



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional

Roberto Brandão
Fernando França
Nivalde de Castro
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile S. de Paula

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 147

Setembro de 2025
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 147

Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional

Roberto Brandão

Fernando França

Nivalde de Castro

Donato da Silva Filho

Ewerton Guarnier

Marcos Basile S. de Paula

ISBN: 978-85-7197-035-9

Setembro de 2025

Sumário

1	Introdução	3
1.1	Objetivos geral e específicos.....	5
1.2	Estrutura do texto	6
2	Contexto e fundamentação do problema	8
2.1	Crescimento da geração solar e a “curva do pato”	8
2.2	Resposta do parque gerador às novas exigências operacionais	11
2.3	O paradoxo das usinas hidrelétricas: Alta capacidade técnica, mas mobilização efetiva aquém do seu potencial.....	12
3	Hipótese e proposta de solução	15
3.1	Proposta de alteração na regra de modulação do MRE.....	16
3.2	Avaliação de resultados baseada em simulações.....	18
4	Metodologia	20
4.1	Modelagem no Plexos	21
4.2	Simulações financeiras	22
4.3	A representação da flexibilidade hídrica.....	23
5	Resultados das simulações.....	31
5.1	Operação do SIN em 2024 e 2030.....	31
5.2	Resultados financeiros	42
5.2.1	Resultado agregado do MRE	42
5.2.2	Resultado de usinas individuais	44
5.2.3	Impacto da remoção de uma restrição elétrica	50
6	Estudo de caso: UHE Cachoeira Dourada.....	53
6.1	Refinamento da configuração da UHE Cachoeira Dourada	53
6.2	Alternativas para ampliação da UHE Cachoeira Dourada	58
7	Conclusão	69
8	Referências bibliográficas.....	70

Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional^{1, 2}

Roberto Brandão³

Fernando França⁴

Nivalde de Castro⁵

Donato da Silva Filho⁶

Ewerton Guarnier⁷

Marcos Basile S. de Paula⁸

1 Introdução

A rápida e inusitada expansão da geração solar tem criado desafios operacionais inéditos e crescentes no Sistema Interligado Nacional (SIN). O perfil horário da carga líquida, calculada pela carga total menos a geração não controlável das fontes eólica e solar, está sofrendo uma alteração estrutural, com o surgimento de vales nos períodos de maior insolação e formação de picos com rampas cada vez mais íngremes no final da tarde.

¹ A ideia central deste texto - da importância de criação de um mecanismo de incentivo econômico para estimular os proprietários de usinas hidrelétricas em oferecer maior flexibilidade ao sistema - foi concebida originalmente pelo diretor do ONS Alexandre Zucarato. Em reunião com os autores, Zucarato explicou em detalhes a ideia central a partir do qual o presente estudo foi desenvolvido. Neste sentido, os autores agradecem Zucarato pela possibilidade de contribuir para tema tão importante e estratégico que é a necessidade de maior flexibilização do SIN.

² É necessário assinalar que este Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE) é resultado direto de Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação vinculado ao Programa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), executado em parceria pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) e pela Volt Robotics, com financiamento da Auren Energia. Trata-se de um desdobramento do TDSE nº 137, no qual foram discutidos os pontos mais relevantes de um chamamento à construção de um novo mercado de energia. Por fim, destacar que as opiniões e análises desenvolvidas neste estudo são de exclusiva responsabilidade dos autores não representando posição das entidades e empresas citadas.

³ Economista e Filósofo. Diretor Técnico-Científico do GESEL.

⁴ Pesquisador associado do GESEL.

⁵ Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador geral do GESEL.

⁶ CEO da Volt Robotics.

⁷ Diretor Técnico da Volt Robotics.

⁸ Diretor de Projetos e Inovação da Volt Robotics.

Fenômenos semelhantes são bem documentados internacionalmente, a exemplo da Califórnia, onde a conhecida “curva do pato” se tornou um desafio central à operação do sistema (DENHOLM *et al.*, 2015). Em estudo anterior realizado pelo GESEL, foi apontado que, nos cenários até 2030, o Brasil poderá enfrentar cotidianamente rampas superiores a 40 GW em algumas horas, demandando por maior flexibilidade do parque gerador (BRANDÃO *et al.*, 2025).

Para lidar com esse cenário, diferentes tecnologias têm sido consideradas, como o armazenamento em baterias, tema do citado estudo anterior do GESEL. A análise ali desenvolvida procurou demonstrar que, apesar de tecnicamente eficazes, os sistemas de armazenamento precisam de mecanismos específicos de remuneração, devidamente regulamentados, para ser economicamente viáveis.

Deste modo, o presente estudo examina uma alternativa complementar, com base em projetos já em operação, centrada exclusivamente no parque hidrelétrico brasileiro, com capacidade instalada superior a 100 GW. Assim, embora recursos de armazenamento de baterias e usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) sejam soluções promissoras, desejáveis e estruturais frente à ampliação do SIN, uma resposta mais imediata, sem investimentos vultosos e economicamente viável para atender ao aumento da necessidade crescente de flexibilidade nos próximos anos pode estar no parque das usinas hidrelétricas (UHEs) existentes.

O conjunto das UHEs possui atributos técnicos que o qualifica, hoje, como principal provedor de flexibilidade ao sistema. Entretanto, mesmo a flexibilidade das hidrelétricas podendo ser ampliada, permanece limitada por um conjunto de restrições operacionais, técnicas e de cunho regulatório. Essas restrições, originadas em um contexto histórico em que predominava a lógica da otimização energética anual, atualmente representam obstáculos à mobilização plena da flexibilidade hidráulica disponível.

Assim, com a crescente exigência por capacidade de modulação da potência, se torna importante examinar possíveis ajustes na regulação que possam criar incentivos econômicos através dos emergentes sinais dos preços horários, de modo a estimular os agentes a eliminarem ou reduzirem empecilhos à operação flexível de UHEs já instaladas.

Especificamente, o presente estudo avalia uma alteração pontual, via inovação regulatória, no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), instrumento central da comercialização da energia hidrelétrica no Brasil. Ao estabelecer um vínculo mais direto entre o perfil horário de geração das UHEs e sua remuneração, preservando a alocação mensal de garantia física (GF), a proposta, aqui analisada e fundamentada, busca estimular mudanças operacionais voluntárias que potencializem a flexibilidade existente no SIN, inclusive, o que é muito importante, sem a necessidade imediata de grandes investimentos adicionais.

Essa alteração, embora pontual, tem o potencial de reduzir o custo global de operação em médio e longo prazos, além de ganhos de receita para os geradores hidrelétricos participantes do MRE estimados em R\$ 14,4 bilhões ao ano, algo cerca de 10 vezes maior do que o débito do *Generation Scaling Factor* (GSF) nas recentes contabilizações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)⁹.

É importante salientar que a indução de aumento de flexibilidade pelo novo arranjo regulatório estará baseada nos sinais de preços horários, que representam a abundância e a escassez de energia ao longo do dia, preservando-se a prerrogativa de o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realizar as ordens de despacho hidrelétrico de forma centralizada e independente, agora, porém, com maior disponibilidade de rampa por parte do parque das UHEs.

1.1 Objetivos geral e específicos

O objetivo central deste estudo é avaliar como o parque hidrelétrico brasileiro pode contribuir, de modo mais eficaz, para prover a flexibilidade operativa requerida pelo SIN, considerando as crescentes exigências impostas pela expansão das fontes renováveis variáveis. Em particular, o estudo parte do diagnóstico de que o modelo regulatório atual não oferece incentivos econômicos adequados para que as UHEs operem de maneira flexível, devido à forma como a energia é modulada no âmbito do MRE.

⁹ Ver subseção 5.2.1 deste texto.

Com base nisso, se pretende analisar e avaliar uma proposta pontual de inovação regulatória no MRE, criando um sinal econômico que valorize diretamente a flexibilidade operacional das UHEs participantes do mecanismo.

Para alcançar esse objetivo geral, o estudo se estrutura em quatro objetivos específicos:

- i. *Dimensionar a necessidade de flexibilidade* nos próximos anos, especificamente no horizonte de 2030;
- ii. *Diagnosticar detalhadamente as limitações técnicas, operacionais e regulatórias* que atualmente restringem o uso efetivo da flexibilidade hidráulica disponível no SIN;
- iii. *Propor* uma alteração na regra de modulação do MRE, com a finalidade de vincular a energia alocada a cada UHE ao seu perfil horário efetivo de geração, criando, assim, um incentivo econômico explícito à operação flexível, sem prejuízo da alocação mensal de garantia física em regra vigente, de modo a preservar o caráter do MRE de mecanismo de distribuição do risco hidrológico ao longo dos meses do ano; e
- iv. *Avaliar* os impactos técnicos e econômicos esperados dessa proposta, especialmente no que diz respeito à eficiência operativa do SIN e à remuneração dos agentes, por meio de simulações detalhadas com horizonte até 2030.

Ao atingir esses objetivos, se espera fornecer subsídios sólidos para uma modernização regulatória coerente com as novas necessidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), contribuindo para a segurança, eficiência e sustentabilidade da operação do sistema.

1.2 Estrutura do texto

O texto está organizado em oito seções, além desta introdução. Na Parte 2, são detalhados o contexto e a fundamentação do problema, destacando os desafios impostos ao SIN pela expansão das fontes renováveis variáveis e as limitações existentes no uso das UHEs como recurso flexível.

Na Parte 3, são apresentadas a hipótese central do estudo e a proposta específica de inovação regulatória no MRE, com foco na criação de incentivos econômicos diretos à operação flexível das UHEs. A Parte 4 descreve a metodologia empregada no estudo, incluindo os cenários analisados, as premissas adotadas e as técnicas utilizadas para avaliar e qualificar os impactos da proposta.

Na Parte 5, são apresentados os principais resultados obtidos nas simulações, tanto para a operação do SIN e o impacto financeiro para o MRE, quanto para as usinas individuais frente à proposição de alteração do fator de modulação do MRE. A Parte 6 detalha um estudo de caso específico (UHE Cachoeira Dourada), examinando diferentes alternativas para aumentar a sua flexibilidade operativa, que vão desde utilizar mais intensamente o reservatório existente até o aumento de motorização utilizando novas unidades convencionais ou reversíveis.

Por fim, a Parte 7 apresenta as conclusões do estudo, enquanto a Parte 8 detalha as referências técnicas e regulatórias que fundamentaram esta análise.

2 Contexto e fundamentação do problema

A expansão acelerada das fontes renováveis variáveis, principalmente da geração solar fotovoltaica, está alterando, de forma significativa e crescente, o perfil horário da carga líquida do SIN. Esse novo cenário requer que o sistema tenha uma capacidade de ajustar a sua geração rapidamente crescente, impondo desafios inéditos à operação e à gestão técnica e econômica do SEB.

Para compreender plenamente esses desafios e identificar soluções adequadas, esta Parte do estudo está organizada em três seções, que aprofundam os aspectos específicos necessários para melhor compreensão do problema.

A seção 2.1 detalha o impacto do crescimento da geração solar sobre a operação do sistema, destacando o fenômeno conhecido como “curva do pato”, observado em sistemas elétricos de outros países com alta penetração solar e que começa a ser percebido claramente no Brasil.

A seção 2.2 discute a capacidade de resposta atual do parque gerador brasileiro frente às crescentes exigências operacionais, com a avaliação das limitações técnicas, contratuais e econômicas das usinas termelétricas (UTES) e das fontes renováveis variáveis na oferta da flexibilidade requerida pelo SIN.

Por fim, a seção 2.3 examina, em detalhes, o paradoxo das hidrelétricas brasileiras. Apesar da alta capacidade técnica disponível para prover flexibilidade, a operação das UHEs permanece restrita por falta de incentivos regulatórios e econômicos. Esse paradoxo constitui o núcleo do problema que o presente estudo pretende abordar com uma proposta de inovação regulatória específica e qualificada.

2.1 Crescimento da geração solar e a “curva do pato”

A geração solar fotovoltaica tem experimentado um crescimento acelerado na matriz elétrica brasileira, impulsionada pela queda expressiva dos custos dos sistemas fotovoltaicos e pelos incentivos dados à micro e

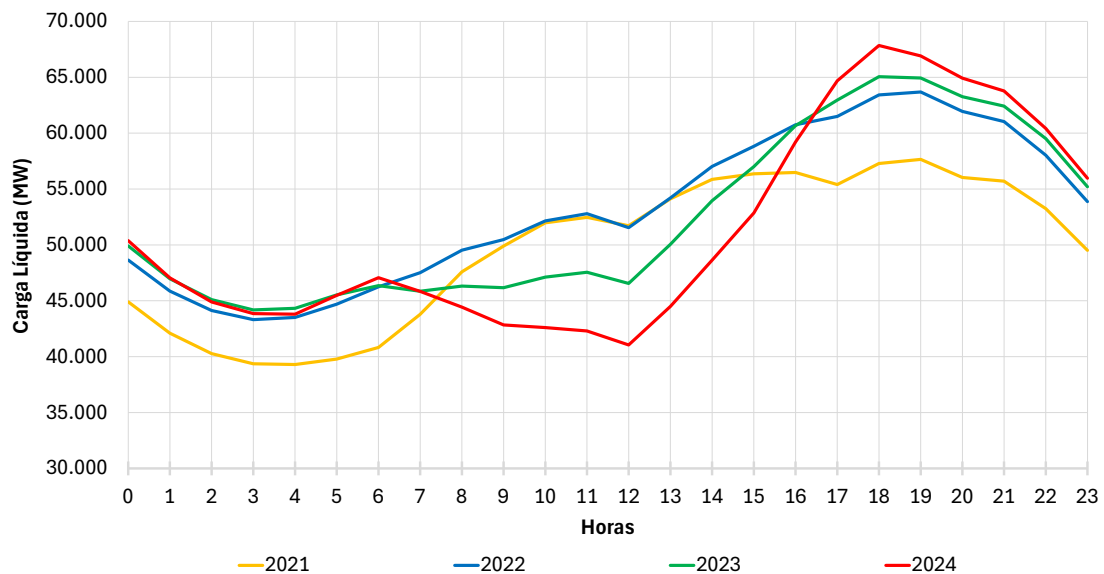
minigeração distribuída e à geração solar centralizada, em especial os subsídios às tarifas de uso da rede para projetos de fonte incentivada e para seus clientes no mercado livre.

Como resultado, o perfil horário da carga líquida (carga global subtraída da geração eólica e solar, seja centralizada ou distribuída) do SIN tem sofrido mudanças estruturais importantes. Durante as horas de irradiação solar (das 07h às 17h), a geração solar reduz significativamente a carga líquida a ser atendida por outras fontes. Ao longo da tarde, no entanto, quando a geração solar diminui rapidamente e a demanda segue elevada, a geração controlável, principalmente hidrelétrica, precisa realizar rampas cada vez mais ascendentes e acentuadas.

O surgimento da “curva do pato” é recente no Brasil e pode ser visualizado através do Gráfico 1, que apresenta dados da carga líquida horária média em dias de semana entre 2021 e 2024.

Nota-se que, em 2021 (amarelo), a carga líquida nas horas de sol era muito maior do que a carga durante a madrugada e a diferença entre a carga líquida do meio da tarde (15-16h) e a ponta da noite (19h) era pequena. Nos anos seguintes, a carga líquida nas horas de sol sofreu diminuições sucessivas, até que, em 2024, o mínimo da carga líquida passou a ser às 12h e não mais de madrugada. Ao mesmo tempo, surgiu uma rampa expressiva no fim da tarde, associada ao recuo da geração solar. Na ponta (18h), a carga líquida passou a ser muito maior do que às 12h e no meio da tarde.

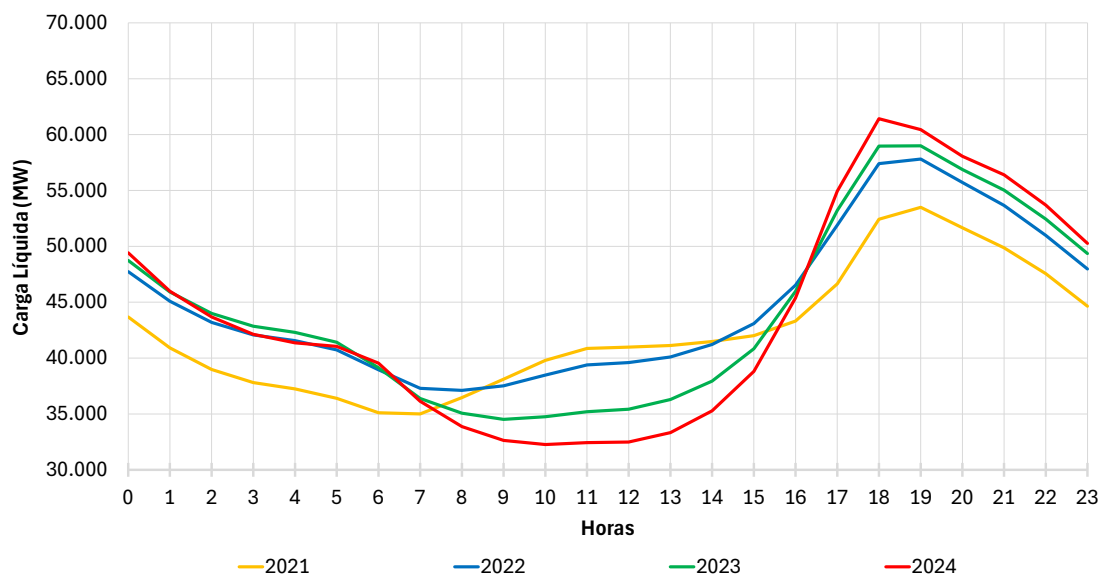
Gráfico 1: *Carga líquida horária média nos dias de semana entre 2021 e 2024.*
(em MW)



Fonte: ONS Dados Abertos.

O Gráfico 2 é análogo ao anterior, mas apresenta a curva de carga líquida horária média somente para os fins de semana. Chama atenção que a carga líquida é visivelmente menor nos fins de semana do que em dias de semana e que a barriga do pato está mais proeminente, sendo visível já em 2023.

Gráfico 2: *Carga líquida horária média nos fins de semana entre 2021 e 2024.*
(em MW)



Fonte: ONS Dados Abertos.

A rampa de geração média observada entre o meio-dia e às 18-19h (usando-se o maior valor) mais do que dobrou nos fins de semana, saindo de 12,5 GW, em 2021, para atingir 29 GW, em 2024. A rampa média dos dias de semana, por sua vez, aumentou de 6 GW para 26,8 GW. Esses números significativos impõem novas e importantes exigências à capacidade de resposta e à flexibilidade das UHEs existentes. Na seção 5.1, serão apresentados resultados de simulações da operação do SIN que mostram uma “curva do pato” ainda mais pronunciada em 2030 e rampas de geração muito maiores, comumente superiores a 40 GW.

Esse cenário real observado entre 2021-2024 desafia diretamente os instrumentos tradicionais de planejamento e operação do SEB, historicamente focados no fornecimento de energia e não de potência firme ou flexibilidade. Para lidar efetivamente com esse novo contexto, o setor elétrico terá que reposicionar a flexibilidade como atributo essencial na operação e nos modelos de remuneração dos agentes. As seções seguintes analisam especificamente como o parque gerador atual tem respondido a esse desafio e quais obstáculos ainda precisam ser superados.

2.2 Resposta do parque gerador às novas exigências operacionais

Observa-se que a perspectiva concreta de formação de rampas acentuadas na carga líquida irá exigir, cada vez mais, que o parque gerador brasileiro tenha capacidade de ajuste rápido, ou seja, possua o atributo estratégico conhecido como flexibilidade operativa. Nesse contexto, o parque das UTEs enfrenta limitações importantes.

Muitas das UTEs existentes foram contratadas com base em um Custo Variável Unitário (CVU) fixo e projetadas para operar continuamente durante períodos longos e não para acompanhar variações rápidas da carga. Como resultado, as UTEs têm características técnicas de tempos de partida elevados, rampas lentas e restrições para operação em carga parcial. Além disso, as estratégias operativas adotadas pelos agentes para evitar o aumento de custos operacionais unitários — como a declaração de tempos mínimos de operação após qualquer partida de vários dias e níveis mínimos de potência elevados — reduzem ainda mais a flexibilidade efetivamente disponível.

Recentemente, leilões de reserva de capacidade têm buscado mitigar parcialmente essas limitações, estabelecendo critérios de maior exigência de flexibilidade, como constatado no certame de 2025, posteriormente cancelado, que requeria tempos de partida reduzidos e menor tempo mínimo obrigatório em operação e favorecia usinas mais flexíveis (BRASIL, 2025). Contudo, essas mudanças ainda estão em fase inicial e grande parte da capacidade instalada segue com limitações relevantes frente à necessidade de maior flexibilidade.

As fontes renováveis variáveis, por sua vez, apresentam uma capacidade limitada de contribuir ativamente com flexibilidade. Embora usinas eólicas e solares centralizadas sejam tecnicamente controláveis por meio da redução intencional da geração (*curtailment*), essa forma de flexibilidade é unidirecional, permitindo apenas a redução, e não o aumento, da geração em momentos críticos. A geração distribuída, por outro lado, não é despachável no Brasil, sendo automaticamente injetada nas redes de distribuição sem controle centralizado, o que não permite que contribuam, ao menos no contexto regulatório atual, para o balanceamento do sistema.

Deste breve enquadramento sobre as fontes térmicas e renováveis eólica e solar, se conclui que a capacidade principal de prover flexibilidade ao SIN recai, inevitavelmente, sobre o parque das UHEs. O Brasil detém, nesse novo contexto, a vantagem de dispor uma infraestrutura de rede e um parque de hidrelétricas muito significativa, com usinas dotadas de reservatórios e capacidade técnica intrínseca para prover resposta rápida ao sistema.

2.3 O paradoxo das usinas hidrelétricas: Alta capacidade técnica, mas mobilização efetiva aquém do seu potencial

O parque hidrelétrico brasileiro constitui um recurso singular no cenário internacional pela elevada capacidade técnica de resposta rápida e de controle operacional da potência gerada, especialmente em usinas dotadas com um volume útil compatível com a modulação da geração no curto prazo e conectadas em cascata. Do ponto de vista técnico, essas usinas são capazes de ajustar rapidamente a sua produção às demandas operativas do SIN, oferecendo alta confiabilidade e baixo Custo Marginal de Operação (CMO) para a modulação horária necessária no atual contexto do SIN.

Apesar dessas vantagens técnicas evidentes, com larga comprovação internacional e mesmo nacional, o potencial hidráulico para prover flexibilidade permanece subutilizado. A operação das UHEs no Brasil ainda segue predominantemente a lógica tradicional de otimização energética, com base em uma regulação historicamente orientada à produção de energia. Essa abordagem não favorece e nem remunera adequadamente a operação flexível, tornando a mobilização do parque hidráulico limitada frente às necessidades atuais do SIN (HUBNER *et al.*, 2022; LOPES *et al.*, 2024).

Diversas restrições explicam essa subutilização do potencial hidrelétrico, destacando-se:

- i. *Restrições ambientais e do uso múltiplo da água.* Limites para a variação do nível dos rios e vazões mínimas instantâneas, que reduzem as possibilidades de modulação horária das UHEs.
- ii. *Geração mínima por restrição elétrica.* Algumas UHEs têm geração mínima por razões elétricas que as impede de reduzir ou zerar a geração em horas em que há excesso de oferta de energia para concentrar a geração nas horas de ponta. Essas restrições visam garantir a confiabilidade do sistema (inércia, potência de curto-circuito e injeção de reativos) ou a prestação de serviços elétricos, como controle de frequência. É possível avaliar se tais serviços poderiam ser prestados de forma mais econômica por outros tipos de projetos, como compensadores síncronos e baterias.
- iii. *Restrições operacionais históricas.* A configuração das UHEs em cascatas e os critérios operacionais foram orientados à maximização da energia média anual, não considerando maximizar a possibilidade de ajustes rápidos e frequentes da potência. Um exemplo significativo é que o manual de operação de usinas com reservatório de pequeno conteúdo energético pode prever a operação em cota constante, a fim de maximizar a queda e a produção de energia, mesmo em empreendimentos com volume útil capaz de viabilizar a operação em regime de regulação diária ou semanal.

- iv. *Limitações técnicas estruturais.* A operação em carga variável pode gerar maior desgaste e custos de manutenção, o que torna os operadores das UHEs relutantes em flexibilizar suas estratégias operativas sem uma compensação econômica adequada.
- v. *Ausência de incentivo econômico específico.* O modelo atual do MRE remunera a energia das UHEs com base em uma modulação horária média coletiva, o que dilui os benefícios econômicos de uma operação individual mais flexível e de resposta ao perfil horário real do sistema.

Esse conjunto de fatores resulta no que pode ser definido como um paradoxo regulatório e econômico, formulado e sintetizado da seguinte maneira. Embora tecnicamente capazes, as UHEs brasileiras operam abaixo do seu potencial de flexibilidade em função da ausência de incentivos claros e específicos. Destaca-se que a superação desse paradoxo não exige necessariamente novos investimentos significativos ou rupturas institucionais profundas, mas sim ajustes regulatórios pontuais capazes de alinhar incentivos econômicos para os geradores com atributos operacionais mais necessários e demandados frente ao novo contexto do SIN.

A próxima parte deste estudo apresentará uma proposta de inovação regulatória específica para enfrentar esse paradoxo, que permite criar condições econômicas favoráveis para a mobilização plena e voluntária da flexibilidade hidráulica existente, mas ainda ociosa.

3 Hipótese e proposta de solução

A lógica atual de modulação horária da energia no âmbito do MRE provoca um desalinhamento entre o incentivo econômico dado aos agentes responsáveis pelas UHEs e as necessidades operativas do SIN, desencorajando a realização de um esforço para remover entraves a uma operação mais flexível das usinas participantes. Atualmente, a energia alocada mensalmente às UHEs do MRE é modulada com base em um perfil horário médio coletivo. Isso significa que, para fins de contabilização no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE, o perfil horário efetivo de geração de cada usina individual não é reconhecido economicamente.

Neste sentido, uma UHE que realize esforços para permitir uma operação mais flexível e mais ajustada às necessidades do sistema não receberá um benefício econômico decorrente desse esforço. Em suma, essa UHE não receberá uma receita maior por gerar mais em momentos em que o preço da energia é mais elevado. Assim, os benefícios vinculados a tal esforço serão redistribuídos entre todos os participantes do MRE, resultando um ganho econômico direto mínimo para o agente diretamente envolvido. Dessa forma, os agentes não são estimulados economicamente a flexibilizar suas operações, nem a rever e remover restrições operativas que limitem a capacidade das usinas de fornecer respostas rápidas ao sistema.

A hipótese central deste estudo é a seguinte: caso a energia alocada no MRE passe a ser modulada com base no perfil horário real de geração de cada usina, haverá um incentivo econômico direto, objetivo e claro para que os agentes flexibilizem a operação de suas UHEs. Assim sendo, usinas mais flexíveis teriam uma receita maior do que usinas com baixa flexibilidade. Essa mudança promoveria uma mobilização voluntária mais efetiva da capacidade técnica já existente nas UHEs, proporcionando ao SIN uma flexibilidade operacional significativamente maior.

Cabe lembrar, porém, que, embora a grande maioria das UHEs participem do MRE, há um número significativo de usinas que operam em regime de cotas. Estas usinas transferem suas garantias físicas para as distribuidoras de energia elétrica e recebem, em contrapartida, uma remuneração fixa, que não está vinculada ao preço da energia no mercado.

Este é o caso de Itaipu e de diversas UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas ou relicitadas¹⁰. Estas usinas não serão diretamente impactadas pela alteração regulatória discutida aqui, uma vez que o benefício econômico associado à maior flexibilidade é transferido às distribuidoras.

No caso das usinas com concessões prorrogadas ou relicitadas, o sinal econômico para o dono da usina não passa diretamente pela alteração dos preços horários. Ainda assim, a Receita Anual de Geração dessas usinas pode ser reajustada nos processos de revisão tarifária, incorporando a remuneração por investimentos em melhorias e aumentos de capacidade instalada, abrindo espaço para mudanças na configuração das usinas análogas às discutidas na parte 6 do texto, que implique em aumento da remuneração do gerador.

3.1 Proposta de alteração na regra de modulação do MRE

Para corrigir o desalinhamento entre o incentivo econômico e as necessidades de flexibilização do sistema acima identificado, o presente estudo propõe uma alteração na regra de modulação da energia no âmbito do MRE.

A alteração mantém integralmente a estrutura fundamental do MRE, qual seja, o compartilhamento do risco hidrológico através da mutualização de excedentes e déficits hidrológicos ao longo dos meses. Ou seja, a energia alocada a cada usina do MRE em um dado mês segue sendo uma parcela da geração total do MRE proporcional a sua participação na garantia física do mecanismo como um todo, independente do volume de sua geração efetiva. O que está sendo proposto é apenas a forma como a energia alocada a cada usina é modulada para fins de contabilização no MCP, que, hoje, segue o perfil horário do MRE, e a proposta é passar a seguir o perfil horário de geração de cada UHE.

¹⁰ As UHEs pertencentes à Eletrobras são um caso particular pois, embora tenham aderido ao regime de cotas por ocasião da renovação de suas concessões, elas estão, após a privatização da Eletrobras, em processo de descolização. Esse processo envolve a redução progressiva da parcela da garantia física das usinas que é transferida às distribuidoras mediante tarifa fixa e, em contrapartida, uma exposição crescente da Eletrobras ao preço de mercado da energia.

Essa proposta de alteração é, avaliam os autores, *plenamente viável do ponto de vista regulatório*. A alteração requer somente um ajuste pontual na Resolução Normativa ANEEL nº 1.034/2022, especificamente em seu art. 4º, que, atualmente, determina a modulação pela média coletiva das usinas do MRE, conforme indicado:

“Art. 4º A modulação da garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE deverá ser efetuada, para cada período de comercialização, de acordo com o perfil de geração total das usinas do MRE” (ANEEL, 2022).

Nesta direção, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) precisará promover um ajuste na regra de comercialização (CCEE, 2025) para operacionalizar a alteração na contabilização da CCEE. Essa alteração deverá ser feita, especificamente, no Caderno de Garantia Física (Caderno 03), nos dispositivos que tratam da modulação horária e da contabilização da energia no MCP. Não há, portanto, a necessidade de alterações em lei ou decreto, pois a competência para essas mudanças se encontra plenamente dentro das atribuições legais da ANEEL (BRASIL, 1996; BRASIL, 2004).

A proposta também é *viável do ponto de vista técnico-operacional*. Os dados necessários à modulação horária individual já são regularmente coletados, auditados e utilizados pelo ONS e pela CCEE, dispensando novos investimentos em sistemas de medição ou auditoria.

Em suma, a proposta representa uma *mudança regulatória simples e pontual*, porém com *significativo potencial* de impacto operacional e econômico, permitindo e viabilizando, de maneira simples e direta, garantir ao SEB uma forma imediata de valorizar economicamente a flexibilidade operativa das UHEs, sem requerer grandes investimentos e mantendo intacta a estrutura mutualista original do MRE.

Ademais, a proposta tem o potencial para gerar os seguintes efeitos e externalidades positivas diretas:

- i. *Engajamento dos agentes na revisão das restrições operativas atuais*, permitindo ampliar significativamente a capacidade flexível disponível no SIN;

- ii. *Maior aderência dos incentivos econômicos às necessidades atuais do SIN*, especialmente em períodos críticos de variação rápida da carga líquida;
- iii. *Melhoria na eficiência econômica geral do sistema*, reduzindo a necessidade de curto prazo de novos investimentos em infraestrutura flexível; e
- iv. *Criação de valor econômico explícito e individualizado* para as UHEs que efetivamente contribuirão para garantir a operação flexível.

3.2 Avaliação de resultados baseada em simulações

Para avaliar os impactos operativos e econômicos da modulação individualizada, foram realizadas simulações de despacho do SIN para os anos de 2024 e 2030, considerando a evolução da carga compatível com as projeções oficiais e a expansão esperada do parque gerador. A metodologia utilizada nas simulações é apresentada na Parte 4 e os resultados estão sistematizados na Parte 5.

Em linhas gerais, os resultados mais relevantes das simulações que merecem ser destacados apontam para:

- i. *Maior volatilidade da carga líquida*. O perfil da carga líquida exibiu oscilações mais acentuadas ao longo do dia em 2030, sobretudo em função da integração massiva da geração solar, atingindo o mínimo sempre por volta do meio-dia, hora em que a geração solar é máxima, e o pico no início da noite.
- ii. *Maiores rampas*. Foram observadas rampas descendentes no início da manhã, associadas à entrada da geração solar, e rampas ascendentes acentuadas no fim da tarde e início da noite, associadas ao recuo da geração solar, que se tornam muito mais intensas em 2030.
- iii. *CMO alinhado com o ciclo do sol*. A abundância de geração solar reduz o CMO nas horas de sol, enquanto a necessidade de acionamento de térmicas flexíveis no fim do período aumenta o CMO substancialmente.

O maior volume de geração térmica no início da noite é fruto do crescimento da carga em um contexto de relativa estagnação da expansão da capacidade de geração hídrica e provável crescimento da capacidade instalada do parque termelétrico.

- iv. *Geração hídrica operando de forma mais flexível.* Com o MRE conseguindo operar com uma flexibilidade substancialmente maior em 2030 do que o seu padrão histórico, a geração hídrica passa a ser despachada de modo complementar ao ciclo do sol, aproveitando ao máximo os horários em que a energia tem maior valor econômico.
- v. *Maior receita esperada para o conjunto das usinas hidrelétricas, caso, de fato, consigam oferecer flexibilidade acrescida ao sistema.*
- vi. *Crescimento acima da média na receita dos geradores mais flexíveis* com o novo fator de modulação do MRE, especialmente daqueles com usinas capazes de concentrar geração no horário da noite e realizar rampas acentuadas, demonstrando que a nova regra favorecerá claramente quem ajustar sua operação aos horários de maior CMO.

A simulação para 2030 foi feita supondo uma maior flexibilidade das plantas hidrelétricas em relação ao histórico¹¹, o que faz com que as UHEs consigam concentrar maior volume de geração fora das horas de sol e se beneficiem de preços de energia mais altos¹². Em se materializando esse cenário, o impacto financeiro é bastante favorável para as usinas hidrelétricas como um todo, configurando um substancial aumento de receita em relação à linha de base de 2024. Do ponto de vista individual das UHEs, praticamente todas obtêm ganhos frente aos resultados de 2024, embora estes sejam mais acentuados para as usinas hidrelétricas mais flexíveis. Cabe frisar que as contas foram feitas para todas as usinas, mesmo as que operam em regime de cotas, como Itaipu e as usinas que tiveram suas concessões renovadas ou relicitadas.

¹¹ Ver Parte 4 deste estudo.

¹² Ver Parte 5 deste estudo.

4 Metodologia

A avaliação do impacto financeiro da proposta de alteração do fator de modulação do MRE para as UHEs foi realizada pela comparação de cálculos a partir dos resultados de duas simulações da programação da operação do SIN, para os anos de 2024 e 2030, ambas com aproximadamente o mesmo CMO médio do SIN.

Para 2024, não foram utilizados dados da operação real observada, mas sim simulações da programação da operação, com granularidade horária, utilizando as mesmas séries de hidrologia e geração renovável usadas nas simulações para o ano de 2030. As únicas diferenças a destacar são:

- i. Para a carga de 2024, foi utilizado um valor que permitisse igualar o CMO médio obtido na simulação de 2030, enquanto, para 2030, foi realizada uma projeção própria;
- ii. A configuração do sistema de 2024 adotada foi a utilizada pelo Plano da Operação Energética 2023 (PEN 2023); e
- iii. Para 2030, a configuração utilizada se baseou em uma projeção própria, capaz de atender aos requisitos de potência e energia do SIN para aquele ano.

O propósito de igualar o CMO das duas simulações foi a possibilidade de comparação do efeito da mudança esperada na curva de preços ao longo do dia na performance financeira do MRE e das usinas hidrelétricas individuais. Considerou-se que o ano de 2030 é um futuro não muito distante, em que a necessidade de flexibilidade será substancialmente maior do que hoje, basicamente devido ao crescimento esperado da geração solar acima do crescimento da carga, quando deverá ocorrer uma diferenciação ainda mais significativa entre os preços nas horas de sol e no início da noite, conforme análise a seguir.

Merece realçar que uma comparação de simulações com preços médios distintos misturaria o efeito financeiro de preços mais altos associados a uma hidrologia pouco generosa em qualquer dos dois casos, que beneficiariam todos geradores, com o efeito financeiro da mudança do formato da curva de preços horários, favorecendo, em particular, as UHEs que conseguirem concentrar a geração em momentos de preços mais altos.

Naturalmente, as simulações também supõem, conforme indicado na seção 4.3, que as UHEs conseguirão entregar ao sistema uma flexibilidade bem maior, contribuindo, de forma decisiva, para enfrentar as grandes rampas que são esperadas para os próximos anos, ao concentrar ao máximo a geração no início da noite. Portanto, uma entrega bem maior será possível através incentivos econômicos claros e objetivos.

4.1 Modelagem no Plexos

As simulações da operação do SIN foram realizadas no software Plexos® 10, configurado com base nos parâmetros utilizados pelo ONS no PEN 2023 (ONS, 2023). Trata-se essencialmente do mesmo *dataset* utilizado em BRANDÃO *et al.* (2025), com pequenos aperfeiçoamentos.

Como o PEN 2023 simula o sistema apenas até 2027, a expansão de capacidade até 2030 foi determinada por uma simulação de longo prazo, minimizando o somatório do custo de expansão com o custo de operação e supondo que:

- i. A carga total crescerá 3,4% ao ano entre 2028 e 2030;
- ii. A carga de cada subsistema tem como base o mesmo perfil horário verificado em 2022; e
- iii. Os candidatos à expansão, bem como os custos de investimento e de operação associados a cada um deles, são aqueles que constam no Plano Decenal de Energia 2031 (PDE 2031), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021).

Nestes termos, se adotou, sempre que possível, os parâmetros básicos e *dataset* oficiais para possibilitar a realização de análises comparativas.

Nota-se que a expansão do SIN que resultou da simulação realizada indicou:

- i. A entrada em operação de nova capacidade instalada de plantas termelétricas flexíveis para suprir a necessidade de potência firme adicional e substituir as UTEs com contratos terminados dentro do horizonte do PEN, que, por isso, foram excluídas da oferta;

- ii. Um crescimento “vegetativo” da capacidade instalada solar de micro e minigeração distribuída em volume arbitrado pela equipe de simulação, o que implicou em um ritmo de crescimento anual menor do que o verificado nos últimos anos; e
- iii. Uma pequena incorporação de novos parques eólicos na Região Nordeste, além dos já previstos no PEN até 2027.

Em linha com o caso base do estudo do GESEL (BRANDÃO *et al.*, 2025), o pequeno volume de sistemas de armazenamento por baterias (BESS) de 3 horas que resultou do modelo de expansão de longo prazo (menos de 1 GW) não foi considerado para as simulações da operação do sistema em 2030.

Por sua vez, para capturar a variabilidade hidrológica e eólica, foram utilizadas 40 séries históricas semanais de vazões e dados horários de vento, permitindo um planejamento da operação de médio prazo estocástico. As simulações da programação da operação diária do sistema foram feitas para cada uma das 40 séries históricas disponíveis. Os resultados, apresentados na Parte 5 como geração, carga, CMO, etc., são médias aritméticas das 40 séries. A curva horária de carga de 2024 foi ajustada positivamente em 3,5 % com relação ao PEN para reproduzir o mesmo nível médio do CMO projetado para 2030, permitindo comparabilidade entre as simulações.

4.2 Simulações financeiras

A partir dos resultados das simulações da programação da operação diária, se procedeu a simulação financeira para cada usina do resultado no MCP. Foram feitas duas simulações, uma com o fator de modulação atual (MRE) e outra com o fator de modulação proposto, baseado na geração da usina. Em ambos os casos, a geração total do MRE, em base mensal, foi distribuída entre as usinas proporcionalmente à GF de cada uma delas. Adotou-se como premissa que a GF das UHEs foi sazonalizada sempre conforme a geração média esperada do próprio MRE, também de acordo com as simulações.

Destaca-se que as simulações financeiras utilizaram o Custo Marginal de Operação e não o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), uma vez que o CMO é mais aderente à operação do que o PLD, emitindo um sinal econômico mais claro e consistente. Notadamente, nos resultados para a grande maioria das séries para 2030, o CMO é inferior ao piso do PLD por várias horas em *todos* os dias, nas horas de sol, especialmente na parte da manhã até o início da tarde. Em uma situação como essa, um piso relativamente alto para o PLD, conforme é praticado hoje, emite um sinal econômico distorcido para os agentes¹³.

Nas simulações financeiras com o fator de modulação atual do MRE, a GF sazonalizada alocada mensalmente é modulada de acordo com a curva de geração horária do conjunto das UHEs do MRE, o que implica em dizer que a única distinção entre a receita média unitária das usinas ocorre por eventuais diferenças do CMO médio dos respectivos subsistemas. Já nas simulações com o fator de modulação proposto, a GF sazonalizada alocada mensalmente, calculada de maneira idêntica à primeira simulação, é valorada ao CMO médio da geração efetiva da usina hidrelétrica. Assim, o volume de energia atribuído às UHEs é idêntico, mas o CMO passa a refletir o perfil horário da geração de cada uma delas.

4.3 A representação da flexibilidade hídrica

Um passo importante para a simulação da operação do SIN foi reproduzir as limitações da flexibilidade hídrica das UHEs brasileiras, o que inclui as vazões mínimas estabelecidas para um grande número delas, as quais limitam a capacidade de concentrar a geração em horas escolhidas.

¹³ A decisão de impor um piso ou teto para o PLD é de caráter regulatório e a metodologia para a sua determinação pode ser revista. Mesmo mantida a metodologia atual, há perspectiva de redução substancial do PLD mínimo antes do fim da década. O piso do PLD é, hoje, o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que, por sua vez, é função basicamente do valor da Contribuição Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH), e a TEO_{Itaipu} , determinada pelo valor da cessão ao Brasil do excedente de energia de Itaipu pertencente ao Paraguai. Na Nota Técnica que calculou o PLD piso para 2025, esses valores eram R\$ 17,37/MWh (TEO) e R\$ 58,60/MWh (TEO_{Itaipu}). Sendo a TEO_{Itaipu} o maior entre os dois valores, ela na prática determina o piso para o PLD (ANEEL, 2025). O cenário para os próximos anos é de substancial redução do piso do PLD, devido à mudança esperada na comercialização do excedente da energia pertencente ao Paraguai a partir de 2027, passando do atual pagamento pela cessão para a venda direta pelo país ao mercado livre brasileiro. Nesse cenário, o PLD piso tenderia a cair a um terço do valor atual, igualando-se ao valor da TEO.

Por outro lado, há um número considerável de hidrelétricas classificadas pelo ONS, no Cadastro de UHE utilizado pelos modelos computacionais oficiais, como com operação a fio d'água e que tem um volume útil igual a zero (ONS, 2024). São 47 usinas, algumas delas de grande porte, como Xingó (3.162 MW), Paulo Afonso 1, 2 e 3 (1.417 MW), L. C. Barreto (1.104 MW), Jupia (1.551 MW), Itá (1.450 MW) e Salto Caxias (1.240 MW).

Provavelmente, o cadastro com volume útil zero reflete o entendimento de que são UHEs com reservatório pequeno do ponto de vista energético, com área alagada modesta e que perdem produtividade e, portanto, geram menos energia, caso se utilize o volume útil que seria tecnicamente viável. Assim, a orientação é operar essas usinas todo o tempo possível muito perto da cota máxima, mesmo que tenham condições técnicas para gerar bem abaixo dela.

Ocorre, porém, que não é possível fazer uma simulação crível da operação de curto prazo dessas UHEs sem contar com a informação do volume útil. Usinas sem volume útil não têm, na simulação, nenhuma capacidade própria de modulação e, com isso, não preenchem requisitos de flexibilidade do sistema, muito embora se saiba, pelos dados da pós operação do ONS, que elas efetivamente variam a geração ao longo dos dias. Sem nenhum volume útil, essas usinas não teriam margem para alocar mais energia em horas mais desejáveis, sendo obrigadas a aumentar ou reduzir a geração em função da operação das UHEs a montante, com uma defasagem temporal equivalente ao tempo de viagem entre os reservatórios.

Por conta dessas particularidades, foi feito um esforço de recolhimento de dados sobre o volume útil dessas UHEs nos sites das respectivas concessionárias, onde foram encontradas informações para todas as usinas grandes e para a maior parte das usinas médias e para algumas das pequenas. Ao final, restaram 23 usinas sem informações sobre o volume útil, totalizando 3.289 MW de capacidade instalada, que foram simuladas, portanto, sem nenhuma capacidade de modulação própria¹⁴.

¹⁴ O uso dos dados de volume útil das concessionárias pode ter levado a simulações da programação da operação diária com uso intensivo do volume útil, envolvendo uma queda média reduzida e uma produtividade mais baixa do que seria desejável. O ideal, na ausência de dados oficiais, seria fazer um estudo para determinar, para cada uma dessas usinas, o volume útil para uso em condições normais, o que permite o melhor balanço entre dois objetivos conflitantes: uma operação flexível, em que se deseja uma capacidade de regularização, se possível, semanal e a produtividade efetiva, que deve ser a maior possível, o que é compatível

A maior dentre as usinas cujo volume útil foi modelado como zero é a UHE Cachoeira Dourada, da ENEL, localizada no Rio Paranaíba, com 658 MW de capacidade instalada, que será objeto, na seção 6.1, de um estudo de caso, quando será determinado o valor que um volume útil, ainda que pequeno, é capaz de agregar flexibilidade ao sistema e à própria usina em comparação com uma operação estritamente em cota constante.

Também foi feito um esforço para reproduzir a capacidade de rampa observada das hidrelétricas. Trata-se de um dado muito importante para determinar a flexibilidade efetiva das usinas. Infelizmente, não existe ainda um cadastro oficial organizado sobre o tema. Há dados disponíveis sobre restrições a variações de defluência, mas a confrontação destes com o desempenho das mesmas usinas, considerando os dados da pós-operação, leva a crer que parte das restrições está no nível dos agentes ou não está documentada de forma adequada.

Por essa razão, buscou-se sistematizar um cadastro a partir do comportamento real das usinas. As 151 hidrelétricas de grande e médio porte tiveram suas rampas de defluência estimadas pelo percentil 98 das variações horárias (em módulo) nas defluências totais (soma da vazão turbinada com a vazão vertida) observadas em 2024. Os dados primários para defluências horárias foram obtidos no site Dados Abertos do ONS. Uma rampa em P98 é uma variação horária das defluências que ocorreu, em 2024, em uma a cada 50 horas, ou seja, praticamente uma vez a cada dois dias.

A escolha desse parâmetro como o limite da rampa de defluência horária nas simulações da operação significa que a usina poderá fazer uma rampa dessa magnitude quantas vezes for preciso a cada dia. Isso quer dizer que, na simulação para 2030, cada usina será potencialmente muito mais flexível do que foi em 2024, atendendo à maior demanda por flexibilidade do SIN, mas, ainda assim, terá sua flexibilidade pautada pelos dados observados em 2030.

A título de exemplo, na Tabela 1, é possível visualizar indicadores de flexibilidade das principais UHEs do médio e baixo São Francisco. Nas quatro primeiras colunas, estão as seguintes informações: nome da usina,

com a busca de sempre manter o reservatório cheio ou quase cheio. Um estudo desse tipo, entretanto, foge do escopo deste trabalho.

capacidade instalada, defluência mínima instantânea e engolimento máximo do conjunto de turbinas. As três últimas colunas exibem dados de rampa, a saber:

- i. A coluna “Rampa Máx MW” tem uma rampa máxima teórica, que corresponde à variação de potência em MW, partindo da geração correspondente à defluência mínima e atingindo a geração à plena capacidade, que, do ponto de vista hídrico, corresponde ao engolimento máximo do conjunto de máquinas. Trata-se de uma rampa teórica que só poderá ser atingida se efetivamente todas as máquinas estiverem disponíveis e se houver água para tanto. Em situação de seca forte, as defluências podem ser tão pequenas que não seja possível gerar a plena capacidade nem mesmo por uma hora, especialmente nas usinas que têm defluências mínimas definidas.
- ii. A coluna “Rampa P98 horas” expõe quantas horas são necessárias para fazer a rampa máxima teórica, seja aumentando ou diminuindo a potência no limite da rampa de defluência horária a P98, supondo, naturalmente, que exista água disponível para tanto.
- iii. A coluna “Rampa MW/h P98” exhibe a rampa máxima em MW em uma hora de cada usina.

Tabela 1: *Indicadores de flexibilidade das principais usinas do médio e baixo São Francisco.*

Usina	Capacidade MW	Defl mín m3/s	Engolimento m3/s	Rampa Máx MW	Rampa P98 horas	Rampa MW/h P98
Sobradinho	1.050	800	4.278	812	71,0	11
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.480	-	3.306	1.455	3,1	467
Paulo Afonso 1,2,3	1.417	-	1.936	1.417	3,2	440
Paulo Afonso 4	2.462	-	2.348	2.462	4,5	545
Xingó	3.162	800	2.902	2.290	8,0	287

Fonte: Gesel, com dados do ONS

As UHEs de Sobradinho e Xingó são as usinas menos flexíveis em termos de rampa máxima com relação à capacidade instalada, de tempo para fazer a rampa máxima e de rampa em MW/hora.

São usinas que têm defluências mínimas instantâneas definidas para proteger os longos trechos a jusante dessas usinas em que o Rio São Francisco corre no seu leito natural.

Nesses locais, uma operação com defluência zero, mesmo que por poucas horas, tenderia a secar o rio, interromper captações de água e aprisionar os peixes. Ademais, variações rápidas de defluências poderiam gerar cheias repentinas, o que desaconselha uma operação flexível. Essas usinas conseguem, com a rampa a P98 a cada hora, fazer a rampa máxima teórica em tempos dilatados (71 horas e 8 horas, respectivamente) e têm uma rampa máxima em MW/hora bem menor do que as demais usinas. Na prática, a UHE de Sobradinho é uma usina inadequada para atendimento de ponta e sua função é regularizar as vazões para as usinas do baixo São Francisco.

As UHEs de Luiz Gonzaga e o complexo de Paulo Afonso não estão sujeitas a defluências mínimas instantâneas, já que turbinam água diretamente no reservatório a jusante. Esse tipo de arranjo dispensa defluências mínimas e permite rampas maiores e mais rápidas, variando entre 3,1 e 4,5 horas.

Embora Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 4 não tenham restrições hídricas para realizar rampas rápidas e profundas, elas têm limitações de ordem elétrica, que impõe restrições à sua flexibilidade. Assim, restrições de controle de tensão determinam que Luiz Gonzaga gere sempre com, no mínimo, duas máquinas e Paulo Afonso 4 com duas ou três máquinas. Isso ocorre porque o sistema precisa contar com máquinas síncronas em operação para fazer o controle de tensão, particularmente em um contexto de proliferação de geração assíncrona das fontes eólica e solar no Nordeste. De acordo com o histórico de geração horária dessas usinas registrado pelo ONS, se observa que a geração horária mínima de Luiz Gonzaga nos últimos anos sempre é de, ao menos, 190 MW, enquanto Paulo Afonso 4 tem uma geração mínima horária ora na faixa de 240 MW, ora na faixa de 520 MW.

A geração por razões de controle de tensão das duas usinas poderá ser flexibilizada nos próximos anos, na medida em que suas turbinas sejam atualizadas para operar como compensadores síncronos, fornecendo

inércia, potência reativa e potência de curto-circuito para o sistema, sem precisar, ao mesmo tempo, gerar energia e utilizar água¹⁵. Isso permitirá, em muitas situações, que se deixe de gerar energia durante o dia, quando tende a haver excesso de geração da fonte solar, para concentrar a geração nas horas da noite, contribuindo para reduzir *curtailment* durante o dia e aumentar a oferta de geração hídrica no início da noite, sobretudo em períodos de hidrologias pouco favoráveis.

Nas simulações para 2030, supõe-se que essas restrições já terão sido removidas, seja pelo *upgrade* dos equipamentos, seja pela introdução de uma solução alternativa para o controle de tensão que não implique em usar água para geração em horas em que a energia não tem valor. Na subseção 5.2.3, será estimado o benefício econômico para o sistema de uma operação mais flexível dessas duas usinas decorrente da remoção de tal restrição.

A Tabela 2 exibe indicadores de flexibilidade do parque de UHE utilizado neste estudo. São 151 usinas, com 108,6 GW de capacidade instalada e rampa teórica máxima totalizando 91,8 GW. As usinas podem completar, em condições ideais, suas respectivas rampas teóricas em uma média de 8,3 horas. No entanto, grande parte da capacidade instalada dessas UHEs tem rampas horárias observadas muito lentas. Assim, como o período de 8-9 horas é o intervalo de tempo de uma rampa ascendente da carga líquida entre o início da tarde e o início da noite, muitas dessas UHE ainda estariam longe de terminar suas respectivas rampas.

Tabela 2: *Indicadores de flexibilidade do parque hidrelétrico simulado.*

	Usinas	Capacidade GW	Rampa Máx GW	Rampa P98	
				Horas	GW/h
Rampas simuladas	60	94,0	78,9	9,1	19,1
Rampas não simuladas	68	11,3	10,0	3,0	4,6
Sem volume útil	23	3,3	2,9	4,4	0,8
Total	151	108,6	91,8	8,3	23,1

Fonte: Gesel, a partir de dados do ONS.

¹⁵ Para que o gerador de uma unidade possa funcionar como compensador síncrono, é preciso instalar um equipamento que permite esvaziar de água a turbina mediante injeção de ar comprimido. Com isso, o eixo do gerador pode girar livremente, sem atrito hidráulico. Também é preciso instalar um motor ou um conversor estático para levar o gerador à velocidade síncrona e ajustar o controle de excitação, entre outras adaptações no equipamento.

Por razões de eficiência computacional, foram simuladas no Plexos as rampas de defluência de apenas 60 usinas, que são, contudo, bastante representativas, com 94 GW de capacidade instalada e rampa máxima teórica de 78,9 GW. Além disso, o conjunto reúne diversas usinas com rampas bastante lentas, de modo que elas levam, em uma média ponderada pela capacidade, 9,1 horas para completar a rampa teórica.

Outras 68 usinas foram simuladas sem qualquer restrição de rampa de defluência. Essas usinas totalizam 11,3 GW de capacidade instalada, têm rampa teórica máxima de 10 GW e conseguem, em média, fazer suas respectivas rampas de defluência em 3 horas. Como essas usinas possuem rampas bastante rápidas e uma capacidade instalada relativamente pequena, não incluir suas restrições de rampa na simulação da operação não provocou perda substancial de qualidade.

Finalmente, há um conjunto de 23 usinas para as quais não foi possível obter informação sobre volume útil e, por essa razão, foram modeladas sem nenhuma capacidade de modulação própria. Felizmente, esse conjunto é pouco representativo, totalizando apenas 3,3 GW de capacidade instalada. Na verdade, elas têm rampa teórica máxima de 2,9 GW e um tempo de 4,4 horas, em média, para atingir essa rampa. Entretanto, isso só poderia ser simulado com dados de volume útil e se optou por não arbitrá-lo.

Destaca-se que os indicadores de flexibilidade do parque hidrelétrico exibidos acima são muito fortes. Mesmo excluindo as usinas com pouca flexibilidade observada e com tempo para rampa máxima teórica maior do que 8 horas a P98, ainda assim se teria, somente entre as usinas que tiveram suas rampas efetivamente simuladas, 84,9 GW de capacidade instalada com uma rampa teórica de 71,7 GW e um tempo médio ponderado de 4,8 horas para completar as respectivas rampas.

Nestes termos, merece ser destacado que, em condições ideais, essas usinas permitem, sozinhas, fazer as mais agressivas das rampas simuladas neste estudo para 2030, conforme será detalhado na seção 5.1, sem a necessidade de apoio de projetos de outras tecnologias.

Contudo, a limitação mais óbvia para fazer a rampa de defluência máxima teórica é a eventual falta de água para completar um ciclo completo de atendimento à ponta da carga líquida: rampa ascendente, maximização da geração por poucas horas e rampa descendente.

Por exemplo, o ciclo completo para uma ponta de 4 horas à plena potência com 6 horas de rampa ascendente e outras tantas horas de rampa descendente totaliza 16 horas e requer grande volume de água. A falta d'água pode ser motivada tanto por baixas afluições naturais quanto pela operação das usinas de montante, as quais, por vezes, economizam água por razões de otimização energética, podendo comprometer a capacidade de rampa e de atendimento de ponta na cascata.

Em outras circunstâncias, pode haver o problema contrário, ou seja, a necessidade de rampa e de geração em momento de afluições abundantes em uma usina com grande capacidade de rampa. Nessa situação, é possível alocar a usina a fazer rampa, com a finalidade, por exemplo, de preservar os reservatórios de outras centrais, o que implica, todavia, em não aproveitar toda a energia afluyente.

Por outro lado, vertimentos turbináveis podem ser usados para viabilizar rampas de geração mais agressivas do que as rampas de defluência, o que atualmente ocorre, por vezes, nas UHEs do Rio Madeira. Essas usinas operam a fio d'água, com variações das defluências muito pequenas em relação ao caudal¹⁶. Porém, suas turbinas conseguem modular a geração de forma rápida e é possível compensar a variação da vazão turbinada com uma variação com sinal trocado da vazão vertida.

Nas simulações realizadas no presente estudo, foi suposto que todas as usinas estão aptas a operar o vertedouro como parte da operação de curtíssimo prazo, como as usinas do Rio Madeira. Isso hoje não é verdade para todas as usinas e não há um cadastro de quais centrais estão aptas a abrir, fechar ou modular vertedouros no *intraday*. Sabe-se apenas que a maioria das usinas antigas faz a operação de vertedouro somente durante cheias (vertedouro aberto por dias) ou em emergência. Com todos os vertedouros despacháveis na operação de curto prazo, as simulações representam as hidrelétricas como dotadas de uma flexibilidade acrescida.

¹⁶ A UHE Jirau leva 64 horas para completar a rampa máxima teórica, respeitando a rampa de defluência a P98. A rampa de geração associada à rampa de defluência é de 41 MW/h. Já os números para a UHE Santo Antônio são 34 horas e 90 MW/h, respectivamente.

5 Resultados das simulações

Esta Parte do estudo está dividida em duas seções. A seção 5.1 detalha os resultados das simulações da operação do sistema em 2024 e 2030, incluindo a “curva do pato” projetada, a evolução do despacho hídrico e térmico, a distribuição de frequência das rampas, entre outras informações relevantes. A seção 5.2, por sua vez, traz os resultados financeiros, tanto do agregado do MRE como das usinas individuais, demonstrando a impacto do novo fator de modulação do mecanismo em algumas usinas escolhidas e quantificando o impacto para o sistema e para o empreendedor da retirada de uma restrição de geração que aumenta a flexibilidade da operação.

5.1 Operação do SIN em 2024 e 2030

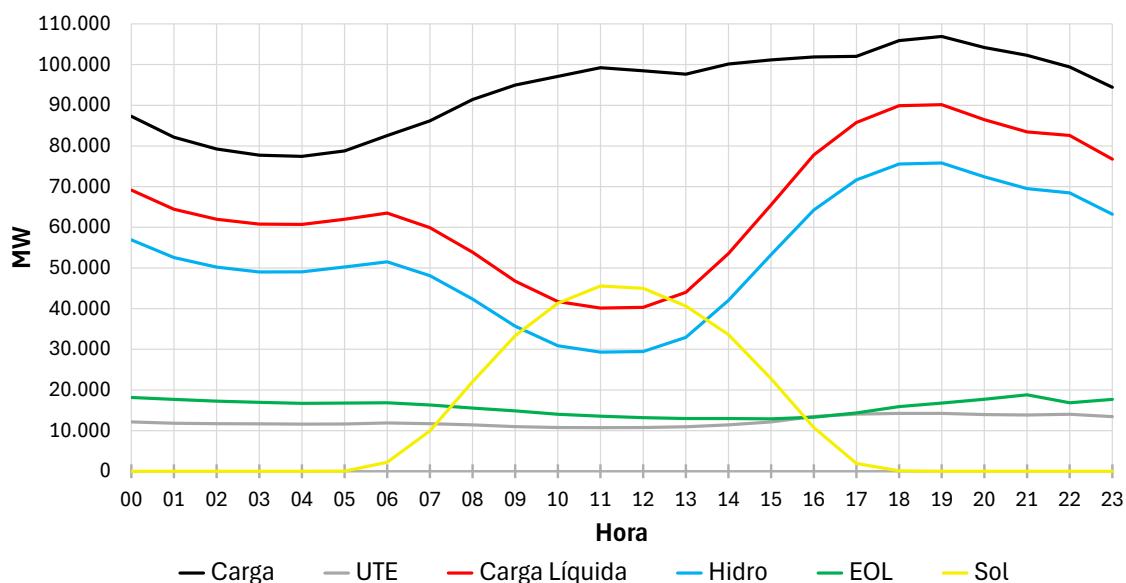
O contexto geral dos resultados das simulações apresentadas nesta seção é o mesmo descrito e analisado no estudo do GESEL (BRANDÃO *et. al.*, 2025). Conclui-se, portanto, que o crescimento acelerado da geração solar no Brasil e o consequente surgimento da “curva do pato” no diagrama de carga diário tornam mais complexa a operação do SIN, com rampas cada vez maiores, sobretudo no fim da tarde, e uma tendência de *curtailment* crescente nas horas de sol.

O Gráfico 3 retrata a composição simulada da geração em um dia de semana médio do mês de junho de 2030. A linha preta representa a carga global, isto é, o somatório da carga abastecida pela rede de transmissão acrescida de toda a geração distribuída produzida diretamente nas redes de distribuição. Observa-se que as variações da carga global não são pronunciadas ao longo do dia, com um mínimo de 78 GW às 4 hs, um máximo de 117 GW às 19 h e uma amplitude de 39 GW em 15 horas.

A linha vermelha representa a carga líquida, isto é, a carga global descontada da geração eólica e da geração solar total, compreendendo tanto a geração solar centralizada como a geração distribuída. A linha verde é a geração eólica, com maior oferta de energia à noite e na madrugada.

Por sua vez, a geração solar, identificada, por suposto, pela linha amarela, ocorre somente durante o dia, atingindo os maiores valores entre às 10 h e às 13 h. A carga líquida varia entre o mínimo de 40 GW às 12 h e o máximo de 90 GW às 19 h, com uma amplitude de 50 GW em apenas 7 horas.

Gráfico 3: *Composição da geração nos dias de semana de junho de 2030.*
(em MW)



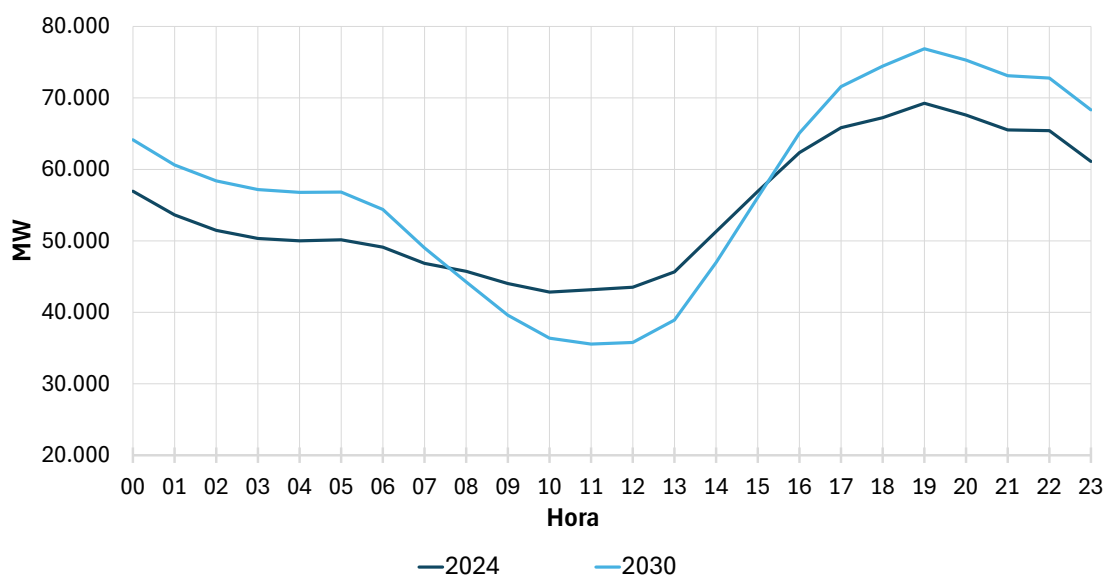
Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

A flexibilidade do sistema é dada e concentrada na geração hídrica, na linha em azul, que modula a geração ao longo do dia, acompanhando a curva de carga líquida. A geração de fonte térmica, no horizonte de 2030, complementa a geração hídrica nessa função, atingindo valores mínimos nas horas de sol e máximos no início da noite, com uma razoável distribuição ao longo do dia, devido à inflexibilidade de algumas usinas (nuclear, cogeração e centrais com *take-or-pay* de combustíveis).

O Gráfico 4 exibe a comparação do despacho hídrico médio na simulação de 2024 com o despacho hídrico médio em 2030. Percebe-se claramente que a geração recua durante o dia para acomodar o crescimento da geração solar. Em contrapartida, as usinas hidrelétricas conseguem concentrar um maior volume de geração durante a noite e a madrugada, justamente os horários com pouca ou nenhuma geração solar.

Gráfico 4: *Despacho hídrico 2024 e 2030.*

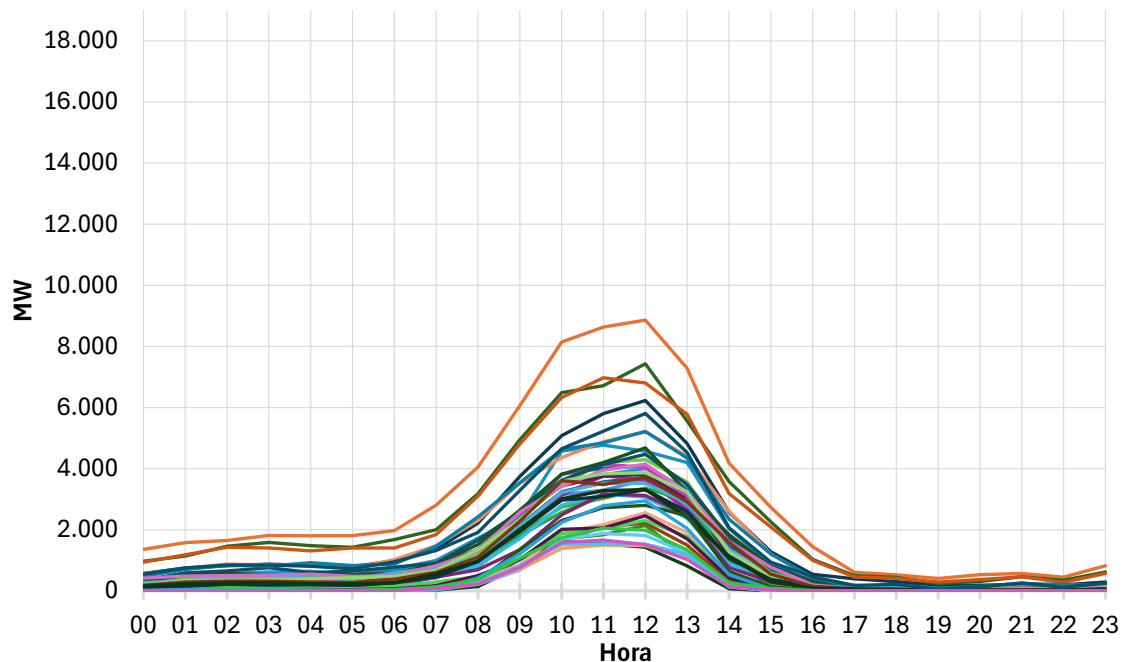
(em MW)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

O Gráfico 5 apresenta os dados de *curtailment* horário médio para os dias de semana nas 40 séries de hidrologia e de geração eólica referentes à simulação para 2030. As séries com maior *curtailment* são aquelas com afluições bem acima da média, o que ocorre em função do alto peso das UHEs na matriz de geração e da alta volatilidade das afluições. Por outro lado, as séries com *curtailment* mais baixo são aquelas em que prevalecem períodos mais secos. Percebe-se, no entanto e com a devida ressalva, que ocorrem *curtailments* em todas as séries nas horas de sol.

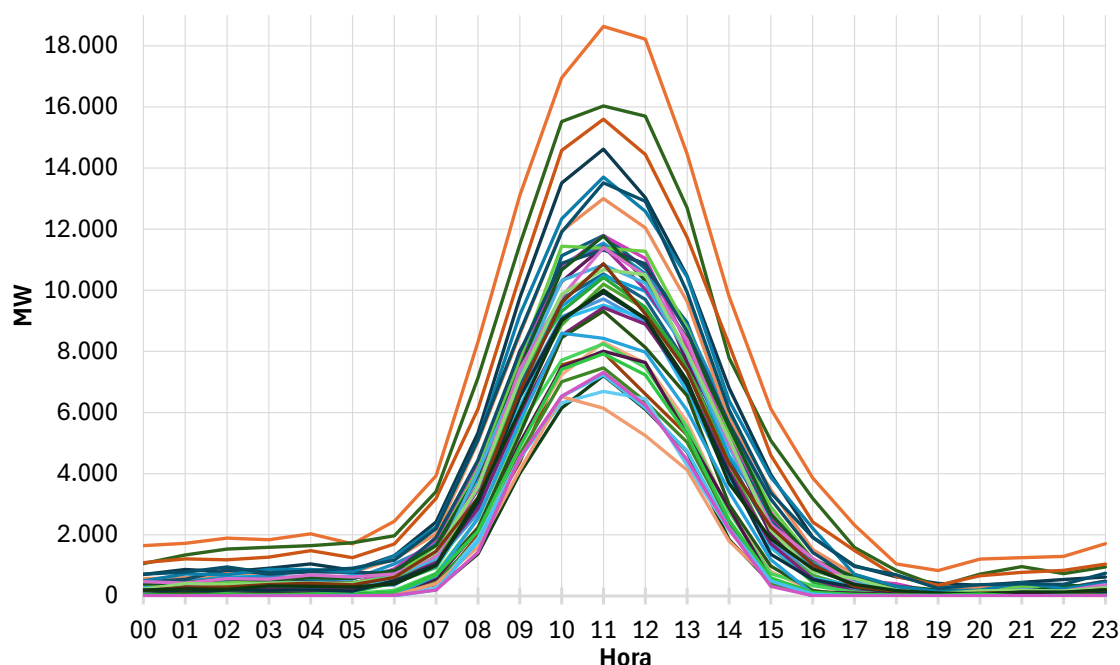
Gráfico 5: Curtailment horário nos dias de semana
em 40 séries de hidrologia e vento em 2030.
(em MW)



Fonte: Brandão *et al.* (2025).

O Gráfico 6 destaca o *curtailment* médio horário para as mesmas 40 séries da simulação para 2030, porém somente para os fins de semana. Os valores de cortes de energia são muito maiores, basicamente devido à redução da carga, o que resulta em excesso de oferta e acarreta volumes maiores de *curtailment*.

Gráfico 6: Curtailment horário nos fins de semana
em 40 séries de hidrologia e vento, em 2030
(em MW)



Fonte: Brandão *et al.* (2025).

Com um cenário em que o SIN terá como rotina o *curtailment*, são estratégicos mecanismos capazes de reduzir a geração em horas de excesso de oferta, como hidrelétricas com geração altamente flexível, ou projetos que tenham a habilidade de oferecer mais carga ao sistema nesses momentos, como baterias e usinas reversíveis. Desta forma, será possível aproveitar melhor a capacidade de geração das UHEs existentes e reduzir os custos de operação.

A fim de fundamentar ainda mais a análise do presente estudo, são apresentadas, na Tabela 3, as estatísticas para as rampas totais, atendidas, como verificado, sobretudo pelas hidrelétricas. O crescimento das rampas é significativo. A rampa máxima¹⁷ na simulação de 2024 é de 45,4 GW, com uma mediana (P50) de 28,6 GW.

¹⁷ Cada simulação calcula a operação do sistema para um ano completo em 40 séries históricas para hidrologia e renováveis, totalizando 14.600 dias, com o mesmo número de rampas descendentes no início da manhã e ascendentes no fim da tarde.

A rampa máxima sobe 46% entre os dois anos atingindo 66,4 GW, enquanto a rampa mediana sobe para 48,4 GW, substancialmente maior do que a maior rampa de 2024 e 69% maior do que a rampa mediana do mesmo ano.

Tabela 3: *Estatísticas descritivas da rampa de carga líquida em 2024 e 2030*
(em MW)

Estatística	2024	2030	2030/2024
Máximo	45.439	66.360	46%
P99	42.111	61.895	47%
P90	37.163	55.628	50%
P50	28.680	48.391	69%

Fonte: Gesel

Em situações de hidrologia normal ou favorável, o acompanhamento da carga tem sempre sido realizada basicamente pelas usinas hidrelétricas que podem fazer tal operação sem dispêndio de combustíveis. Resta saber, porém, em que medida as usinas termelétricas serão necessárias para fazer rampas cada vez maiores da carga líquida e a quais custos.

Como foi assinalado na seção 4.3, não existe um cadastro oficial sobre a flexibilidade do parque hidrelétrico brasileiro. Assim, o que pôde ser feito foi inferir um cadastro de flexibilidade das usinas, a partir das variações das defluências observadas no passado, de uma determinada hora em relação à hora anterior.

Nas simulações apresentadas, o limite para a rampa de defluência horária de cada usina, em 2030, foi fixado no percentil 98 (P98) das variações de defluências observadas no ano de 2024. P98 equivale a uma variação de defluências que aconteceu em uma a cada 50 horas ou, aproximadamente, uma vez a cada dois dias. Com este valor como limite para a variação das defluências em qualquer hora da simulação a UHE poderá realizar variações de defluências nesse até este montante quantas vezes por dia forem necessárias.

A Tabela 4 apresenta o efeito da escolha de um parâmetro mais ou menos flexível para a rampa de defluência em 2030. Com rampas de defluência fixadas no P99 (uma vez a cada 100 observações) das variações horárias observadas em 2024, há uma queda de custos de R\$ 139,49/MWh (P98) para R\$ 134,52 (P99) e uma substancial redução da Energia Não Suprida (ENS) de 36,07 GWh para 30,49 GWh¹⁸.

A simulação com rampas de defluência a P95 apresenta um CMO apenas ligeiramente mais caro e uma ENS ligeiramente maior do que a referente a P98. Nos resultados a P90 (uma em cada 10 horas), entretanto, há um pronunciado aumento do CMO para R\$ 147,00 e da ENS para 42,01 GWh.

Tabela 4: CMO e ENS com várias alternativas de rampas de defluência em 2030.

(em R\$/MWh e GWh)

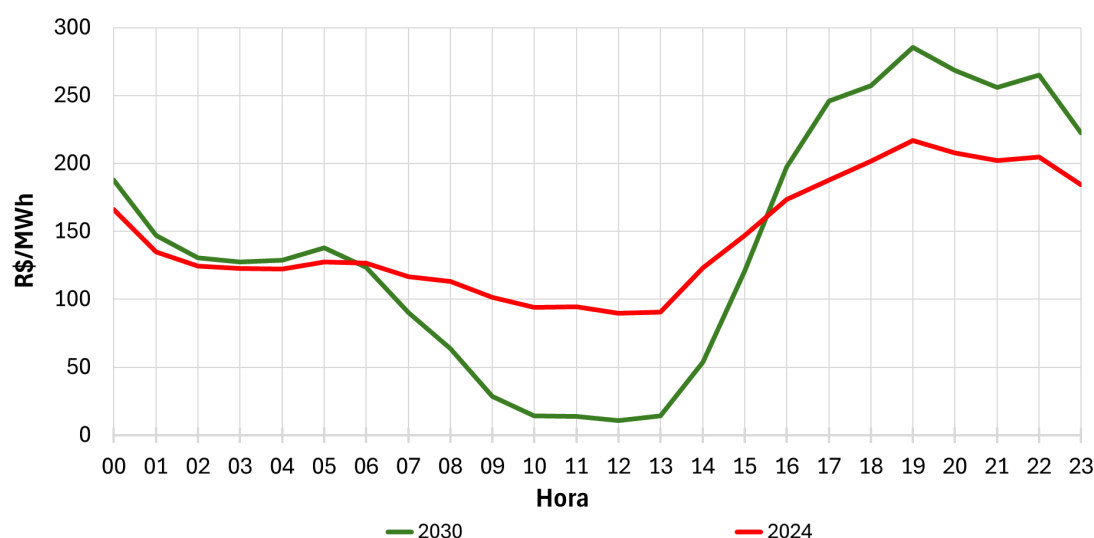
Rampas de Defluência	CMO SIN (R\$/MWh)	ENS (GWh)
P99	134,52	30,49
P98	139,49	36,07
P95	140,37	36,25
P90	147,00	42,01

Fonte: Gesel

O Gráfico 7 exibe o CMO médio ao longo das horas do dia no subsistema SE/CO nas simulações para 2024 e 2030. Em ambos os casos, o CMO atinge o mínimo nas horas de sol, porém, em 2030, os valores são ínfimos, inferiores a R\$ 20 MWh entre às 10 h e às 13 h. No horário da noite, o CMO atinge os seus máximos em ambos os casos, mas são substancialmente maiores em 2030. O CMO durante a madrugada é semelhante nas duas simulações, sendo apenas ligeiramente maior em 2030.

¹⁸ Para mais informações sobre o perfil da ENS que resultou das simulações para 2030, consultar a seção 4.7 de BRANDÃO *et al.* (2025). O caso base para 2030 das simulações daquele texto é muito semelhante ao utilizado aqui e o perfil da ENS é o mesmo.

Gráfico 7: CMO horário médio do subsistema SE/CO em 2024 e 2030.
(em R\$/MWh)



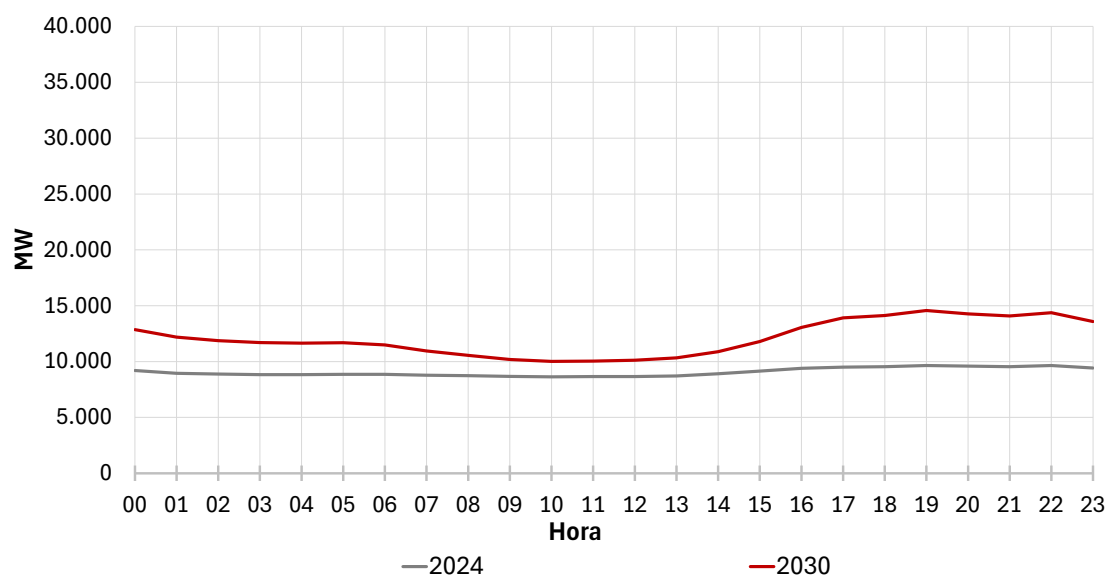
Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Nota-se que a comparação entre os Gráficos 7 e 4 evidencia que as UHEs reduzem a geração durante o dia em 2030 em comparação a 2024, nas horas de CMO mais baixo, e passam a concentrar uma fatia maior da geração nas horas da noite, de CMO mais alto, o que está relacionado a uma melhor performance financeira esperada para 2030.

Os gráficos seguintes exibem o despacho de UTEs na comparação entre as simulações de 2024 e 2030. O Gráfico 8 destaca o despacho médio em 2024, quando a geração térmica pouco varia entre as horas de sol e da noite, diferentemente do que ocorre na simulação de 2030.

Gráfico 8: *Despacho térmico médio em 2024 e 2030.*

(em MW)

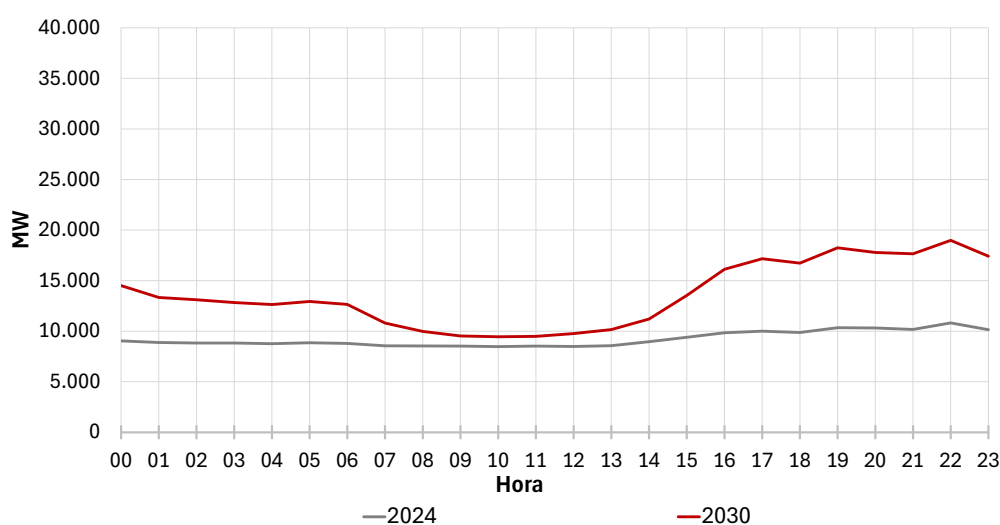


Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

No Gráfico 9, é possível observar a comparação entre os anos de 2024 e 2030 do despacho térmico médio para um dia da semana com uma hidrologia mais seca. Constata-se, claramente, que as UTEs são muito mais despachadas em 2030.

Gráfico 9: *Despacho térmico médio considerando série mais seca, jan/abr, em dia de semana.*

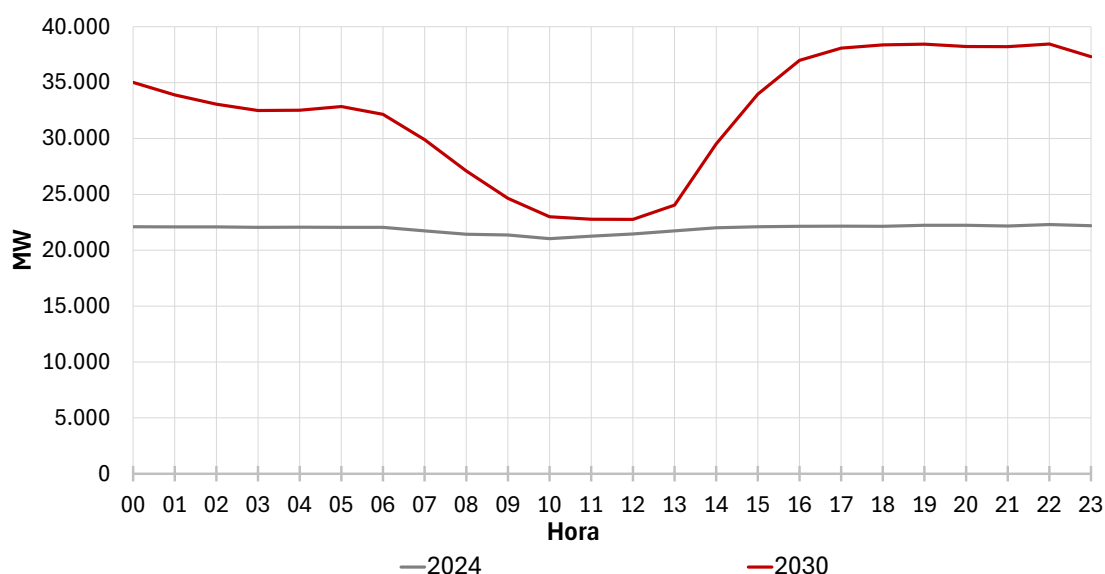
(em MW)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Por sua vez, o Gráfico 10 apresenta dados simulados do despacho médio das plantas térmicas com base na série mais seca do histórico, correspondente ao ano de 2021, para os dias de semana, no final do período seco, ou seja, de setembro a novembro.

Gráfico 10: *Despacho térmico médio considerando série mais seca, set/nov, em dias da semana.*
(em MW)

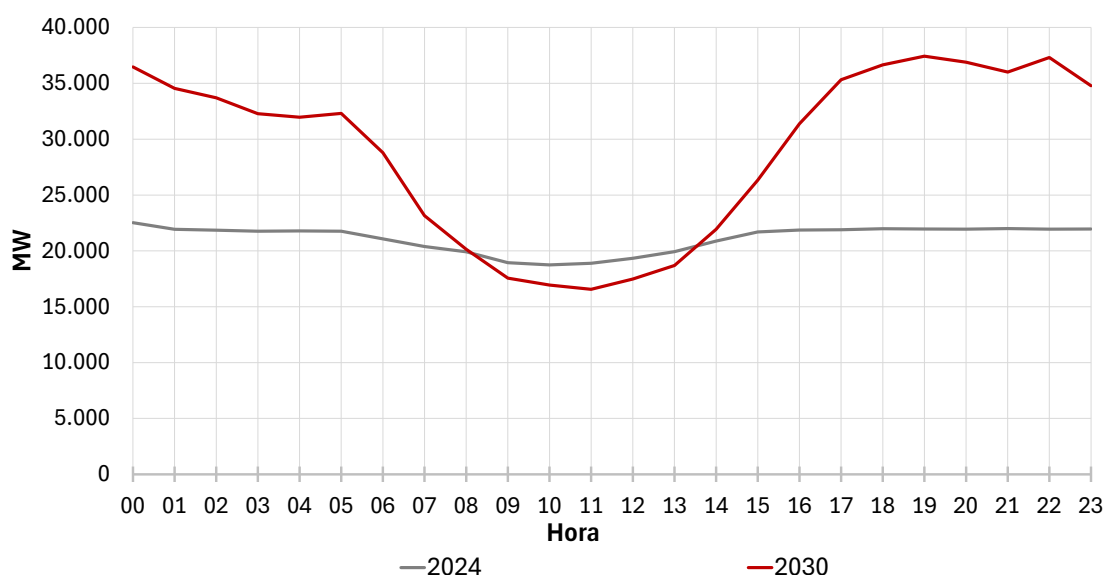


Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Percebe-se, por um lado, que apenas parte do parque termelétrico chega a ser despachado no período úmido, em função da grande disponibilidade de geração das UHEs a fio d'água da Região Norte. Por outro lado, no período seco, a geração térmica é bem maior, sobretudo em 2030, com o aumento esperado da capacidade instalada de UTEs. Porém, ainda assim, não é possível alocar toda a geração térmica na base da curva de carga, ocorrendo uma substancial concentração da geração durante a noite e a madrugada.

O Gráfico 11 apresenta o despacho térmico no fim do período seco (de setembro a novembro) da série mais seca, neste caso, para os fins de semana. Em 2030, a redução da geração térmica durante as horas de sol em relação à noite e à madrugada é ainda maior, descendo bem abaixo dos 20 GW entre às 9 h e às 13 h.

Gráfico 11: *Despacho térmico médio considerando série mais seca, set/nov, no fim de semana.*
(em MW)



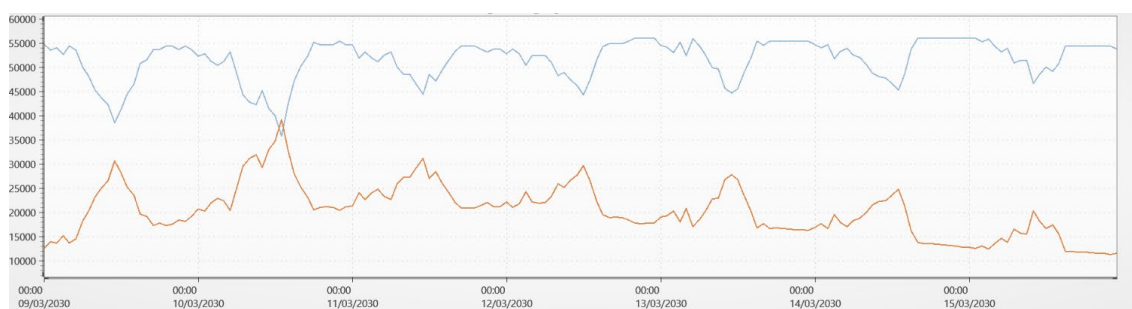
Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

O Gráfico 12 mostra uma característica marcante do despacho hídrico, qual seja, a flexibilidade da geração associada a variações de sinal contrário das vazões vertidas. A linha azul é referente à vazão turbinada total das UHEs Santo Antônio e Jirau e a linha marrom à vazão vertida total das mesmas usinas. Ambas são usinas com rampa de defluência extremamente lenta, que operam, na prática, a fio d'água e que, por isso, não conseguem fazer rampas de geração que impliquem em variações rápidas das defluências.

O exemplo é simulado para uma semana operativa entre 9 de março (sábado) e 15 de março (sexta-feira) de 2030. A geração é reduzida nas horas de sol em todos os dias da semana, quando a carga é maior, e com maior intensidade no sábado e, sobretudo, no domingo, quando a vazão vertida média chega a ultrapassar a vazão turbinada média. A redução da geração nessas horas é acompanhada de um aumento do vertimento, de modo que as usinas mantêm a defluência total razoavelmente constante.

Gráfico 12: UHEs Santo Antônio e Jirau: Vazões médias turbinada e vertida em uma semana de março de 2030.

(em m³/dia)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

5.2 Resultados financeiros

Esta seção tem como objetivo analisar o impacto da alteração proposta no fator de modulação do MRE tanto para o conjunto das UHEs quanto ao nível individual. Na parte final desta seção, é apresentado um caso em que é medido o impacto para o SIN e para o empreendedor com a remoção de uma restrição elétrica que reduz a flexibilidade de duas UHEs.

5.2.1 Resultado agregado do MRE

A Tabela 5 exibe os resultados agregados das duas simulações principais, para os anos de 2024 e 2030. O CMO médio do SIN é aproximadamente o mesmo nas duas simulações. Já a geração hídrica é quase 4% maior em 2030¹⁹.

Observa-se que o CMO médio recebido pelo conjunto das usinas do MRE passou de R\$ 112,02/MWh em 2024 para R\$ 136,35/MWh em 2030, representando um aumento de 21,72%, ambos usando o fator de modulação atual do mecanismo.

¹⁹ A explicação para o aumento da geração hídrica usando, nas simulações, exatamente as mesmas séries hidrológicas é que um crescimento significativo da carga não acompanhado de qualquer aumento da capacidade instalada hídrica facilitou, em várias situações, um maior aproveitamento das afluições em momentos de demanda relativamente baixa. O crescimento de geração foi bem maior no primeiro semestre, época de grandes afluições no norte do país. O aumento da geração hídrica foi, nesse período, de 5,6%, com uma redução dos grandes vertimentos associados à operação a fio d'água de usinas do norte, sobretudo em fins de semana. Também houve um crescimento da geração hídrica no segundo semestre, porém de menor magnitude (1,9%).

Esse resultado reflete o fato de que a simulação de 2030 supõe um aumento expressivo da flexibilidade do parque das UHEs, o que permite uma maior concentração da geração em horas de CMO elevado. Utilizando a nova regra proposta para o fator de modulação do MRE, o CMO percebido pelo conjunto das usinas mecanismo é ligeiramente maior: R\$ 114,78/MWh e R\$ 138,95/MWh para 2024 e 2030, respectivamente²⁰.

Tabela 5: MRE - CMO do sistema, geração hídrica, CMO do MRE com fator de modulação atual e com novo fator de modulação, em 2024-2030.

Ano	CMO SIN (R\$/MWh)	Ger Hidro (TWh)	CMO MRE (R\$/MWh)	CMO MRE Novo (R\$/MWh)	Novo/ Antigo
2024	139,53	444,9	112,02	114,78	102,47%
2030	139,49	462,4	136,35	138,95	101,90%
2030/2024	99,97%	103,92%	121,72%	121,05%	

Fonte: Gesel. Obs: 145 UHEs ou complexos. PCHs não foram computadas.

A Tabela 6 apresenta os dados do ganho agregado do conjunto do MRE, tanto em termos de CMO médio recebido, como de receita total. A comparação usa o fator de modulação atual do MRE em 2024 e o fator de modulação baseado na geração de cada usina em 2030. O resultado é um ganho médio em termos de CMO é de R\$ 26,92/MWh (24%).

O aumento do CMO recebido pelas UHEs vinculado ao novo fator de modulação mostra que a flexibilidade das hidrelétricas pode ser mais valorizada nos próximos anos, na medida em que a diferenciação entre os preços horários se tornar mais pronunciada. O aumento da receita é ainda mais importante pelo efeito combinado do aumento do CMO e do volume de energia gerado, chegando a R\$ 14,4 bilhões em um ano, ou seja, um acréscimo de 29%.

²⁰ Cabe ressaltar que o MRE, tanto na sua forma atual como com a alteração do fator de modulação proposta, não é neutro quanto ao CMO, pois envolve realocar energia entre usinas de subsistemas diferentes, entregando a energia alocada no subsistema da usina recebedora, consequentemente com o preço da energia do subsistema desta e não do subsistema em que a energia foi gerada. O CMO médio da geração hídrica (geração multiplicada pelo CMO do subsistema, sem considerar a realocação da energia pelo MRE) foi de R\$ 111,92/MWh e R\$ 134,69/MWh para 2024 e 2030, respectivamente, portanto valores um pouco menores do que o CMO médio do atual e do novo MRE.

Tabela 6: Total do MRE - variação de CMO e receita, em 2024 (MRE atual) e 2030 (MRE novo).

CMO (R\$/MWh)			Receita (R\$ bilhões)		
2024	2030	Dif %	2024	2030	Dif %
112,02	138,95	124%	49,8	64,2	129%

Fonte: Gesel

5.2.2 Resultado de usinas individuais

A Tabela 7 apresenta as estatísticas descritivas sobre a variação do CMO e da receita de cada uma das 145 hidrelétricas simuladas, comparando os números obtidos em 2030 pelo fator de modulação novo (pela geração efetiva de cada usina) com os números de 2024, com o fator de modulação atual. A UHE que mais se beneficia tem CMO 222,7% maior em 2030 do que em 2024, enquanto a sua receita sobe 231,7%. Trata-se da UHE Pedra do Cavalo, na Bahia, da Votorantim Cimentos²¹, usina sem maiores restrições para modular a geração ao longo do dia e que, por isso, tem a vantagem de concentrar a geração na ponta do início da noite.

²¹ A performance econômica comparativa da UHE Pedra do Cavalo foi excepcional por diversas razões. A primeira delas é estar no Nordeste, onde, em 2024, o MRE teve o CMO médio mais baixo entre os subsistemas (R\$ 76,80/MWh), o que deu a todas as usinas situadas nessa região uma base de comparação muito baixa. Uma segunda razão é que, embora a usina tenha uma vazão mínima diária associada ao abastecimento de água para Salvador, a vazão mínima instantânea é zero, de forma que, com alguma frequência, ela gera apenas na ponta. Além disso, a usina tem uma rampa de defluência muito rápida, com 1,4 hora entre a defluência mínima e a vazão máxima turbinável, permitindo concentrar mais ainda a geração. Finalmente, devido a sua capacidade instalada relativamente pequena (160 MW) e à rampa de defluência muito rápida, a UHE está entre as usinas que, por questões de performance computacional, foi simulada sem rampas de defluência (ver seção 4.3), o que quer dizer que a simulação admite variações instantâneas.

Cabe notar que a UHE Pedra do Cavalo é um caso bastante específico, por ser uma usina que se encontra sem licença de operação (LO) ambiental desde 2009. Para a renovação da licença, os órgãos ambientais impuseram uma série de condicionantes, dentre os quais consta a adoção de uma vazão ecológica mínima, evitando os atuais *pulsos* de água mais fria quando do acionamento das turbinas.

Não é comum ver defluências instantâneas zero em usinas em que a jusante o rio corre livre, sem barramentos, ainda que por trechos relativamente curtos, pois isso pode secar o rio ou fazer com que se formem piscinas. Interrupções temporárias de defluências podem funcionar muito bem em usinas onde o reservatório de jusante está colado à casa de força da usina de montante. Em arranjos com reversibilidade, que têm como requisito a existência de dois reservatórios encadeados ou extremamente próximos, a norma é admitir tanto defluências zero como negativas (bombeamento) como parte da operação de rotina. Para compatibilizar o estilo de operação atual da UHE Pedra do Cavalo com eventuais vazões mínimas instantâneas a jusante, seria necessário estudar a viabilidade de construir um pequeno reservatório imediatamente a jusante da barragem com a finalidade de amortecer variações súbitas de defluências.

Tabela 7: *Variação do CMO e da receita das hidrelétricas, entre 2030 (fator de modulação novo) e 2024 (fator de modulação atual).*

Estatística	CMO	Receita
Máximo	222,7%	231,4%
Mínimo	93,5%	97,2%
Mediana	120,1%	124,8%
Média ponderada	124,0%	128,9%

Fonte: Gesel. 145 hidrelétricas. PCHs não foram simuladas

Ainda com relação à Tabela 7, há usinas que têm, em 2030, CMO médio e receita inferiores às verificadas na simulação de 2024. O pior caso é o da UHE Cachoeira Dourada, que recebe, em 2030, um CMO que é apenas 93,5% do estimado para 2024. A Parte 6 deste estudo será dedicada a analisar as razões para esse desempenho ruim e avaliar as alternativas em termos de configuração da usina e de investimentos em aumento de capacidade, inclusive com unidades reversíveis, para aumentar o seu valor para o SIN e para o empreendedor.

Cabe destacar ainda que o valor recebido pelas usinas do MRE, em 2024, é bastante baixo nos subsistemas Norte e, particularmente, Nordeste²². O CMO médio desses subsistemas é menor do que o do Sudeste e do Sul, sobretudo nas horas de sol, quando o MRE gera bastante. Nota-se que o CMO mais baixo no Norte e no Nordeste é devido às limitações na capacidade de escoamento da energia para o restante do SIN, conforme indicado nos Gráfico 13 e Gráfico 14, a seguir.

De todo modo, e com o devido destaque, o foco analítico deste estudo é a performance e o comparativo financeiro relativo entre o fator de modulação atual e o aqui proposto. Na sequência, a fim de explorar essa comparação, serão apresentados dados financeiros de algumas usinas do Rio Paraná e do Rio São Francisco.

A Tabela 8 exhibe a variação do CMO e da receita das hidrelétricas da bacia do Rio Paraná entre 2024 e 2030, sendo que, apenas para o último ano, é utilizado o fator de modulação do MRE pela geração efetiva da usina.

²² Para o CMO médio por subsistema em 2024, ver o Gráfico 9.

Constata-se que a evolução das duas variáveis ocorre em patamar abaixo da média e da mediana para essas variáveis, conforme exibida na Tabela 7, sendo entre 100% e 112% do CMO de 2024 e entre 104% e 116% da receita daquele ano.

Ademais, o CMO para 2030 está bem abaixo da média ponderada do CMO do MRE pelo fator de modulação novo, R\$ 138,95/MWh (ver Tabela 6).

Tabela 8: UHEs do Rio Paraná
Variação de CMO e receita entre 2024 e 2030.

Usina	CMO (R\$/MWh)			Receita (R\$ milhões)		
	2024	2030	Dif %	2024	2030	Dif %
Ilha Solteira	115,10	115,64	100%	1.529	1.596	104%
Jupia (Souza Dias)	115,10	114,96	100%	785	815	104%
Porto Primavera (Sérgio Motta)	115,10	121,06	105%	824	901	109%
Itaipu	115,10	128,91	112%	7.202	8.383	116%

Fonte: Gesel

A performance financeira abaixo da média das UHEs do Rio Paraná reflete a dificuldade que essas usinas têm para concentrar a geração no horário da noite. A principal razão para tal limitação é que, com exceção a UHE Ilha Solteira, todas as usinas do Rio Paraná possuem defluências mínimas instantâneas expressivas, o que limita a capacidade de reduzir a geração em horas em que a energia é abundante para gerar mais quando ela é escassa.

As defluências mínimas são fixadas normalmente por imposição para regularizar as afluentes ao longo do ano. Em diversos casos, é estabelecida, ainda, uma vazão ecológica instantânea para manter alguma defluência em trechos em que o rio não é barrado, preservando também captações de água para usos múltiplos. Contudo, não é o caso do Rio Paraná, pois as usinas formam uma cascata contínua, o que leva a crer que seria possível avaliar a possibilidade de mudanças nas vazões mínimas de instantâneas para semanais ou diárias, permitindo uma operação mais ágil das centrais, desde que mitigados eventuais efeitos para o meio-ambiente e para os usos múltiplos.

No caso específico da UHE Ilha Solteira, embora não haja defluência mínima, há uma restrição elétrica que faz com que a usina tenha uma geração mínima na faixa de 600 MW.

O principal serviço prestado por essa UHE é a operação do controle secundário da frequência, por meio do Controle Automático de Geração (CAG), automatismo que mantém a frequência muito próxima de 60 Hz. Assim, a UHE Ilha Solteira precisa manter uma geração mínima para poder reduzi-la no caso de excedente instantâneo de geração no sistema. Entretanto, esse serviço poderia ser prestado por outra usina ou por um conjunto de usinas, eliminando a restrição da UHE Ilha Solteira. Posteriormente, ao final desta seção, serão examinados os benefícios que a remoção de uma restrição desse tipo nas UHEs do baixo São Francisco pode trazer para o SIN e para o empreendedor.

Outro fator que limita a capacidade de modulação das usinas do Rio Paraná é o fato de diversas de suas UHEs terem sido projetadas com perfil para geração de base e capacidade instalada relativamente pequena com relação às afluências. A UHE Jupia, por exemplo, usina de baixa queda, tem um engolimento máximo de 8.344 m³/s, enquanto as usinas que abastecem o seu reservatório, as UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos, que estão na foz do Rio Tietê, têm um engolimento máximo combinado 36% maior. Como as afluências são aproximadamente as mesmas, as UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos são potencialmente muito mais flexíveis²³.

Localizada a jusante da UHE Jupia, a UHE de Porto Primavera também é de baixa queda, tendo um engolimento de 8.293 m³/s, semelhante à UHE Jupia. O caso da UHE Binacional de Itaipu, que, na simulação desenvolvida no âmbito deste trabalho, apareceu como a usina mais flexível da cascata, merece, na opinião dos autores, um estudo mais detalhado de como representar a sua flexibilidade efetiva, pois, com alto grau de certeza, está superestimada²⁴.

²³ As UHEs Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupia tiveram suas concessões expiradas e, subsequentemente, licitadas no regime de cotas, o que quer dizer que recebem uma tarifa fixa de geração e, em contraparte, transferem suas garantias físicas para as distribuidoras de energia elétrica. Com isso elas não recebem diretamente o sinal dos preços do mercado de energia. Não obstante isso, elas operam em um regime de tarifa regulada que permite a incorporação à tarifa da remuneração por novos investimentos em melhorias e aumentos de capacidade, por ocasião das revisões tarifárias periódicas.

²⁴ O Tratado Tripartite entre Argentina, Paraguai e Brasil estabelece uma variação máxima do nível a jusante de Itaipu (Régua 11) de 50 cm por hora e de dois metros ao longo de cada dia. Isso equivale a dizer que Itaipu pode fazer uma rampa relativamente rápida por poucas horas, mas que, atingido o limite diário, não é mais possível modular a geração. Essa regra não é trivial de implementar, especialmente por estar baseada em variação de nível e não de defluências. Optou-se, aqui, por utilizar a rampa de defluência observada no P98 em 2024, que provavelmente reflete algo próximo da variação de 50 cm. A equipe não dispõe de informações que permitam converter variações de nível em variações de vazão.

A Tabela 9 apresenta o CMO e a receita para as principais usinas do médio e baixo Rio São Francisco para os anos de 2024 e 2030. Para 2024, as variáveis são calculadas pelo fator de modulação do MRE atual e, para 2030, os valores foram processados para o fator de modulação proporcional à geração efetiva das usinas.

As UHEs Sobradinho e Xingó, que operam com defluências mínimas instantâneas expressivas, apresentam o pior resultado em termos de CMO e de evolução da receita. A explicação é a existência de longos trechos a jusante das usinas em que o Rio São Francisco corre sem barramento, o que, comumente, leva as autoridades ambientais a fixarem uma vazão ecológica.

O que explica a performance particularmente fraca da UHE Sobradinho é a sua rampa de defluência, com duração de 71 horas, entre a defluência mínima e a operação ao engolimento máximo (P98). Já a UHE Xingó faz o mesmo procedimento em somente 8 horas, o que explica o seu desempenho significativamente melhor. Na prática, a usina de Sobradinho não apresenta perfil para operar em acompanhamento de carga, ao passo que Xingó consegue modular a geração ao longo do dia, ainda que de forma bastante suave.

*Tabela 9: Usinas do médio e baixo Rio São Francisco
Variação de CMO e receita entre 2024 e 2030.*

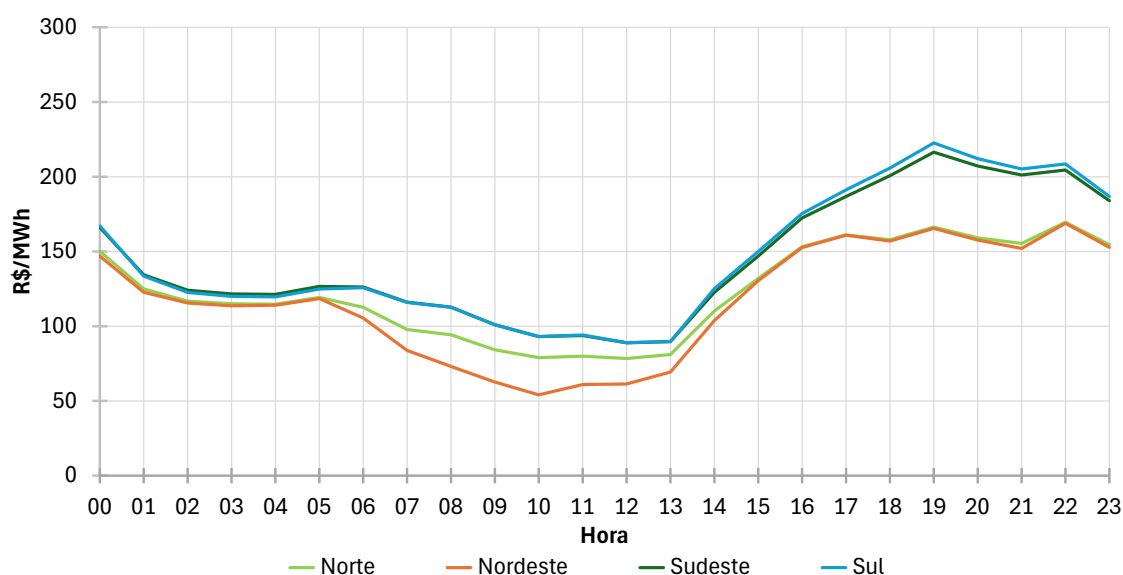
Usina	CMO (R\$/MWh)			Receita (R\$ milhões)		
	2024	2030	Dif %	2024	2030	Dif %
Sobradinho	76,80	84,49	110%	313	358	114%
Luiz Gonzaga (Itaparica)	76,80	134,70	175%	565	1.030	182%
Paulo Afonso	76,80	132,73	173%	1.380	2.478	180%
Xingó	76,80	105,79	138%	1.266	1.813	143%

Fonte: Gesel

Já as UHEs Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 1, 2, 3 e 4 não têm defluências mínimas definidas e conseguem fazer a rampa máxima entre 3,1 e 4,5 horas, conforme indicado na Tabela 1. Entretanto, como essas UHEs estão sujeitas a restrições elétricas, não foram consideradas na simulação, sendo, portanto, objeto de uma simulação alternativa mais à frente.

Finalmente, cabe notar que, embora em termos relativos, a UHE Luiz Gonzaga e as usinas de Paulo Afonso tenham uma performance financeira muito melhor em 2030, elas ainda estão abaixo da média ponderada de todas as centrais do MRE para o ano de 2030, que é R\$ 138,95/MWh, o que pode ser explicado pela curva de CMO horário médio da Região Nordeste. Em 2024, a curva de CMO h/média estava nitidamente abaixo das demais regiões, sobretudo na comparação com Sudeste e Sul, tanto nas horas da manhã como no início da noite, conforme indicado no Gráfico 13, o que deprimiu a base de comparação de 2024. A explicação é que os subsistemas Norte e Nordeste são exportadores de energia e a rede não está dimensionada de modo a evitar gargalos na transmissão que levam a custos marginais a patamares maiores nas áreas importadoras do que nas exportadoras.

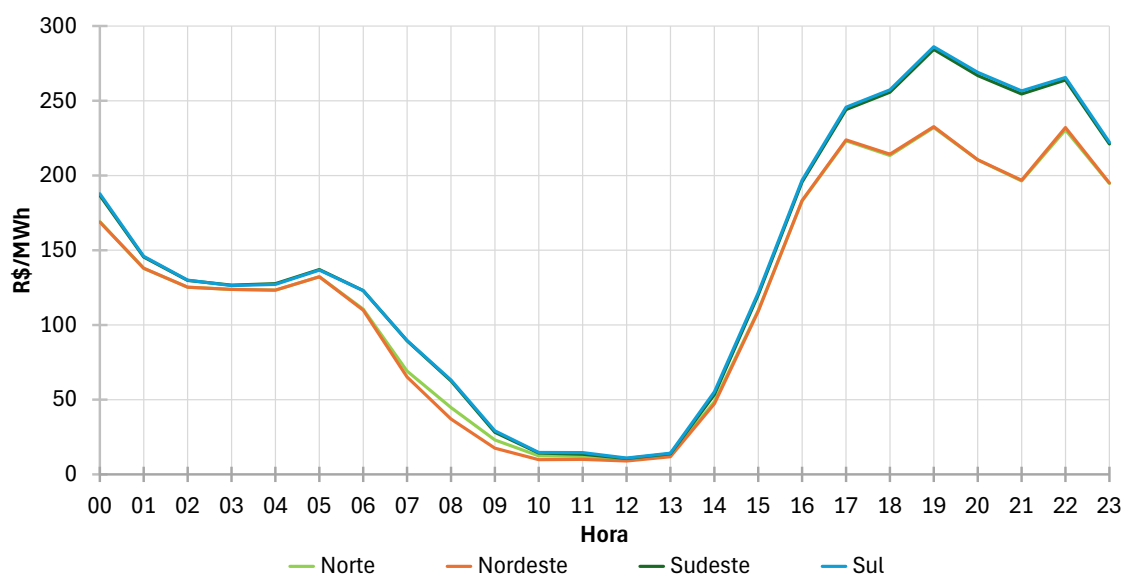
Gráfico 13: CMO médio horário por subsistema
na simulação de 2024.
(em R\$/MWh)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Para o ano de 2030, o problema persiste embora com magnitude menor. O CMO do Nordeste/Norte é apenas ligeiramente menor do que o do Sudeste/Sul até o meio da tarde, porém a diferença no início da noite ainda é significativa, como pode ser visto no Gráfico 14. Isso favorece a performance econômica das UHEs do Sudeste/Sul em detrimento daquelas do Norte/Nordeste.

Gráfico 14: CMO médio horário por subsistema
na simulação de 2030.
(em R\$/MWh)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

5.2.3 Impacto da remoção de uma restrição elétrica

As UHEs de Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 4 têm historicamente restrições de operação por razões elétricas. Elas participam do controle de tensão do Nordeste e precisam manter um mínimo de máquinas sincronizadas e gerando, duas em Luiz Gonzaga e duas ou três em Paulo Afonso 4, conforme foi apresentado na seção 4.3. Essas responsabilidades limitam suas flexibilidades de forma análoga a uma defluência mínima, obrigando-as a gerar mesmo em momentos em que há excesso de geração no Nordeste, o que é atualmente frequente nas horas da manhã, sobretudo nos fins de semana, e que deverá se agravar no futuro dado o cenário projetado de crescimento da geração solar.

Na simulação desenvolvida para o ano de 2030, adotou-se a suposição que essa restrição já terá sido eliminada, tornando as duas usinas mais flexíveis do que hoje. Em seguida, serão apresentados os resultados de um caso alternativo em que essa restrição elétrica ainda permanece em 2030, com o intuito de avaliar o benefício que outra solução para o controle de tensão traria para o SIN e para o empreendedor.

O caso alternativo tem restrição elétrica na forma de uma geração mínima para as duas usinas em um total estimado em 740 MW. A Tabela 10 compara o CMO médio do SIN do caso base com CMO do caso em que as restrições elétricas permanecem. Observa-se que, no segundo caso, há um aumento do CMO de R\$ 1,95/MWh, totalizando um acréscimo de mais de R\$ 1,6 bilhão no custo total da geração do SIN em um ano, o que seguramente justifica os custos associados à remoção da restrição elétrica.

Tabela 10: *Impacto para o SIN da manutenção de restrições elétricas nas UHEs Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 4 em 2030.*

Caso	CMO Sistema (R\$/MWh)	Dif CMO (R\$/MWh)	Aumento do custo da geração (R\$ mi)
Caso base 2030	139,49	-	-
Caso com restrições elétricas	141,44	1,95	1.645

Fonte: Gesel

Mantidas as restrições de geração mínima para controle de tensão nas UHEs Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 4, o CMO e a receita das usinas seriam menores do que no caso base, em que as restrições já foram retiradas.

A Tabela 11 mostra que a redução do CMO médio recebido é de R\$ 16,47/MWh para Luiz Gonzaga e R\$ 12,64/MWh para o complexo Paulo Afonso²⁵. Portanto, a redução de receita seria, respectivamente, de R\$ 126 milhões e R\$ 235 milhões²⁶, valores consideráveis, todavia bastante inferiores ao custo acrescido para a manutenção da restrição.

Tabela 11: *Impacto financeiro para UHEs Luiz Gonzaga e Paulo Afonso 4 da manutenção de restrições elétricas em 2030.*

Usina	CMO (R\$/MWh)			Receita (R\$ milhões)		
	Base	Restrições	Dif	Base	Restrições	Dif
Luiz Gonzaga	134,70	118,23	16,47	1.030	904	-126
Paulo Afonso	132,73	120,09	12,64	2.478	2.243	-235

Fonte: Gesel

²⁵ A melhor performance de Luiz Gonzaga em relação a Paulo Afonso deve-se ao pequeno tamanho do reservatório de Xingó e à vazão mínima instantânea desta usina, que limitam a flexibilidade de Paulo Afonso. Caso Paulo Afonso deixe de gerar, em 14 horas o reservatório de Xingó se esvazia completamente. Isso faz diferença nos fins de semana, pois Paulo Afonso precisa despachar nesse período em horas de CMO relativamente baixo para suprir mais água para Xingó. Luiz Gonzaga não tem essa limitação, pois possui um reservatório de montante de grande porte e pode contar, a jusante, com o reservatório de Apolônio Sales, com um volume útil cinco vezes maior do que Xingó.

²⁶ Cabe notar que a restrição elétrica se aplica apenas a Paulo Afonso 4, apesar de o cálculo do CMO médio e da receita ter sido feito para o conjunto Paulo Afonso 1 a 4, incluindo usinas que não possuem a restrição elétrica, mas compartilham o mesmo recurso hídrico.

6 Estudo de caso: UHE Cachoeira Dourada

Na subseção 5.2.2, a UHE Cachoeira Dourada foi a que apresentou o pior resultado em termos da evolução percentual da receita em relação a 2024 nas projeções financeiras baseadas na simulação da operação do sistema em 2030. Isso suscitou uma análise mais detalhada, apresentada na seção 6.1, para determinar as causas que explicam os resultados verificados. Na seção 6.2, são apresentados os resultados vinculados ao impacto de diversas opções de aumento de capacidade da UHE Cachoeira Dourada ao SIN e ao empreendedor, supondo o fator de modulação do MRE pela geração esperada da usina.

6.1 Refinamento da configuração da UHE Cachoeira Dourada

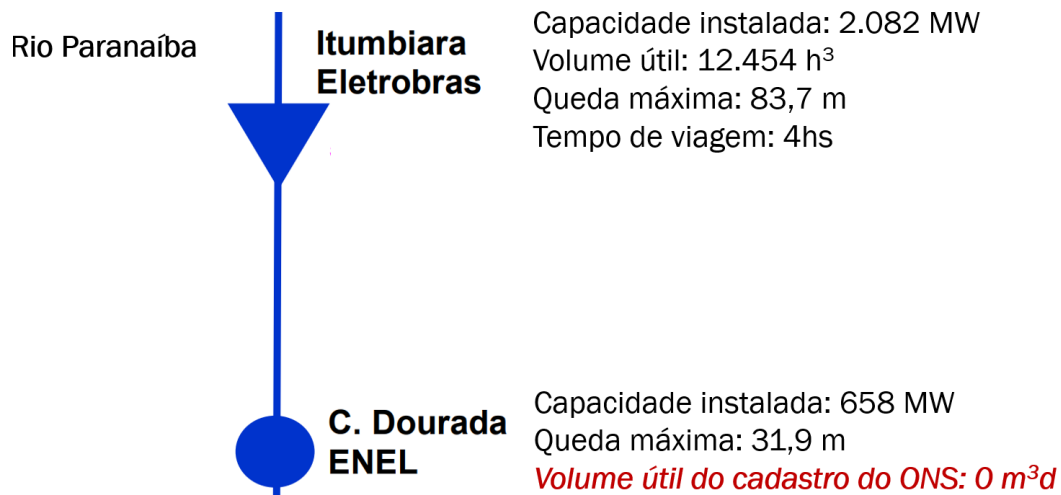
O primeiro passo foi investigar se a representação da configuração da usina não teria algum problema que a fizesse ter uma performance financeira fraca. De fato, a usina faz parte do grupo de 23 UHEs que constam do cadastro do ONS como tendo volume útil zero, para as quais não foi possível encontrar dados sobre o volume útil de outras fontes²⁷. Por essa razão, a UHE acabou sendo simulada sem qualquer volume útil, algo pouco plausível para uma usina com área alagada de 100 km². Isso seguramente comprometeu a sua performance na simulação de curto prazo da programação da operação do sistema, pois, sem qualquer volume útil, sua operação depende das defluências da usina de montante, a UHE Itumbiara.

As UHEs Cachoeira Dourada e Itumbiara são usinas localizadas no Rio Paranaíba e seus dados básicos de cadastro estão apresentados no Gráfico 15. A UHE Itumbiara é uma usina com capacidade instalada de 2.082 MW, queda útil de 83,7 m e grande volume útil (12.454 h³). A montante, ela possui outras usinas com volume útil expressivo, dentre as quais as maiores são as UHEs Nova Ponte e Theodomiro Santiago (Emborcação). Destaca-se que esses três reservatórios desempenham um papel fundamental na regularização das vazões dos Rios Paranaíba e Paraná.

²⁷ Ver Tabela 2.

O tempo de viagem entre as UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada é de 4 horas. Já a UHE Cachoeira Dourada fica a jusante de Itumbiara, possui uma capacidade instalada de 658 MW, é uma usina com queda baixa (31,9 m) e está classificada pelo ONS como usina a fio d'água, com volume útil igual a zero.

Gráfico 15: UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada
dados básicos da configuração.



Fonte: IPDO e ONS (2024).

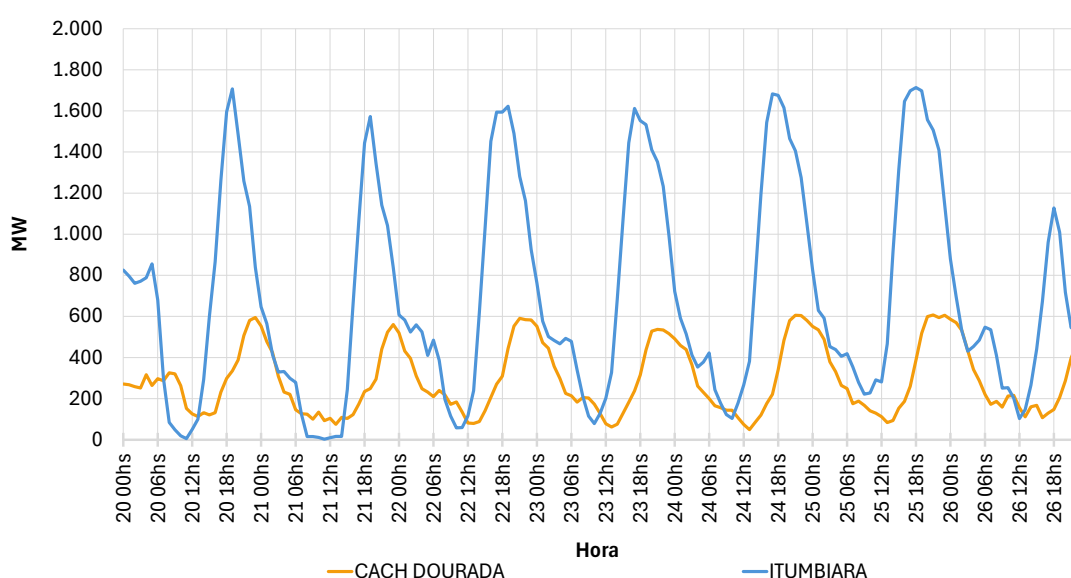
O Gráfico 16 apresenta informações sobre a geração média horária das duas usinas na simulação de 2030 para uma semana operativa do mês de maio. Observa-se, pelo gráfico, que o comportamento é o que seria de se esperar com os dados de cadastro, já que a UHE de Cachoeira Dourada aumenta a geração 4 horas depois da UHE Itumbiara, atrasando também a rampa de redução da geração.

O *solver* otimizou a operação para Itumbiara, usina de maior potência, ficando as rampas de geração de Cachoeira Dourada atrasadas. Enquanto Itumbiara maximiza a geração no início da noite, quando o CMO é máximo, e a reduz em torno da meia-noite, Cachoeira Dourada tem pouca geração no início da noite e muita no início da madrugada, quando o CMO já é menor.

Há, também, um descasamento na hora de menor geração, que, em Itumbiara, ocorre na manhã, como seria de se esperar, pois é quando há uma geração solar elevada, geração eólica expressiva e carga ainda reduzida.

Para Cachoeira Dourada, a menor geração é no início da tarde, quando a carga é maior, a geração eólica é menor e o CMO na média está em elevação.

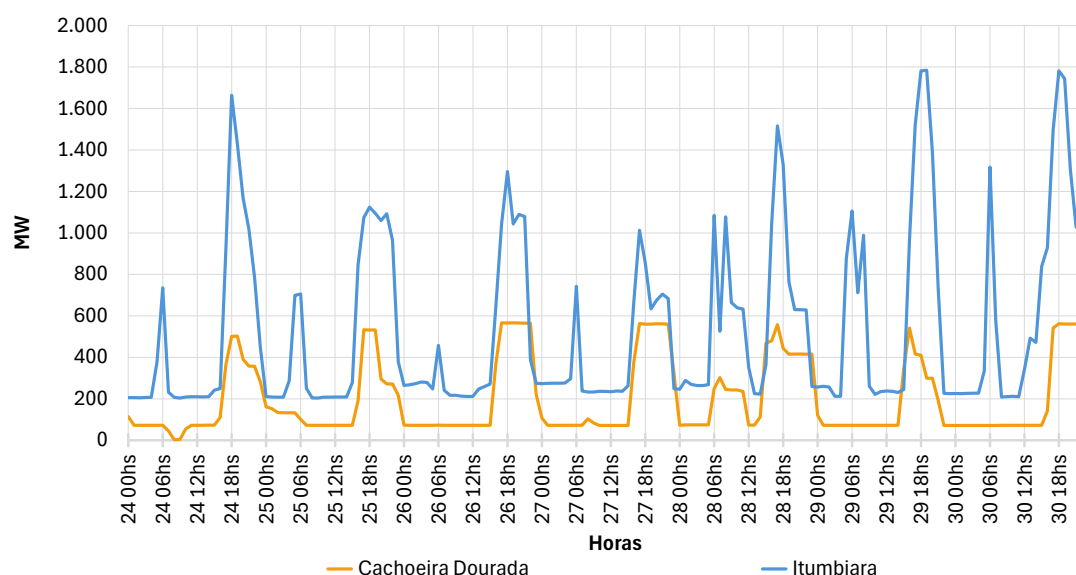
Gráfico 16: UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada
geração média em maio de 2030.



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

O Gráfico 17 exibe os dados do histórico da geração para as duas usinas em abril de 2025, permitindo constatar, na prática, que a UHE Cachoeira Dourada possui volume útil, sendo este crucial para a sua operação de curto prazo. Por um lado, as duas usinas geram juntas na ponta, o que não seria possível com um tempo de viagem de 4 horas entre elas e um volume útil zero em Cachoeira Dourada. Igualmente, Itumbiara gerou nessa semana rotineiramente antes das 6h sem que Cachoeira Dourada aumentasse a sua geração em resposta a esse pulso de geração.

Gráfico 17: UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada
geração em abril de 2025.



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Mais recentemente, o site ONS Dados Abertos (ONS, 2025) passou a divulgar dados alternativos para o volume útil de praticamente todas as usinas que constam como tendo volume útil igual a zero. Essas usinas seguem sendo classificadas como operando a fio d'água e tendo volume útil igual a zero. Contudo, agora, constam dados para um "volume útil total", que, no caso específico de Cachoeira Dourado, é de 221,87 h³.

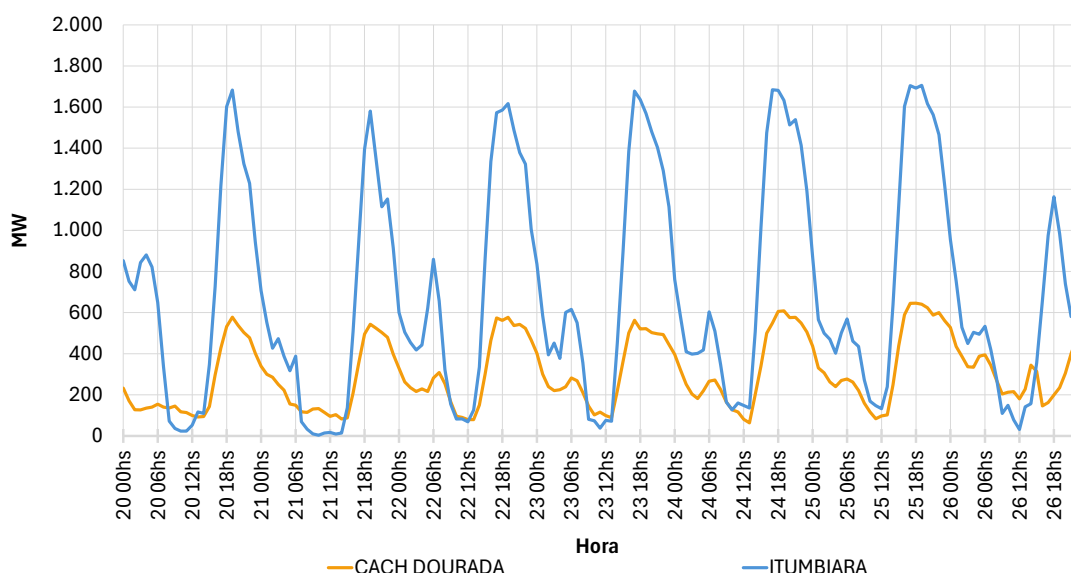
Além disso, enquanto antes (ONS, 2024) o nível máximo operativo era igual ao mínimo operativo, agora há uma diferença: o nível máximo é 3,55 m maior do que o mínimo, indicando uma redução da queda de mais de 10% entre a operação com reservatório cheio e a operação com reservatório completamente deplecionado.

A interpretação formulada neste estudo é que a UHE Cachoeira Dourada tem volume útil, porém usá-lo intensamente implicaria em uma perda não desprezível de produtividade em troca do uso de um volume energético que é muito pequeno em relação aos grandes reservatórios do SIN. A título de exemplo, Cachoeira Dourada tem apenas 1,8% do volume útil de Itumbiara. Portanto, o cadastro parece indicar que a operação dessas UHEs deve priorizar a manutenção do reservatório cheio e a flexibilidade na geração deve ser alocada em outras usinas.

Tal abordagem parece sensata para um sistema em que a flexibilidade hídrica era abundante. No entanto, com o contexto atual de crescente busca por flexibilidade, é necessário ponderar se a perda energética associada à operação mais flexível é compensada por um ganho econômico que a operação flexível aporta ao SIN. Assim, em sequência, serão explorados analiticamente os benefícios de operar rotineiramente a UHE Cachoeira Dourada com parcelas maiores ou menores do volume útil total de 221,87 h³.

Nesta direção, o Gráfico 18 simula a operação das UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada na mesma semana operativa de maio de 2030 do Gráfico 17, contudo, agora, corrigindo suas características técnicas para contemplar um volume útil efetivo equivalente ao despacho à plena potência da usina durante 4 horas - exatamente o tempo de viagem entre ambas. Isso equivale ao volume útil efetivo de 34,7 h³, ou 15,6% do “volume útil total”, o que ocasionaria uma perda mínima de produtividade.

Gráfico 18: UHEs Itumbiara e Cachoeira Dourada, caso com volume útil para 4 horas - geração em maio/2030.



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

A Tabela 12 compara os resultados das simulações originais da operação do SIN em 2024 e 2030 com os resultados de um caso alternativo para 2030 com o aumento do volume útil da UHE Cachoeira Dourada para o equivalente a 4 horas de despacho a plena potência.

Observa-se que há uma redução de R\$ 0,32/MWh no CMO do SIN, o que equivale a uma diminuição no custo total da geração, marcado ao CMO, de R\$ 270 milhões em um ano, demonstrando claramente o valor sistêmico do acréscimo de flexibilidade. Não foram considerados impactos da operação flexível na produtibilidade da usina. Já o CMO recebido pelo empreendedor pelo fator de modulação do MRE proporcional à geração da usina foi de mais R\$ 13,31/MWh do que com a operação inflexível, deixando de receber, em 2030, um CMO 6,5% menor do que em 2024 e passando a ter, em 2030, um CMO 5,07% maior do que em 2024.

Tabela 12: *Resultados UHE Cachoeira Dourada*
CMO do SIN, CMO MRE novo.

Caso	CMO do SIN (R\$/MWh)	Redução do valor da geração do SIN (R\$ mi)	CMO Cach Dourada (R\$/MWh)	Fator de modulação	Variação CMO SIN 2030	Variação CMO Cach Dour 2024
2024 Cach Dourada Volume útil = 0	139,53		115,10	MRE	-	-
2030 Cach Dourada Volume útil = 0	139,49		107,62	MRE novo	-0,03%	-6,50%
2030 Cach Dourada Volume útil = 4hs	139,17	270	120,93	MRE novo	-0,26%	5,07%

Fonte: Gesel

6.2 Alternativas para ampliação da UHE Cachoeira Dourada

Esta seção apresenta alguns casos alternativos para a simulação da operação do SIN em 2030 em que há aumentos de capacidade instalada da UHE Cachoeira Dourada. O objetivo das simulações é medir os benefícios de alternativas de ampliações para o sistema e para o empreendedor. Não foram avaliadas, todavia, a viabilidade técnica das alternativas de expansão e a estimativa de custos, o que envolveria estudos de engenharia e meio ambiente que fogem do escopo deste estudo.

As alternativas de expansão contempladas são:

- i. Aumentos de capacidade, com máquinas convencionais, máquinas reversíveis e ajustes na parcela do “volume útil total” que será rotineiramente utilizado; e
- ii. Dois casos em que a expansão do sistema é feita por baterias de características análogas.

A Tabela 13 apresenta as características dos casos simulados e os resultados do ponto de vista do SIN. O bloco com as quatro colunas da esquerda tem os dados de cada caso:

- i. Nome do caso;
- ii. Capacidade instalada adicional;
- iii. Tempo de descarga e de carga; e
- iv. Volume útil considerado.

Já o bloco central possui três colunas, referentes:

- i. Ao CMO do SIN;
- ii. À redução do CMO de cada caso em relação ao caso base (usina existente com volume útil de 4 horas); e
- iii. À redução do valor total da geração, entendido como a diminuição do CMO multiplicada pela geração total do SIN.

No terceiro bloco, são destacadas a Energia Não Suprida em cada caso e a redução desta em relação ao caso base.

Tabela 13: *Expansão da capacidade instalada da UHE Cachoeira Dourada*
Impactos no CMO, no custo de geração e na ENS.

Caso	Capacidade instalada adicional	Tempo de descarga/carga	Volume útil (h ³)	CMO do SIN (R\$/MWh)	Redução do CMO (R\$/MWh)	Redução do valor da geração do SIN (R\$ mil)	ENS (GWh)	Redução de ENS (GWh)
Cach Dourada 4hs	-	4hs/-	34,7	139,17	-	-	39,15	-
Cach Dourada 6hs	-	6hs/-	52,0	138,94	0,23	194	37,14	2,01
Cach Dourada 1.316MW 4hs	658MW	4hs/-	69,4	138,95	0,22	186	36,98	2,17

Fonte: Gesel

O caso base para esta seção está na primeira linha da tabela e não contempla uma motorização adicional, apenas o ajuste do volume útil utilizado nas simulações originais para 2030 de zero para 34,7 h³, suficiente para uma descarga à plena potência por 4 horas.

A segunda linha contém um caso alternativo em que o volume útil é aumentado para 52 h³, sem nova capacidade instalada. Esse segundo caso apresenta um CMO do SIN R\$ 0,23/MWh menor do que o caso base, bem como uma redução de 2,01 GWh na ENS.

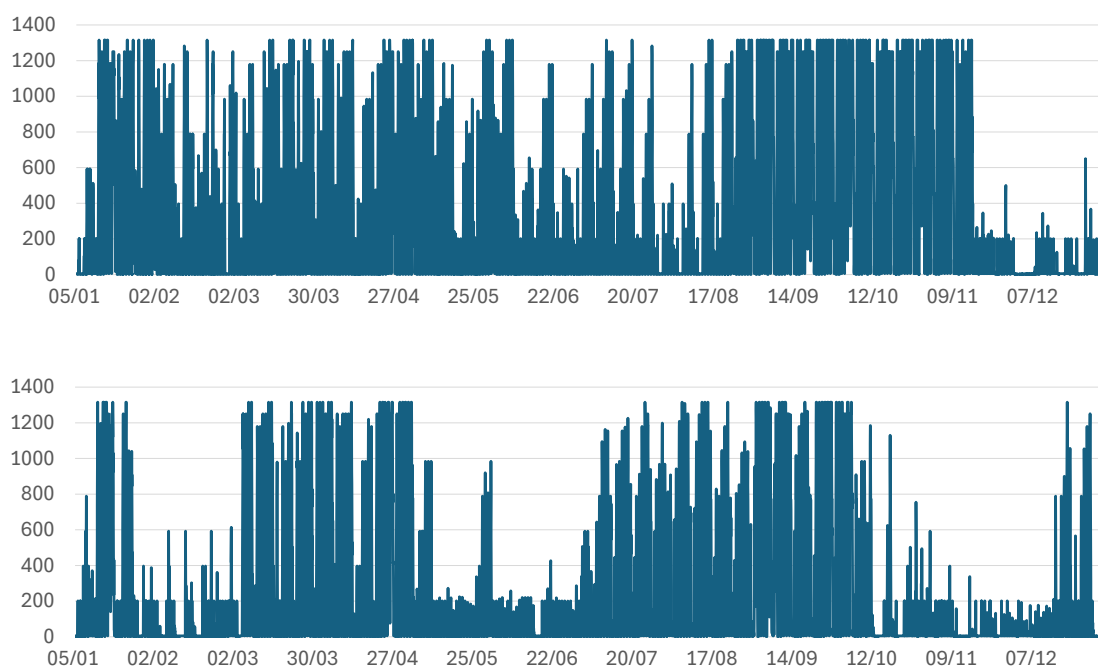
Portanto, um simples aumento no volume útil, enquanto tudo mais se mantém constante, permite uma operação mais flexível da usina, reduzindo custos do sistema e melhorando a confiabilidade do SIN, no mesmo padrão já encontrado nos exemplos da Tabela 4 para o conjunto das hidrelétricas.

A terceira linha da Tabela 13 apresenta os números para um caso em que a capacidade instalada é duplicada com novas unidades convencionais e há o aumento do volume útil efetivo para 69,4 h³, a fim de manter o tempo de descarga de 4 horas com a maior capacidade instalada. Em termos de redução do CMO do sistema, esse caso não significa um avanço com relação ao anterior. Quanto à redução de ENS, há alguma melhoria com relação ao caso base, representada pela diminuição de 2,17 GWh de ENS contra 2,01 GWh do caso com reservatório de 6 horas.

A conclusão é que, para o caso específico da UHE Cachoeira Dourada, um aumento de motorização com máquinas convencionais não agrega muito ao sistema, provavelmente devido ao fato de que a usina possui vazões incrementais pequenas em relação à UHE Itumbiara e esta, muitas vezes, retém água, seja para permitir encher o seu reservatório, seja em função de uma seca forte. Portanto, com pouca água disponível para uma motorização duplicada, a usina agrega pouco ao sistema.

O Gráfico 19 exibe o despacho horário da configuração da UHE Cachoeira Dourada com uma capacidade instalada duplicada para 1.316 MW com máquinas convencionais. Trata-se das duas séries mais secas das 40 simuladas, ambas com CMO elevado e dias com ENS no horário da ponta da carga líquida no fim do dia. É possível observar que, em muitas semanas do ano, a usina não consegue despachar à plena capacidade, de modo a não aproveitar toda a sua capacidade instalada para deslocar as UTEs caras no horário de ponta ou evitar ENS.

Gráfico 19: *Despacho horário nas séries mais secas*
UHE Cachoeira Dourada com 1.316 MW.



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

A Tabela 14 detalha diversas alternativas de expansão da capacidade instalada da UHE Cachoeira Dourada com unidades reversíveis, que passam a se somar à casa de força convencional existente. A linha dois da tabela apresenta o caso de duplicação da capacidade, com a manutenção do tempo de descarga de 4 horas, o que implica em duplicar o volume útil para 69,4 h³, representando 31,3% do “volume útil total”. O tempo de carga é de 10 horas, o que corresponde ao tempo necessário para encher o reservatório apenas com vazões bombeadas, com uma eficiência no circuito completo de 80%.

Destaca-se que o benefício para o sistema é muito superior do que a alternativa de duplicação da capacidade da usina com unidades convencionais, exibida na Tabela 13. As reduções do CMO do SIN (R\$ 3,77/MWh) e do custo da geração do SIN (R\$ 3.179 milhões em um ano) são 17 vezes maiores do que na expansão com máquinas convencionais. Além disso, a redução de ENS desse caso em relação ao caso base é 82% maior do que a do caso em que a duplicação da capacidade da usina é realizada com unidades convencionais.

Tabela 14: *Expansão da UHE Cachoeira Dourada com unidades reversíveis*
Impacto do CMO, valor da geração e ENS.

Caso	Capacidade instalada adicional	Tempo de descarga/carga	Volume útil (h ³)	CMO do SIN (R\$/MWh)	Redução do CMO (R\$/MWh)	Redução do valor da geração do SIN (R\$ mi)	ENS (GWh)	Redução de ENS (GWh)
Cach Dourada 4hs	-	4hs/-	34,7	139,17	-	-	39,15	-
UHR Cach Dourada 1316MW 4hs	658MW reversível	4hs/10hs	69,4	135,40	3,77	3.179	35,20	3,95
UHR Cach Dourada 1316MW 6hs	658MW reversível	6hs/15hs	104,1	134,89	4,28	3.610	34,05	5,10
UHR Cach Dourada 1316MW 10hs	658MW reversível	10hs/25hs	173,5	134,51	4,66	3.930	32,52	6,63
UHR Cach Dourada 1645MW 8hs	987MW reversível	8hs/20hs	173,5	133,39	5,78	4.875	30,90	8,25

Fonte: Gesel

As três últimas configurações na Tabela 14 trazem aumentos de 50% e 100% no volume útil do reservatório, que atinge, nesse último caso, 62,6% do “volume útil total”. Como a operação no limite mínimo do “volume útil total” implica em uma perda de mais de 10% da queda, provavelmente o uso corriqueiro de mais da metade do volume útil já acarretaria uma redução não desprezível da produtividade média da usina, a qual não foi simulada neste estudo. Os resultados para o sistema são substancialmente maiores, com diminuições adicionais expressivas em termos do CMO, do custo da geração total do SIN e da ENS.

Para melhor apreender e destacar a alta qualidade da alternativa de expandir a usina com unidades reversíveis, a Tabela 15 permite comparar os resultados do caso da UHR com menor reservatório, apresentada na Tabela 14 (4 horas de descarga/10 horas de carga), com conjuntos de BESS com a mesma capacidade instalada e tempo de descarga de 4 horas e 8 horas.

Os BESS possuem a vantagem de operarem com perdas menores, tendo sido simulados com eficiência no circuito completo de 85% contra 80% do armazenamento hídrico. No entanto, o impacto positivo para o sistema é substancialmente menor para o BESS de 4 horas em relação à UHR de 4 horas, com uma redução de CMO do SIN, respectivamente, de R\$ 2,64/MWh contra R\$ 3,77/MWh e uma diminuição na mesma proporção no custo de geração do SIN. O BESS de 4 horas perde também em termos de redução da ENS, com 3,00 GWh contra 3,95 GWh da UHR.

Tabela 15: Comparação de BESS com a expansão de Cachoeira Dourada com unidades reversíveis.

Caso	Capacidade instalada adicional	Tempo de descarga/carga	Volume útil (h ³)	CMO do SIN (R\$/MWh)	Redução do CMO (R\$/MWh)	Redução do valor da geração do SIN (R\$ mi)	ENS (GWh)	Redução de ENS (GWh)
Cach Dourada 4hs	-	4hs/-	34,7	139,17	-	-	39,15	-
UHR Cach Dourada 1316MW 4hs	658MW reversível	4hs/10hs	69,4	135,40	3,77	3.179	35,20	3,95
BESS 658MW 4hs	BESS 658MW 4hs	UHE 4hs, BESS 4hs/4,7hs	34,7	136,53	2,64	2.226	36,15	3,00
BESS 658MW 8hs	BESS 658MW 8hs	UHE 4hs, BESS 8hs/9,4hs	34,7	135,62	3,55	2.994	35,01	4,14

Fonte: Gesel

O BESS da última linha da Tabela 15, com capacidade instalada igual à UHR, porém com o dobro de tempo de descarga (8 hs, contra 4 hs da UHR), apresenta benefícios ligeiramente menores para o sistema em termos de redução do CMO e do custo total de geração. Além disso, o BESS supera por margem estreita a UHR em termos de redução da ENS.

Trata-se, porém, de uma configuração de BESS hoje muito cara e que não tem sido empregada para aplicações comerciais a nível internacional. Ainda assim, o BESS de 8 horas perde em termos de benefício para o sistema (CMO, custo da geração e ENS) para as configurações da UHR Cachoeira Dourada com mesma capacidade instalada e tempo de descarga semelhante²⁸.

A performance tão boa das alternativas cuja expansão da UHE Cachoeira Dourada é realizada com unidades reversíveis deve-se, sobretudo em momentos de seca severa ou de baixas afluências devido à operação das usinas de montante, ao bombeamento, que permite aumentar a geração nos horários de ponta da carga líquida de todas as unidades da usina e não apenas da nova capacidade instalada, como ocorreria com uma nova UHR de ciclo fechado ou um BESS. Em suma, o bombeamento, via UHR, possibilita *firmar* a capacidade instalada convencional existente em circunstâncias em que as afluências sejam baixas.

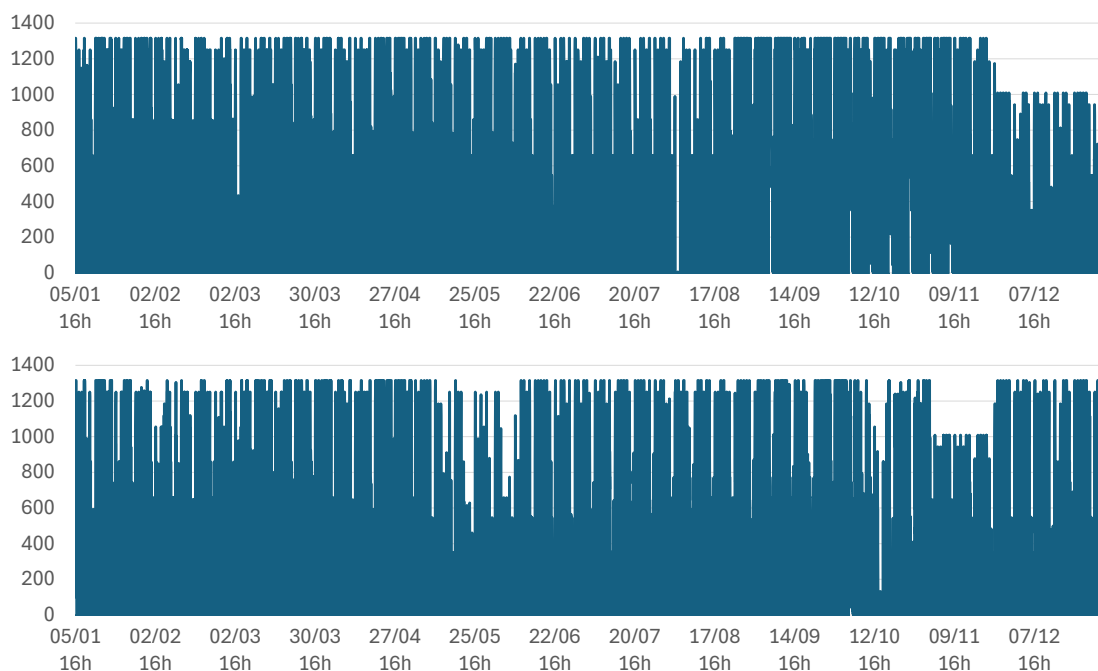
Ademais, é possível constatar a geração mais intensa em momentos de seca pela comparação do despacho horário da UHE Cachoeira Dourada com a capacidade duplicada por unidades convencionais, nas duas séries mais secas do histórico²⁹ com o despacho horário nas mesmas séries hidrológicas e de vento, com a UHE/UHR Cachoeira Dourada com

²⁸ Ver linhas 3 e 4 da Tabela 14.

²⁹ Ver Gráfico 19.

idêntica capacidade instalada, mas ampliação a partir de unidades reversíveis e 4 horas de tempo de descarga, sintetizado no Gráfico 20, em que o despacho de toda a potência da usina ocorre com frequência muito maior.

*Gráfico 20: Despacho horário nas séries mais secas
UHR Cachoeira Dourada com 1.316 MW e 4 horas.*



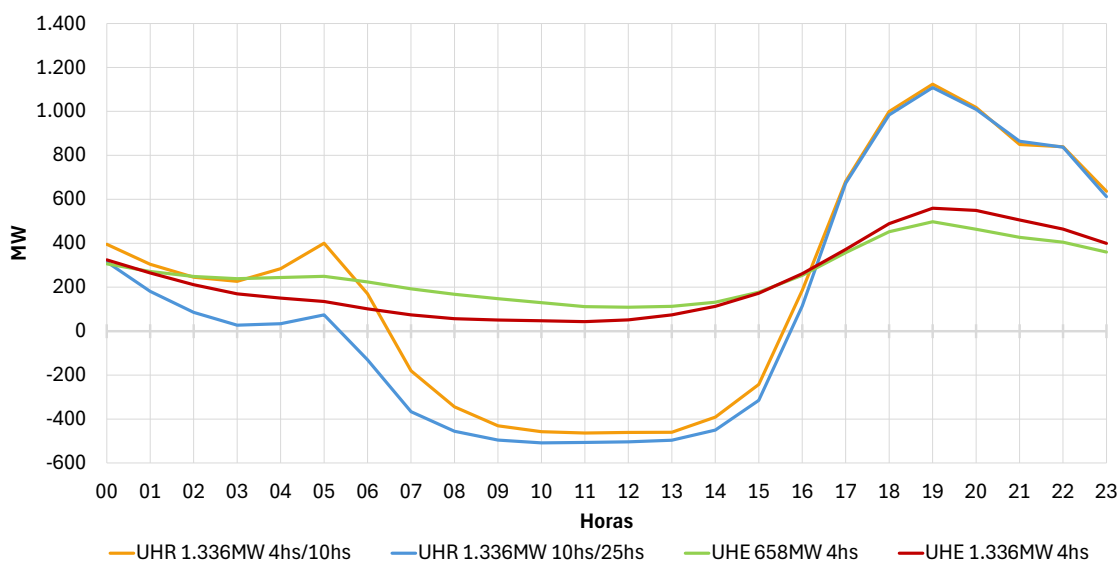
Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

Em seguida, o Gráfico 21 permite visualizar a mesma informação através do despacho horário de um dia de fim semana médio de 2030 em quatro configurações distintas de Cachoeira Dourada:

- i. Duas delas apenas com máquinas convencionais, a usina com a capacidade instalada atual e duplicada com unidades convencionais; e
- ii. Duas com acréscimo de unidades reversíveis, variando apenas o volume útil efetivamente usado.

As configurações convencionais essencialmente turbinam a água que recebem da usina de montante, o que limita a capacidade de geração de ponta nos fins de semana. Já as UHRs bombeiam intensamente durante as horas de sol e conseguem gerar com grande vigor no início da noite.

Gráfico 21: *Comparação da operação no fim de semana*
Configurações de UHE e UHR em 2030.
 (em MW)

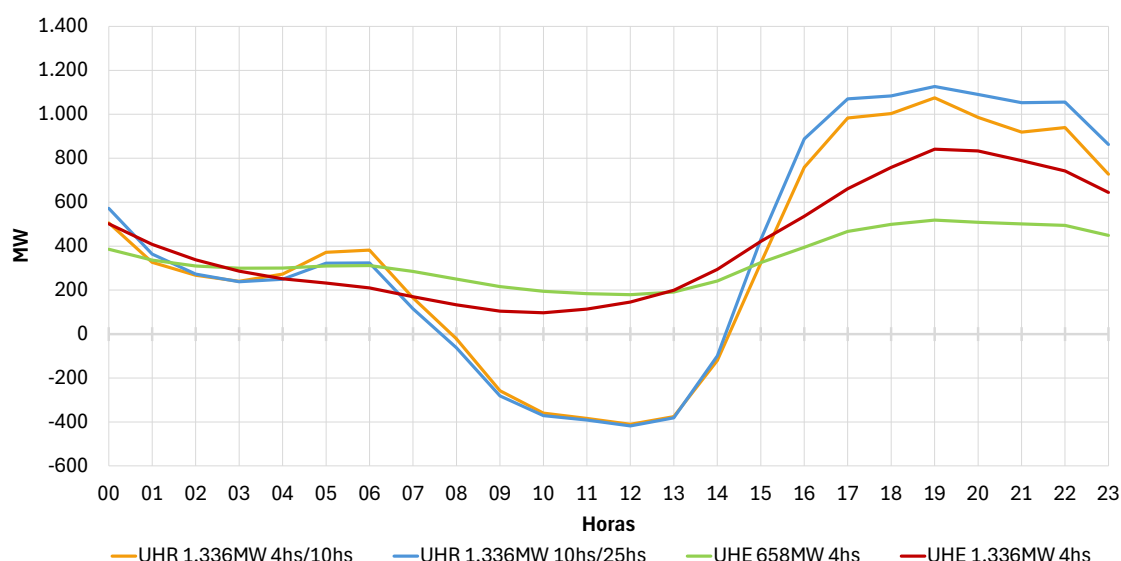


Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

O Gráfico 22 é análogo ao Gráfico 21, retratando, no entanto, a operação horária média em dias da semana para o ano de 2030. Nesses dias, as configurações convencionais têm mais água para turbinar, em função da operação da UHE Itumbiara a montante, e a configuração com capacidade instalada duplicada consegue gerar mais na ponta, embora bem abaixo, na média, do que a sua capacidade instalada. As versões com unidades reversíveis somam às afluências de montante as vazões bombeadas e, com isso, conseguem concentrar um grande volume de geração já a partir do fim da tarde.

Gráfico 22: Comparação da operação no fim em dias de semana
Configurações de UHE e UHR em 2030.

(em MW)



Fonte: Gesel, elaborado com base em simulações da operação do SIN no Plexos.

A seguir, a Tabela 16 apresenta os dados sobre a geração térmica em diversos casos aqui apresentados. Os dados mais importantes estão nas duas colunas da direita, que apresentam a redução da geração térmica em MW médio em relação ao caso base desta seção e a diminuição do custo variável da geração térmica.

A operação das diversas configurações de UHRs proporciona uma substancial redução de geração térmica com relação ao caso base, de 117 MW médio a 170 MW médio, a despeito do fato de que a operação da UHR implica em um aumento da carga do SIN, fruto das perdas, estimadas aqui em 20%, inerentes ao ciclo de bombeamento/geração.

Nota-se que a redução da geração térmica é possível por ocorrer uma diminuição de *curtailment* e vertimentos, fruto da alocação do bombeamento em momentos de sobra de energia, em volume bastante superior ao aumento de carga líquida decorrente das perdas inerentes à operação do armazenamento.

Por outro lado, a redução do custo da geração térmica, variando entre R\$ 306 milhões/ano e R\$ 445 milhões/ano, é a geração multiplicada pelo CVU das UTEs que deixam de ser despachadas, frequentemente de custo variável elevado, que, desta forma, são deslocadas da ponta da carga líquida.

Tabela 16: *Geração térmica e custos variáveis com UTEs em diversas configurações de Cachoeira Dourada em 2030.*

Caso	Geração UTE (GWh)	Custo UTE (R\$ mi)	Redução da geração de UTE (MWm)	Redução de custo UTE (R\$ mi)
Cach Dourada 4hs	65.935	9.997	-	-
UHR Cach Dourada 1316MW 4hs	64.908	9.692	117,2	306
UHR Cach Dourada 1316MW 6hs	64.830	9.667	126,1	330
UHR Cach Dourada 1316MW 10hs	64.771	9.644	132,9	354
UHR Cach Dourada 1645MW 8hs	64.443	9.553	170,3	445

Fonte: Gesel

Finalmente, a Tabela 17 exhibe os indicadores financeiros da UHE/UHR Cachoeira Dourada. No lado esquerdo da tabela, além do CMO médio do SIN de cada caso, há o CMO médio recebido por Cachoeira Dourada em cada uma das configurações. Merece atenção o fato de que o CMO médio de todos os casos de UHRs são bastante elevados, entre R\$ 105,81/MWh e R\$ 111,70/MWh maiores do que o CMO do caso base desta seção. Isso ocorre porque a UHR frequentemente não gera nas horas de CMO baixo. Ao contrário, nessas horas a usina costuma bombear, acumulando água para concentrar ao máximo a geração nas horas de carga líquida e CMO altos.

Tabela 17: *Indicadores financeiros para expansão de Cachoeira Dourada Impactos para o sistema e para o empreendedor em 2030.*

Caso	CMO do SIN	CMO MRE Novo	Aumento de CMO	UHE: receita no MRE	MRE: aumento de receita sobre 2024	Resultado da UHR no MCP	Resultado MRE + MCP	Acréscimo de resultado sobre 2024
	R\$/MWh			R\$ mi/ano				
Cach Dourada 4hs	139,17	120,93	-	380	32	-	-	32
Cach Dourada 1.316MW 4hs	138,95	128,95	8,02	405	57	-	-	57
UHR Cach Dourada 1316MW 4hs	135,40	226,74	105,81	715	367	182	897	549
UHR Cach Dourada 1316MW 6hs	134,89	231,03	110,10	729	380	191	919	571
UHR Cach Dourada 1316MW 10hs	134,51	232,63	111,70	734	386	199	933	585
UHR Cach Dourada 1645MW 8hs	133,39	235,17	114,24	742	394	301	1.043	695

Fonte: Gesel

Cabe observar que a geração e a carga da usina foram contabilizadas de forma segregada. A carga relativa ao bombeamento e a geração correspondente, equivalente à energia utilizada em modo bomba somada às perdas na operação da UHR, são contabilizadas à parte, como se fossem um armazenamento autônomo. O restante da geração, que é fruto das afluências, é oferecido ao MRE com o perfil horário da geração total da usina. Assumiu-se a suposição de que a garantia física da UHE permanece constante e a usina oferece ao MRE toda a geração não associada à UHR. Finalmente, a UHE recebe do MRE a energia alocada à usina proporcionalmente à sua garantia física.

7 Conclusão

O estudo procura demonstrar que a crescente participação das fontes renováveis variáveis, em especial a solar e a eólica, impõe ao SIN desafios complexos e inéditos de operação, caracterizados por rampas acentuadas de carga líquida, e a necessidade de maior flexibilidade no atendimento à demanda. Entre as soluções tecnológicas disponíveis, como BESS e UHRs, se destaca a utilização mais intensiva do parque hidrelétrico existente, que já desempenha um papel central na modulação da potência do SIN.

Entretanto, operar as hidrelétricas de forma muito mais flexível do que no atual histórico pode não ser trivial devido a uma série de barreiras de natureza regulatória e operacional, que podem ser mais facilmente removidas com o maior engajamento do marco institucional e dos agentes de geração.

Com o objetivo concreto de contribuir para fundamentar as medidas de inovação regulatória e operacional, o presente estudo propõe ajustes no MRE, de modo a alinhar a remuneração das usinas ao seu perfil horário de geração, criando incentivos econômicos para uma operação mais flexível, sem a necessidade imediata de grandes investimentos em novas infraestruturas. A análise realizada neste estudo indica que essas modificações podem ampliar a capacidade de resposta do SEB frente à expansão acelerada das renováveis, contribuindo para a segurança energética, a eficiência econômica e a sustentabilidade da matriz.

Nestes termos, a operação mais flexível do parque hidrelétrico emerge como uma solução de curto e médio prazo essencial para garantir a confiabilidade e a transição energética do país a custos menores.

8 Referências bibliográficas

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 195/2024-STR/ANEEL. Atualização dos valores das Tarifas de Energia de Otimização (TEO e TEOItaipu), da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) para o ano de 2025.* Brasília, DF, 13 dez. 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20243625.pdf>. Acesso em: jul. 2025.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 1.034, de 20 de dezembro de 2022.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren20221034>.

BRANDÃO, R.; REIS, H.; FRANÇA, F. *Operação de baterias no Sistema Interligado Nacional com o forte crescimento da geração solar.* TDSE nº 132. GESEL-UFRJ, 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/01/TDSE-132.pdf>.

BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.* Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Acesso em: jul. 2025.

BRASIL. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera diversas leis e dá outras providências.* Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: jul. 2025.

BRASIL. *Portaria Normativa GM/MME nº 96, de 31 de dezembro de 2024. Estabelece diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2025.* Brasília: MME, 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-gm/mme-n-96-de-31-de-dezembro-de-2024-605096389>. Acesso em: jul. 2025.

BRASIL. *Portaria Normativa GM/MME nº 100, de 7 de fevereiro de 2025. Estabelece a sistemática para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência – LRCAP de 2025. Posteriormente revogada.* Brasília: MME, 2025.

Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2025/portaria-normativa-mme-n-100-2025.pdf/view>. Acesso em: jul. 2025.

CCEE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Módulo 03 – Garantia Física*. Regras de Comercialização, versão 2025.1.0, janeiro 2025. São Paulo: CCEE, jan. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em: jul. 2025.

DENHOLM, P.; O'CONNELL, M.; BINKLEY, D. *Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart*. NREL, 2015. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Relatório Final*. Brasília: EPE, abr. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: jul. 2025.

HUBNER, N.; BRANDÃO, R.; MONTEATH, L.; BOTELHO, V. *A crescente importância dos recursos de flexibilidade frente à expansão acelerada das fontes renováveis variáveis*. TDSE nº 111. GESEL-UFRJ, 2022. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/11/Hubner_2022_11_16.pdf.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Building the Future Transmission Grid*. Paris: OECD/IEA, fev. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/building-the-future-transmission-grid>. Acesso em: jul. 2025.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility*. Paris: OECD/IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>.

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Power system flexibility for the energy transition*. Abu Dhabi, 2018. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>.

LOPES, M.; SILVA, J.; PEREIRA, R. *Hydropower Enhancing the Future of Variable Renewable Energy Integration in Brazil*. *Energies*, v. 17, n. 13, p. 3339, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en17133339>.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética 2024-2028 (PEN 2024)*. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Deck do modelo NEWAVE – PEN 2024-2028: arquivo hidr.dat*. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: jul. 2025.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Dados Abertos, Dados Cadastrais de Reservatórios*. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/reservatorio>. Acesso em: jul. 2025.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética 2023-2027 (PEN 2023): Condições de Atendimento Energético*. São Paulo: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200112-22023%20-%20PEN%202023%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: jul. 2025.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-035-9

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/
gesel-grupo-de-estudos-do-
setor-eletrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-eletrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240