ressaltar que, de uma forma geral, a geração hidráulica mínima do SIN é uma variável que pode ser influenciada por diversos fatores, como as condições conjunturais de atendimento eletroenergético de um dado dia (carga, transmissão, disponibilidade de recursos de outras fontes etc.), pelos níveis de armazenamento dos reservatórios, pela disponibilidade de máquinas em operação, pela capacidade de as usinas hidroelétricas atenderem eventuais restrições de defluência mínima que existam apenas por turbinamento, entre outros aspectos. Trata-se, portanto, de uma variável cuja estimativa do valor é relativamente complexa.

Tabela 4.1 – Geração hidrelétrica mínima considerada na avaliação (MWmed)

Mês	GH Mínima	Mês	GH Mínima
Jan	27.307	Jul	21.111
Fev	31.165	Ago	19.754
Mar	31.318	Set	20.252
Abr	27.350	Out	20.054
Mai	24.177	Nov	22.815
Jun	23.223	Dez	25.096
		Ano	24.425

Para ilustrar o impacto da maior participação no atendimento, dos recursos baseados em energia solar, a Figura 4.5 mostra o perfil típico de geração esperado para as gerações eólica e fotovoltaica, assim como para a MMGD para os anos de 2026 a 2029.

Figura 4.5 – Perfil médio esperado para os recursos intermitentes – Período 2026 - 2029



A primeira coluna de figuras mostra o comportamento esperado nos dias úteis, enquanto a segunda coluna se refere ao comportamento nos domingos, representando os períodos de demanda mais reduzida. A MMGD, que se aplica às duas situações, está centralizada, já que não foi prevista redução na disponibilidade deste recurso, mantendo seu perfil inalterado.

Nota-se, através da deformação da curva em relação a uma curva típica esperada, e para ambos os perfis de dia considerados, a expectativa de continuidade na ocorrência de cortes nas gerações eólica e fotovoltaica, com mais profundidade no perfil de domingos e feriados.

Ressalta-se aqui que os gráficos acima, ao representarem comportamentos médios anuais, podem não refletir situações mais críticas, de maior necessidade de corte de geração, que, por sua vez, podem conduzir a condições de sobreoferta, mesmo na minimização de todo o recurso despachável na operação.

Nesses períodos, poderá ser necessária, visando restabelecer o equilíbrio impactado pela sobreoferta, redução adicional de geração hidrelétrica, para além da geração mínima, termelétrica, para além da inflexibilidade, ou de MMGD. Nesse

contexto, tendem a surgir situações de sobreoferta nesses períodos de demanda mais reduzida, e essas se tornarem mais frequentes, conduzindo a cortes adicionais de geração.

5 Impactos e Limitantes da Flexibilidade Operativa nas UHE

Enquanto nos itens 3 e 4, abordou-se uma visão de sistema referente à flexibilidade operativa, neste item serão apresentados aspectos relacionados às usinas hidrelétricas, abordando impactos referentes à necessidade de variar a geração por extensas faixas ao longo do dia, assim como condicionantes operativos hidráulicos que podem limitar tais faixas.

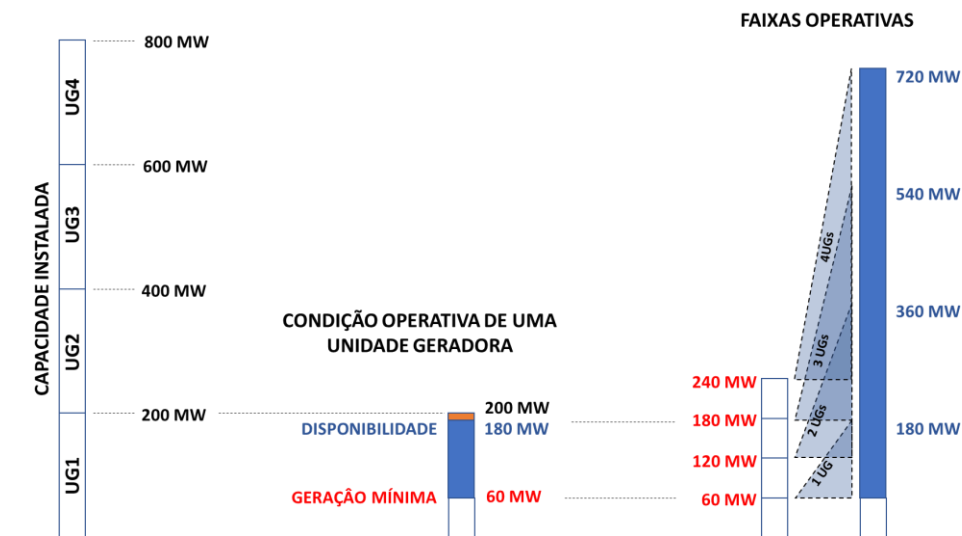
5.1 Amplitude relativa da usina

De forma análoga ao item 3, em que foram definidas algumas métricas visando o melhor entendimento da flexibilidade operativa sob o aspecto sistêmico, para abordar a usina hidrelétrica, podemos definir um parâmetro relacionando a faixa de geração pela qual a usina pode excursionar em um dado momento com a capacidade instalada da usina.

O objetivo desta definição, neste documento, é puramente didático, visando facilitar o entendimento dos impactos e limitantes na flexibilidade operativa, através de exemplos numérico ilustrativos.

Neste contexto, a Figura 5.1, considerando um caso hipotético e puramente didático, ilustra as faixas operativas de uma usina hidrelétrica com quatro unidades geradoras (UGs), de características iguais, e supondo que não há condicionantes operativos hidráulicos que limitem a operação entre a geração mínima e máxima possíveis. Cada unidade tem 200 MW de capacidade instalada, disponibilidade máxima de 180 MW e geração mínima de 60 MW.

Figura 5.1 – Uso das faixas operativas (caso ilustrativo)



No exemplo ilustrativo acima, admitindo-se a disponibilidade de todas as UGs e a possibilidade do acionamento e desligamento de quaisquer delas ao longo do dia, a usina pode excursionar por uma faixa operativa que vai de 60 MW, que considera uma UG em sua geração mínima, a 720 MW, com as quatro UGs em sua disponibilidade máxima.

Desta forma, tem-se uma amplitude de 660 MW, cerca de 82,5% da capacidade instalada. Essa relação entre a faixa de geração possível e a capacidade instalada, será, neste documento, denominada de amplitude relativa. Nota-se que, ao poder usar todas as UGs da usina ao longo do dia, consegue-se uma amplitude elevada.

Ainda sem entrar na discussão quanto ao impacto para a usina ao se admitir tal flexibilidade, pode-se avaliar o impacto das manutenções nas UGs, nessa relação entre a faixa operativa e a capacidade instalada.

Tabela 5.1 – Redução da flexibilidade operativa em função da manutenção

Quantidade de UG disponíveis	Capacidade Instalada (MW)	Geração Mínima (MW)	Disponibilidade (MW)	Faixa Operativa (MW)	Amplitude Relativa	Capacidade Instalada Em Operação (MW)	Amplitude Relativa
	(A)					(B)	(C)
4	800	60	720	660	82,5%	800	82,5%
3			540	480	60,0%	600	80,0%
2			360	300	37,5%	400	75,0%
1			180	120	15,0%	200	60,0%

Nota-se que, mesmo relativizando a capacidade instalada pelo número de UGs disponíveis, conforme a segunda parte da tabela, o valor mínimo da faixa operativa se mantém fixo, no valor da geração mínima de uma UG, fazendo com que a amplitude relativa da usina reduza conforme a retirada de UG para manutenção.

Ainda cabe destacar que, caso haja condicionante operativo hidráulico de defluência mínima cadastrado para a usina com valor inferior ao associado à defluência necessária para manter a geração mínima, ainda há a possibilidade, em alguns casos, de se desligar a usina, mantendo-se a defluência mínima. Assim, nesse caso, a usina ainda poderia ter faixa operativa que vai de geração nula até a disponibilidade máxima.

Aproveitando o conceito e exemplo definidos neste subitem, serão abordados a seguir impactos nas usinas hidrelétricas associados às frequentes variações de geração, visando suportar o desequilíbrio entre a demanda e a disponibilidade das fontes renováveis variáveis.

5.2 Principais impactos

Considerando a disponibilidade de todas as UGs, a elevada amplitude, ou seja, a possibilidade de a usina variar sua geração, supõe a possibilidade de movimentação de todas as UGs, o que significa o acionamento e desligamento delas, ao longo do dia.

Porém, a variação frequente na geração em usinas hidrelétricas, conduzindo ou não a movimentações de UGs, considerando os limites operacionais estabelecidos em conformidade com as autorizações e documentos pertinentes, podem ter impactos para a usina, cujos principais são descritos a seguir, como o desgaste dos equipamentos, o que pode requerer manutenções mais frequentes,

com paradas mais frequentes das UGs. Neste item, é importante destacar que o ONS respeita as faixas operativas cadastradas pelos agentes e que tais impactos nos equipamentos podem também estar associados às estratégias individuais de operação e manutenção das usinas.

Não é objetivo deste documento aprofundar a discussão desses impactos, mas contextualizando essa relação da flexibilidade operativa prestada pelas UHEs com outros aspectos operativos, pretende-se apresentar, nos itens a seguir, ainda de forma ilustrativa e didática, limitantes operativos em UHEs que impactam diretamente a capacidade da usina em prover flexibilidade operativa, seja por limitação da amplitude de geração, seja por limitação na sua variação horária.

Inicialmente, nos itens 5.3 e 5.4, serão apresentados limitantes associados à geração mínima e à disponibilidade da usina, respectivamente, parâmetros diretos na definição da amplitude de geração da usina. Em seguida, no item 5.5, serão abordados limitantes que impactam a amplitude, mas que não estão associados diretamente à geração mínima ou máxima. Por fim, no item 5.6 será apresentado como esses limitantes são cadastrados para consideração nos processos de planejamento, programação e operação em tempo real do ONS, bem como comentários sobre o crescimento desses limitantes ao longo dos anos.

Ressalta-se aqui que, o foco será em limitantes de motivação exógena às características operativas do conjunto turbina-gerador das UHEs.

5.3 Limitantes com impacto na geração mínima

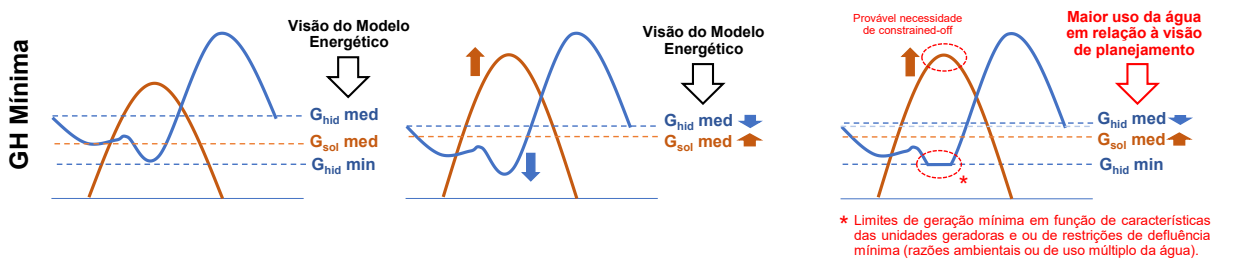
Além das próprias características de construção do conjunto turbina-gerador, que em geral impõem uma geração mínima nas unidades geradoras, como a garantia da estabilidade eletromecânica, a inércia mecânica e o risco de cavitação nas pás da turbina, há também fatores exógenos às unidades geradoras que podem conduzir à necessidade de se manter uma dada geração mínima na usina em valores ainda mais elevados aos necessários considerando-se apenas suas características.

Em geral, essas limitações de geração mínima estão relacionadas ao estabelecimento de uma defluência mínima na usina que, por sua vez, é necessária para o atendimento de questões associadas aos usos múltiplos da água, como para garantir o abastecimento humano, a navegação, a irrigação, atividades de turismo e lazer, para atender a requisitos ambientais, como a preservação de ictiofauna, entre outros usos.

A geração mínima imposta à usina tem impacto direto na capacidade da usina de prover flexibilidade operativa, ao limitar a amplitude da faixa pela qual a geração da usina pode excursionar ao longo do dia.

Além disso, a Figura 5.2 ilustra outro possível impacto da consideração da geração mínima da usina na sua capacidade de regularizar as diferenças instantâneas entre carga e geração renovável variável, em situações de maior penetração de fontes lastreadas em energia solar. Nessa análise, pode-se verificar também um impacto, em geral, não percebido pelos modelos de simulação eletroenergéticos de discretização mensal e até semanal, mas que, ao longo da operação, conduzem a um desestoque adicional nos reservatórios.

Figura 5.2 – Ilustração do impacto da geração mínima na flexibilidade operativa da usina



Na porção mais à esquerda da figura, ilustram-se os parâmetros médios, obtidos a partir curvas típicas de gerações hidrelétrica e as lastreadas na energia solar, que pode ser entendida pelo agregado da geração fotovoltaica centralizada e da MMGD. Nesse contexto, tem-se a geração hidrelétrica média - $G_{hid\ med}$, obtida a partir da consideração de uma geração média solar – $G_{sol\ med}$. Além disso, nota-se que a geração mínima hidrelétrica – $G_{hid\ min}$, não foi violada, até em função da menor discretização.

Ainda em uma visão de modelagem energética, com discretização reduzida, a possibilidade de maior geração solar conduz à possibilidade de redução de geração hidrelétrica no mesmo montante.

Porém, ao olhar a porção à direita da figura, que reflete a operação com discretização maior, considerando uma aproximação do perfil típico de gerações hidrelétrica e solar, percebe-se que a elevação da geração solar não conduz necessariamente à redução de geração hidrelétrica, principalmente em horários de carga reduzida.

Mesmo sendo um exemplo hipotético, nota-se, nessas situações, a necessidade de limitação na geração fotovoltaica, podendo impactar outras fontes não incluídas no exemplo, em função do atingimento de gerações mínimas hidrelétricas e, conseqüentemente, sua capacidade de regularizar o acréscimo de oferta dos demais recursos em relação à demanda.

Além disso, focando em um efeito de mais longo prazo, o atingimento da geração hidrelétrica mínima, faz com que, ao longo de um período maior, a

geração hidrelétrica média seja maior do que a geração estimada pelos modelos energéticos, mesmo que esses tenham se baseado em uma previsão precisa.

Nesse contexto, no qual se espera que a geração hidrelétrica excursions por intervalos diários de amplitude cada vez maiores, principalmente em função da continuidade na expansão a partir de geração renovável variável, principalmente fotovoltaica e MGD, é importante que haja uma discussão em torno da definição dos condicionantes operativos ambientais e de uso múltiplo da água, seja de geração ou de defluência, que são informados ao ONS e respeitados por ele, e conduzem a valores mínimos de geração nas usinas hidrelétricas, como parte das medidas que visam prover maior flexibilidade operativas no parque hidrelétrico do SIN.

5.4 Limitantes com impacto na geração máxima

No que tange às motivações intrínsecas às usinas hidrelétricas, a disponibilidade de geração está relacionada ao rendimento do conjunto turbina gerador, associado não só às suas características técnicas, mas à altura de queda entre os níveis de montante e de jusante. Dessa forma, esse parâmetro está diretamente relacionado não só à condição de armazenamento da usina, que determina o nível de montante, mas à ocorrência de vertimentos, com impacto no nível de jusante.

Além disso, atendimento a requisitos socioambientais e de usos múltiplos da água, ao conferirem limitações máximas de defluência à usina, também podem conduzir a restrições adicionais na sua disponibilidade. Nesse contexto, podem-se citar defluências máximas para evitar abalo físico em estruturas e obras que cruzam os rios, ou mesmo associadas a questões de ocupação de suas margens, em trechos à jusante da usina; para evitar alagamento em determinadas localidades; para garantir proteção às margens dos rios; para atender questões socioambientais, como a preservação de ictiofauna; para o atendimento de regras operativas estabelecidas para a operação dos reservatórios, as quais foram estabelecidas levando-se em conta os usos múltiplos que há nas bacias hidrográficas.

A geração máxima impacta diretamente a flexibilidade operativa da usina, ao limitar a amplitude da faixa pela qual a geração da usina pode excursionar ao longo do dia. Dessa forma, e similar ao que foi considerado para a geração mínima, faz-se necessária a inclusão dessa dimensão nas discussões em torno da definição das restrições operativas, seja de geração ou de defluência, que conduzam a valores máximos de geração nas usinas hidrelétricas.

5.5 Outros aspectos operativos com impacto na amplitude máxima

a) Limites diários de movimentação de unidades geradoras

Tendo em vista as faixas operativas das unidades geradoras das usinas hidrelétricas, a necessidade da usina excursionar por uma ampla faixa de geração ao longo do dia, visando regular o desequilíbrio entre demanda e geração das fontes renováveis variáveis, pode exigir a partida e a parada de diversas unidades geradoras ao longo do dia.

Quanto maior a amplitude dessa faixa, maior pode ser o número de unidades geradoras movimentadas ao longo do dia. A médio e longo prazos, essa maior movimentação, ainda que considerando os limites operacionais estabelecidos em conformidade com as autorizações e documentos pertinentes, pode conduzir a um desgaste maior de máquinas e, conseqüentemente, maior esforço de manutenção e troca de equipamentos. Todavia, sobre esse ponto cabe ainda destacar que não se trata de operações excepcionais, fora dos limites permitidos, apenas do aumento da frequência em se excursionar entre os valores mínimo e máximo.

Visando mitigar esse risco, a definição de um número máximo de movimentação de UGs ao longo do dia pode ter impacto direto na amplitude de geração pela qual a usina pode excursionar, como ilustrado na Tabela 5.2, a partir do exemplo definido no item 5.1.

Tabela 5.2 – Redução da flexibilidade operativa em função da manutenção

Nº máximo de movimentações por dia	Nº de UG envolvidas na movimentação	Capacidade Instalada (MW) (A)	Geração Mínima (MW) (B)	Disponibilidade (MW) (C)	Faixa Operativa (MW) (D = C - B)	Amplitude Relativa (E = D / A)
3	1 <--> 4	800	60	720	660	82,5%
2	2 <--> 4		120	720	600	75,0%
	1 <--> 3		60	540	480	60,0%
1	3 <--> 4		180	720	540	67,5%
	2 <--> 3		120	540	420	52,5%
	1 <--> 2		60	360	300	37,5%

A redução no número máximo de movimentações de UGs tem impacto significativo na amplitude de geração da usina, não só pela possível indisponibilização de UGs e a conseqüente redução na disponibilidade da usina, mas também pelo aumento da geração mínima da usina, no caso da necessidade de se atingir o número máximo de UGs operando.

Complementarmente, nota-se que para uma mesma limitação, a quantidade de UGs em cada estado operativo, anterior ou posterior à movimentação influi também a amplitude de geração.

geração possa atender no final do dia o pico de demanda previsto, sem violação da amplitude máxima permitida.

Nota-se que essa necessidade de elevação da geração mínima a ser praticada poderá conduzir à necessidade de limitação na geração de outras fontes, no meio do dia, em função de sobreoferta. Além disso, essa elevação da geração hidrelétrica no meio do dia, acarreta um desestoque de água adicional em relação ao previsto nas etapas de programação de curto prazo e planejamento, mesmo que sua representação tivesse acertado os parâmetros médios de demanda e de geração fotovoltaica. A maior frequência desse efeito pode conduzir ao maior descolamento entre as operações consideradas nas etapas de planejamento e programação de curto prazo, em relação as etapas de Programação Diária e Operação em Tempo Real.

5.6 Condicionantes Operativos Hidráulicos

Os condicionantes operativos hidráulicos (COPHIs) são quaisquer limitações impostas a variáveis hidráulicas¹ de usinas hidroelétricas que são despachadas de forma centralizada pelo ONS e que compõem o SIN, as quais se tornam necessárias para garantir:

- os usos múltiplos da água, o cumprimento de regulamentações federais e estaduais, a observância de demandas relacionadas a questões socioambientais;
- a consideração das diretrizes operativas de cada reservatório, que são declaradas para promover melhor gestão dos recursos hidroenergéticos do SIN, considerando inclusive as definições das resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA);
- a segurança na execução de atividades e serviços que precisam do controle de variáveis hidráulicas dos aproveitamentos; e
- a realização de intervenções em estruturas dos aproveitamentos (dispositivos extravasores, casa de força etc.) que acarretam algum tipo de restrição de variáveis hidráulicas.

Atualmente as informações dessas limitações são cadastradas, consultadas, visualizadas e disponibilizadas ao ONS através do “Sistema de Gestão da Atualização de Restrições Hidráulicas (FSARH)”. Assim, de modo geral, os

¹ Principais exemplos de variáveis hidráulicas de usinas hidroelétricas: níveis d’água (montante e jusante) e vazões (defluente, turbinada, vertida), para os quais podem ser estabelecidas limitações de valores mínimos e/ou máximos, bem como taxas de aumento e/ou redução.

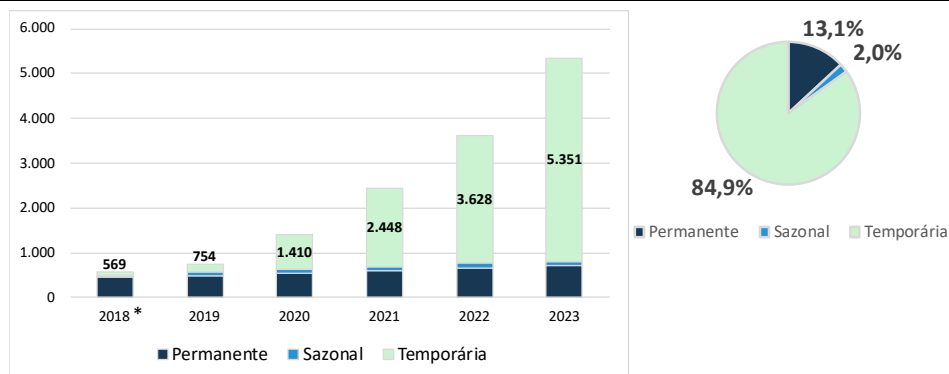
limitantes apresentados nos tópicos 5.3, 5.4 e 5.5 (apenas o item b)² anteriores, são considerados pelo ONS a partir de seus cadastros no FSARH.

Nos últimos anos, tem-se verificado expressivo crescimento do número de condicionantes operativos hidráulicos que têm sido cadastrados no ONS, conforme apresentado na Figura 5.4. Esse crescimento está relacionado ao aumento das limitações que têm sido consideradas na operação das usinas hidroelétricas, em geral relacionadas a questões socioambientais, devido ao fato de que essas limitações precisam ser consideradas na operação em tempo real e ao avanço nos modelos eletroenergéticos, principalmente no de curtíssimo prazo, permitindo o cadastro de condicionantes cujo horizonte é menor, dentro do dia que se está programando por exemplo, e de impacto mais dinâmico, como os de variação horária. Nota-se que, parte dessas limitações são referentes a condicionantes que não eram de conhecimento do ONS, porém já existiam; e, outra parte, devido a novas limitações que surgiram nos últimos anos. Dessa forma, consegue-se aprimorar a representação desses condicionantes nos modelos de modo a aproximá-los cada vez mais da complexidade percebida na operação em tempo real.

É importante considerar que o aumento da modulação das defluências pelos reservatórios de hidrelétricas, decorrente da necessidade de flexibilidade da geração, poderá implicar novas dinâmicas, inclusive ocorrência de “hidropicos” nos trechos de rios a jusante dos aproveitamentos. Tal situação poderia suscitar questionamentos sobre eventuais impactos ambientais e conflitos pelo uso da água até então latentes, em especial sobre a operação na escala horária. Nesse contexto, eventuais demandas no sentido de se revisar a regulação vigente poderão resultar em óbices ao desejado aumento da flexibilidade operativa necessária para manter a segurança do atendimento eletroenergético do SIN. Caso sejam identificadas restrições à modulação horária das vazões, devem ser priorizados investimentos em estudos de seus possíveis impactos no meio ambiente e usos múltiplos da água, com suas respectivas indicações de soluções de modo que seja possível viabilizar as modulações necessárias, e que eventuais implicações na operação das usinas hidrelétricas sejam estabelecidas em prazo compatível com o planejamento setorial.

² Atualmente, questões associadas à movimentação de UGs de uma usina hidrelétrica não são consideradas como condicionantes operativos hidráulicos, conforme regulamentação vigente do ONS (Submódulo 4.7 dos Procedimentos de Rede).

Figura 5.4 – Quantidade de declarações de condicionantes operativos acumulada por ano



6 Flexibilidade Operativa nas Usinas Térmicas

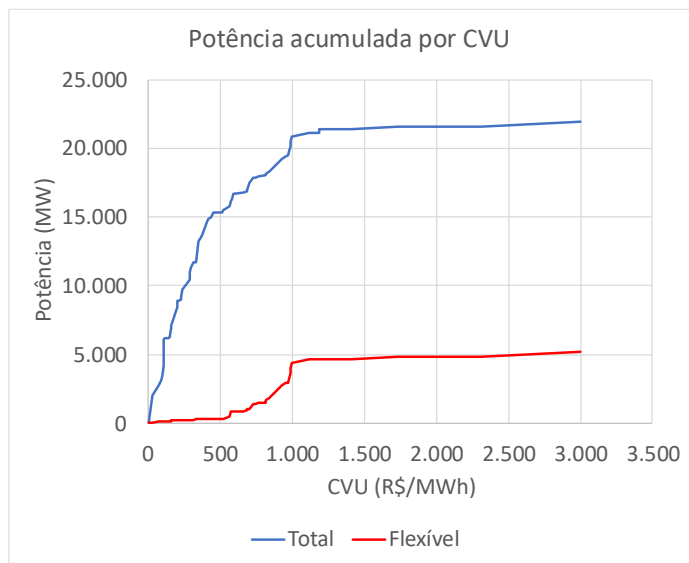
As usinas termelétricas historicamente desempenham papel complementar às usinas hidrelétricas no SIN, e têm sua importância ampliada em períodos de escassez hidrológica.

Algumas restrições típicas das usinas térmicas são:

- Parcela inflexível de geração, em atendimento a aspectos operativos ou comerciais da usina ou transporte/disponibilidade de combustível;
- Variação instantânea de geração, ou seja, as rampas de geração, podendo ser na tomada de carga e no alívio de carga;
- Tempo de sincronismo;
- Tempo mínimo (T_{on}) que a usina deve permanecer ligada, após o acionamento;
- Tempo mínimo (T_{off}) que a usina deve permanecer desligada até o próximo acionamento.

Se considerarmos flexíveis as usinas térmicas com T_{on} e T_{off} menores do que 24 horas e que não sejam usinas a biomassa e GNL, podemos afirmar que o parque térmico brasileiro é pouco flexível. Para ilustrar essa afirmação, podemos observar a Figura 6.1, onde é apresentada a relação potência e custo variável unitário (CVU) das usinas térmicas brasileiras.

Figura 6.1 – Relação Potência X CVU das Usinas Térmicas – dados de março/2024



Fazendo um extrato das curvas apresentadas temos:

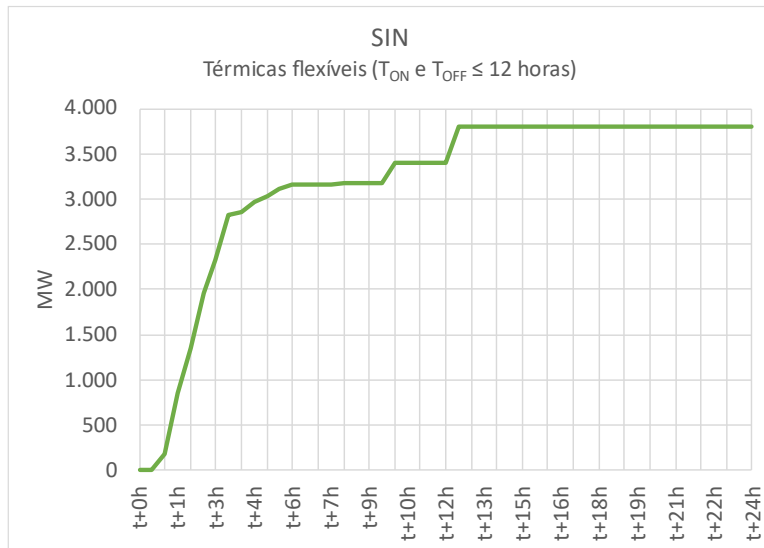
- 239 MW flexíveis a CVU menor que 300 R\$/MWh;
- 259 MW flexíveis a CVU menor que 500 R\$/MWh;
- 1.485 MW flexíveis a CVU menor que 800 R\$/MWh;
- 4.362 MW flexíveis a CVU menor que 1.000 R\$/MWh;
- 5.184 MW flexíveis a qualquer custo.

Ou seja, dos quase 23.000 MW de capacidade térmica instalada, dispomos de 5.184 MW flexíveis, cerca de 22,5% do total. E 70% desta flexibilidade está disponível para CVUs acima de 800 R\$/MWh.

Outro fator que deve ser considerado é o acionamento de usinas térmicas em tempo real, para fazer frente a grandes variações de geração renovável variável, em situações que as usinas hidráulicas não tiverem mais capacidade para suprir essas variações, ou até mesmo para fazer frente a indisponibilidades.

Para esses casos, devemos avaliar o tempo decorrido entre a solicitação de partida em tempo real e o atingimento da potência máxima. A Figura 6.2, ilustra a relação potência disponível em função do tempo decorrido desde a solicitação de acionamento. Neste caso foram consideradas apenas as usinas térmicas com T_{on} e T_{off} menor ou igual a 12 horas.

Figura 6.2 – Tempo de Partida de Geração Térmica Flexível em Tempo Real



Da Figura 6.2, nota-se que, em caso de necessidade, na primeira hora, após o acionamento, a potência térmica sincronizada será de 186 MW, após três horas, 2.819 MW, atingindo a potência máxima de 3.798 MW, após 12 horas.

O complemento das informações acima, visou auxiliar no entendimento do porquê, dentre as fontes consideradas nesse documento como despacháveis, da geração hidrelétrica ser o principal recurso de promoção de flexibilidade operativa no SIN, não somente pela maior capacidade instalada, mas principalmente por possuir maior capacidade de resposta às variações instantâneas dos requisitos do sistema.

7 Impacto da falta de flexibilidade no SIN

Os impactos da escassez de flexibilidade nos recursos existentes já vêm sendo percebidos na operação do SIN de hoje, dentre os quais 3 merecem atenção destacada.

7.1 Elevação dos Custos da Operação

Em cenários de final de período de seco com reservatórios com baixo armazenamento, é comum que a geração hidráulica, com todos os condicionantes que atualmente lhe são impostos, não seja capaz de suprir os períodos de pico de carga sozinha. Nestes casos, é necessário despachar geração térmica nas 4 a 5 horas de maior demanda líquida do dia, que normalmente se dá a partir de 18 horas, quando a geração solar deixa de contribuir.

Tendo em vista que as usinas de custo baixo possuem restrição de *unit commitment* severas, principalmente relacionada ao tempo mínimo ligada (T_{ON}), que indicam necessidade de manter usinas ligadas por 7 dias ou mais no caso de despacho, a geração térmica para atendimento à ponta normalmente é feita com as usinas de CVU elevado, que possuem requisitos de *unit commitment* mais flexíveis.

7.2 Redução da prontidão no atendimento

Em situações em que se identifica, em tempo real, a necessidade de potência adicional para atender a ponta de carga, seja por desvios de previsão de carga e/ou geração renovável ou por contingências na rede de transmissão ou em recursos despacháveis, os elevados tempos de partida, sincronismo e rampas das usinas térmicas podem dificultar ou mesmo impossibilitar a entrega dessa potência no momento necessário.

Dessa forma, e aproveitando a característica das usinas hidrelétricas, de resposta rápida às variações instantâneas de potência do sistema, é natural que seja alocada, em tempo de programação diária, uma parcela da disponibilidade de potência hidrelétrica para prover esse atendimento às variações instantâneas em tempo real.

Nesse contexto de variações de potência em intervalos cada vez mais curtos, faz-se importante garantir condições para que as hidrelétricas continuem provendo essa regulação em tempo real.

7.3 Restrição de geração renovável

A geração das fontes eólica e solar fotovoltaica, que são naturalmente inflexíveis, ou gera ou são restringidas, somada à geração térmica inflexível, que precisa ser alocada na carga de forma compulsória pelo ONS, e à geração hidráulica inflexível, normalmente associada aos requisitos de vazão mínima, pode resultar em um montante de geração inflexível superior à carga a ser atendida.

Em dias de carga reduzida (como em domingos e feriados), o ONS vem necessitando restringir a geração renovável recorrentemente, chegando a valores até 20 GW de geração renovável centralizada para garantir um adequado balanço entre carga e geração.

Tal situação foi abordada do item 4.1 deste documento, onde se prospectou, a partir dos dados considerados no PEN 2025-2029, ocorrências cada vez mais frequentes dessa condição, a partir da maior penetração das fontes renováveis variáveis, em especial a solar fotovoltaica.

8 Ações estruturais para garantir maior recurso de potência e flexibilidade operativa ao sistema

A inserção de fontes renováveis variáveis no SIN, como a energia eólica e solar fotovoltaica, vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da MMGD também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente da fonte solar fotovoltaica.

Além disso, a indisponibilização, ao final do dia, dos recursos lastreados em energia solar, centralizados ou distribuídos, associada à elevação da carga, vem exigindo, também dos recursos despacháveis, a disponibilização de potência em valores crescentes, para atendimento à ponta noturna.

A expectativa de se continuar tendo expansão do parque gerador do SIN a partir, predominantemente, de fontes renováveis variáveis, conduz à necessidade crescente de recursos de potência e, nos horários de transição entre os períodos diurnos e noturnos, de recursos controláveis, sejam de geração, de armazenamento, ou mesmo pelo lado da demanda, que provejam flexibilidade operativa.

Nesse contexto, são de extrema relevância a discussão e a adoção de ações, com impacto tanto nas contratações futuras de recursos, flexíveis e controláveis, de geração, armazenamento e resposta da demanda, quanto na operação do parque gerador existente, de forma a garantir flexibilidade operativa adequada, mesmo na continuidade de expansão predominantemente a partir de fontes variáveis de energia.

Dessa forma, deve-se continuar promovendo maior integração entre as instituições de gestão dos setores elétrico, de recursos hídricos e de meio ambiente, visando alinhamento dos objetivos de potência e de flexibilidade operativa das hidrelétricas com as exigências de usos múltiplos da água e socioambientais, buscando formas de compatibilizar as necessidades do sistema elétrico com a preservação dos recursos naturais, considerando que o aumento da modulação das defluências poderá acarretar em maior necessidade de regulação normativa da operação, na escala horária, pelos setores ambiental e de gestão de recursos hídricos. Como exemplo desse esforço necessário, pode-se citar o Plano de Recuperação dos Reservatórios – PRR sob coordenação do Ministério de Minas e Energia – MME, para o qual este documento está direcionado, em cumprimento a uma das ações de curto prazo previstas.

Ainda sob o aspecto de política pública, deve-se garantir o apoio a pesquisas e projetos de desenvolvimento focados no aprimoramento da operação das hidrelétricas em um contexto de maior penetração de fontes renováveis variáveis,

discutindo-se a integração de novas tecnologias de armazenamento de energia e sistemas de monitoramento em tempo real.

Faz-se aqui uma enumeração das ações, relacionadas a esse contexto geral descrito acima, que devem ser discutidas e efetivadas em âmbito amplo do setor elétrico:

- Investimentos em modernização e automação das unidades geradoras hidrelétricas em operação, visando respostas mais rápidas e precisas às variações de geração e demanda, além de reduzir o tempo de reação para ajustes operacionais;
- Investimentos para estudos aprofundados dos impactos da modulação de defluências no meio ambiente e nos usos múltiplos da água, considerando o potencial aumento de ações judiciais relacionadas a esses impactos;
- Investimento na modernização das unidades geradoras termelétricas em operação, contemplando novos ciclos de operação, visando a redução dos intervalos de tempo em seu comissionamento;
- Estabelecimento de critérios de definição dos parâmetros de flexibilidade operativa adequados para a operação do SIN, diante não só da configuração atual do parque gerador, mas as previstas nas etapas de planejamento da operação, pelo ONS, e de expansão, pela EPE;
- Avaliação da necessidade de revisão das regras operativas e documentos regulatórios que estabelecem regras operativas para bacias nas quais há aproveitamentos hidrelétricos que integram o SIN, considerando aspectos relacionados com a relevância da flexibilidade operativa para a manutenção da segurança do atendimento eletroenergético do SIN;
- Análise de possíveis aprimoramentos no processo de análise, avaliação, aceite e gerenciamento de condicionantes operativos hidráulicos (restrições hidráulicas, IORs, diretrizes operativas, intervenções e outras que venham a existir) de usinas hidroelétricas que compõem o SIN. Essa ação poderá implicar alteração da regulação e legislação vigente, bem como indicar eventual necessidade de fiscalização, pelas instituições responsáveis, dos agentes responsáveis pelos COPHIs de suas respectivas usinas;
- Ampliação dos critérios de validação e adoção, nas etapas de Planejamento, Programação e Operação em Tempo Real do ONS, dos parâmetros de comissionamento de unidades geradoras informados pelos agentes. Essa ação poderá envolver necessidade de maior fiscalização das condições informadas pelos agentes, assim como de alteração da regulação e legislação vigente;

- Aprimoramento das ferramentas e modelos de previsão de geração das fontes renováveis variáveis, solar fotovoltaica e eólica, e de demanda, visando maior taxa de acertos nas etapas de planejamento e, principalmente, programação da operação. A partir dessa maior precisão, pode-se buscar maior eficiência na compensação das variações;
- Maior gestão, por parte do ONS, do lado da demanda, garantindo que reduções de demanda possam ser acionadas atendendo também aos critérios estabelecidos para os parâmetros de flexibilidade operativa;
- Valorar o atributo flexibilidade operativa, de forma a se criar mecanismos de compensação financeira para as usinas que fornecem esse serviço ao sistema, incentivando os operadores a priorizarem investimentos em tecnologias que aumentem a capacidade de resposta às variações do sistema, bem como, permitam que usinas eólicas e fotovoltaicas que já possuem muita flexibilidade possam prover estes recursos para o sistema sem prejuízos financeiros. Nesse sentido, pode-se avançar a avaliação de forma que essa compensação seja feita não somente pelo consumidor final, mas também pelo gerador que não atende os critérios definidos de flexibilidade operativa;
- Realizar leilões específicos para a contratação de serviços de flexibilidade operativa, incentivando hidrelétricas e outras tecnologias a ofertarem essa capacidade ao sistema;
- Realizar leilões anuais de reserva de capacidade na forma de potência, buscando-se ao equilíbrio estrutural em termos de atendimento aos requisitos de potência;
- Avaliar a viabilidade técnica, o incentivo e a forma de contratação de sistemas de armazenamento em suas diferentes tecnologias, como por exemplo baterias e hidrelétricas reversíveis;
- Continuar o aprimoramento do processo de formação de preço de curtíssimo prazo para refletir as condições reais de operação de modo a incentivar o comportamento adequado de geradores e consumidores.

9

Conclusões

A inserção de fontes renováveis variáveis no SIN, como a energia eólica e solar fotovoltaica, vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da MMGD também tem contribuído para essa dinâmica, com a quase totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas. A análise dos dados de geração verificada, entre 2000 e 2023, mostra que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis variáveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 21% em 2023.

Essa transição para fontes renováveis variáveis vem exigindo a alternância crescente de geração, em intervalos cada vez mais curtos, das hidrelétricas e termelétricas, que precisam garantir a flexibilidade operativa para equilibrar a geração e a demanda em tempo real. A flexibilidade operativa refere-se à capacidade de um recurso de ajustar sua entrega de potência rapidamente, respondendo a variações na carga e na disponibilidade das demais fontes de geração.

Além disso, e em função, principalmente, da crescente participação das fontes lastreadas em energia solar na matriz elétrica, ao final do dia, na indisponibilidade deste recurso, a geração hidrelétrica continua assumindo o papel principal de atendimento à demanda, atingindo valores crescentes ao longo dos anos.

A partir de 2022, vem se observando aumento significativo nas amplitudes diárias de geração hidrelétrica, coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, tanto centralizados quanto distribuídos, e com a melhora nas condições hidroenergéticas do SIN.

Em 2023, 75% das amplitudes diárias de geração hidrelétrica estavam acima de 20,7 GW, com máximas superiores a 26,7 GW. Em 2024, 75% das ocorrências foram superiores a 23,0 GW, com máximas superiores a 38 GW. Quando se considera apenas os finais de semana, 75% das amplitudes em 2024 são superiores a 26 GW, refletindo a necessidade de minimizar a geração nas madrugadas e aumentar a produção ao longo do dia para atender à demanda crescente, especialmente com a redução da geração fotovoltaica. Em resumo, a partir da maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem se verificando aumento das faixas operativas pelas quais a geração hidrelétrica excursiona ao longo do dia, evidenciando o crescente serviço prestado de regularizar o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes.

Considerando a projeção do atendimento horário, a partir dos dados considerados no PEN 2025-2029, observa-se que a amplitude diária do uso da

geração hidrelétrica deve continuar crescendo nos próximos anos, em função da crescente participação das fontes fotovoltaicas, centralizadas e distribuídas. Adicionalmente, e em linha com o que foi observado na análise do verificado nos últimos anos, a projeção mostra que o recurso de flexibilidade operativa continuará a ser demandado em valores maiores nos domingos e feriados, em relação aos dias úteis.

A análise mostra que a amplitude diária do uso da geração hidrelétrica nos dias úteis projeta um crescimento maior em comparação aos domingos. Esse comportamento se deve aos limites mínimos de geração hidrelétrica serem atingidos mais frequentemente nos dias de demanda mais reduzida, representada pelos domingos, exigindo cortes na geração eólica e fotovoltaica.

Ressalta-se, que como não existe previsão de aumento da participação de UHEs na matriz energética, a ampliação diária do uso da geração hidrelétrica para atendimento a rampas pode atingir seu limite físico e outras fontes poderão ser utilizadas para atendimento a rampas.

Nesse contexto de aumento do uso da geração hidrelétrica, é imperativo planejar com antecedência potenciais acréscimos na regulação normativa da escala horária das defluências pelos órgãos ambientais e de recursos hídricos, em razão dos eventuais impactos ambientais e conflitos pelo uso da água decorrente de novas dinâmicas. Na identificação de novas dinâmicas, é importante que se invista em estudos para compreender e mitigar os impactos da modulação das defluências no meio ambiente e nos usos múltiplos da água.

As projeções indicam que a necessidade de cortes na geração eólica e fotovoltaica crescerá devido à sobreoferta no meio do dia, no pico de geração das fontes lastreadas em energia solar. Neste contexto, poderá ocorrer situações em que, já estando com os demais recursos de geração minimizados, o corte pleno nas gerações eólica e fotovoltaica centralizadas poderá não ser suficiente para eliminar a sobreoferta. Desta forma, ações devem ser discutidas de forma a manter a estabilidade e segurança elétrica nessas condições, bem como, uso de armazenamento nestes recursos de forma a possibilitar também um recurso para atendimento a rampas.

Nesse contexto, deve-se discutir e adotar ações, com impacto tanto nas contratações futuras quanto na operação do parque gerador e consumidor existente, de forma a se prover flexibilidade operativa que garanta a estabilidade e manutenção da segurança eletroenergética e de atendimento de ponta, mesmo na continuidade de expansão predominantemente a partir de fontes renováveis variáveis.