

GRUPO DE ESTUDO GPL

Avaliação de Métricas de Adequabilidade para Monitoramento do Atendimento aos Requisitos de Flexibilidade

Davi José Marques Vieira (1) (2); Caio Leocádio Monteiro (1); Diego Pinheiro de Almeida; (1) André Makishi; Dorel Soares Ramos (2)

(1) Empresa de Pesquisa Energética; (2) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

RESUMO

A operação do sistema elétrico tem se tornado cada vez mais desafiadora devido ao crescimento da demanda por flexibilidade operativa, impulsionado pela crescente participação das fontes renováveis intermitentes. Embora métricas internacionais tenham sido criadas para monitorar e orientar a operação e o planejamento, é necessário adaptá-las para as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro. Este trabalho propõe uma metodologia integrada às análises do Plano Decenal de Expansão da Geração para avaliar essas métricas e discute os resultados, oferecendo uma reflexão sobre as melhores formas de interpretá-los e aplicá-los no contexto nacional.

A partir da análise da Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampas, da Expectativa de Déficit de Flexibilidade e da Expectativa de Horas de Insuficiência, sob diferentes perspectivas e séries hidrológicas, observou-se que a oferta atual de flexibilidade se mostra capaz de atender às rampas de carga até o final do horizonte estudado. Os déficits identificados ocorrem com baixa probabilidade e, embora não desprezíveis, permanecem restritos a cenários específicos. Porém, mais do que apenas apresentar métricas de flexibilidade, o estudo busca discutir abordagens para sua avaliação e, sobretudo, contribuir para a construção de uma metodologia clara e aderente à realidade operativa do sistema elétrico brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Flexibilidade; Rampas, Carga Líquida, Hidrelétricas; Planejamento Energético;

1. INTRODUÇÃO

Com a crescente participação das fontes renováveis variáveis (FRV), especialmente a energia eólica e solar fotovoltaica, além do notável crescimento da micro e minigeração distribuída (MMGD), o comportamento da carga líquida tem mudado significativamente, impactando a dinâmica de fornecimento de energia. A cada dia, as necessidades por rampas de geração maiores e em períodos cada vez menores se tornam mais críticas, exigindo uma adaptação constante da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), tornando-a cada vez mais complexa e desafiadora.

Nesse contexto, as fontes despacháveis, como hidrelétricas (UHE) e termelétricas (UTE), são cada vez mais induzidas a serem capazes de atender a um perfil de carga que se torna não só mais amplo, mas também mais incerto. O sistema precisa se ajustar rapidamente a flutuações na geração e na demanda, o que torna a flexibilidade operativa um fator determinante.

Desde 2018, a flexibilidade começou a ser considerada um elemento crucial no horizonte de planejamento do setor elétrico brasileiro. A partir desse momento, diversos estudos passaram a ser produzidos com o objetivo de desenvolver metodologias para mensurar tanto as ofertas quanto as necessidades de flexibilidade no sistema. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o Plano da Operação Energética de 2024 (PEN 2024) [4], bem como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a apresentação da Nota Técnica de Flexibilidade [2] e do Plano Decenal de Energia 2034 (PDE 2034) [1], incorporaram o conceito no planejamento energético do setor.

Este estudo busca assimilar as discussões e metodologias propostas anteriormente e avançar na análise da flexibilidade de forma mais integrada aos modelos energéticos, propondo um aprimoramento das formas de mensuração já propostas na literatura [6] e avaliação das necessidades sistêmicas de flexibilidade para um planejamento mais robusto e adequado às singularidades do sistema elétrico brasileiro.

2. METODOLOGIA

2.1 DEMANDA

A integração crescente das FRV tem alterado significativamente o perfil de carga a ser atendido pelas fontes despacháveis. O planejamento do sistema elétrico, que antes se concentrava no desafio de estimar a carga bruta, agora precisa lidar também com a análise de cenários de carga líquida, considerando as flutuações causadas pela geração intermitente dessas fontes renováveis.

Desde 2018, a EPE vem aperfeiçoando uma metodologia de carga líquida, que já foi completamente incorporada ao planejamento da expansão no PDE 2034. Nessa metodologia, é feita uma convolução da previsão horária de carga bruta com possíveis cenários horários de geração eólica, solar centralizada e MMGD solar. As demais fontes de geração não controláveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Pequenos Centrais Térmicas (PCT) e outras, são tratadas como invariantes no horário. Atualmente, essa abordagem é utilizada para a construção do caso energético, definição das profundidades e durações dos patamares de carga para todo o horizonte de planejamento. Ademais, determina a potência a ser atendida na ferramenta de Balanço de Ponta (BP), traduzindo condições críticas do sistema.

Tanto na Nota Técnica quanto no estudo sobre flexibilidade do PDE 2034, a EPE realizou suas análises aplicando as métricas de demanda por rampas com base em uma única distribuição, tratando os cenários de geração renovável horária como se fossem independentes entre si. No entanto, na abordagem proposta neste trabalho, buscou-se aprimorar essa metodologia, introduzindo cenários de carga líquida representados por séries temporais com duração de uma semana.

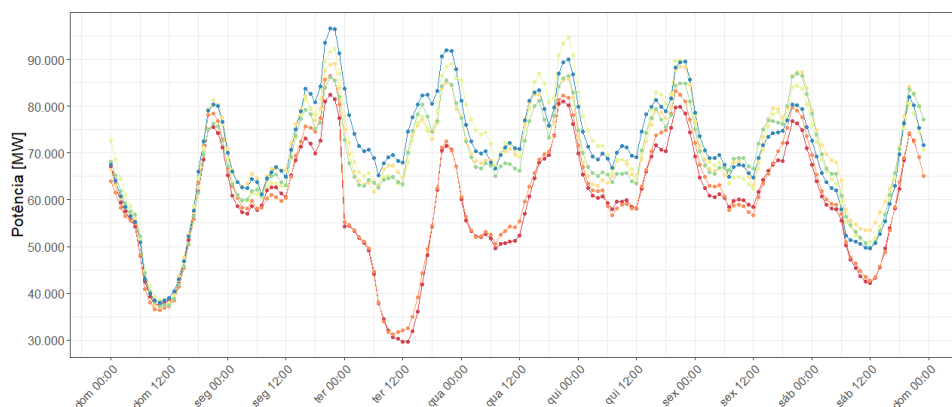


Figura 1 – Seis exemplos de cenários semanais de carga líquida horária (período de referência: janeiro de 2028).
Elaboração própria.

Dessa forma, as séries históricas horárias de geração renovável foram tratadas de maneira cronológica, permitindo uma modelagem mais realista das flutuações de geração ao longo do tempo e a interação entre as variáveis renováveis. A Figura 1 – Seis exemplos de cenários semanais de carga líquida horária (período de referência: janeiro de 2028). Elaboração própria. mostra seis dos cenários considerados neste estudo.

Fica evidente a partir da observação dos exemplos apresentados na Figura 1 a diversidade de cenários possíveis de carga líquida e a recorrência de grandes amplitudes diárias. Figura 1 Figura 2 apresenta um *box-plot* destas amplitudes, oferecendo uma visão mais completa deste comportamento, evidenciando as variações esperadas ao longo do dia e refletindo a criticidade dessa nova realidade, na qual amplitudes maiores que 50 GW são projetadas ao final do horizonte de estudos.

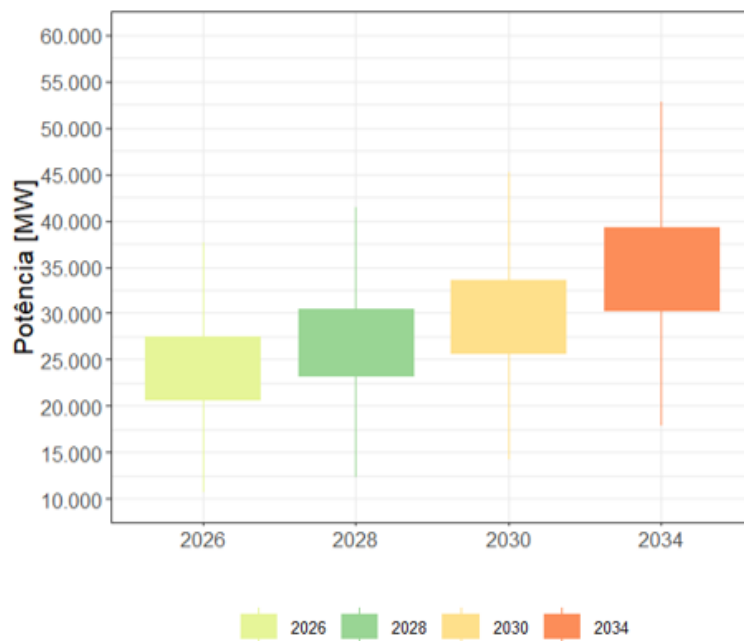


Figura 2 - Box-plot das amplitudes diárias de carga líquida. Elaboração própria.

A Figura 3 a seguir mostra as variações intradiárias, que podem ter comportamentos distintos quando avaliados dias úteis (como a terça-feira) e os finais de semana (como o domingo).

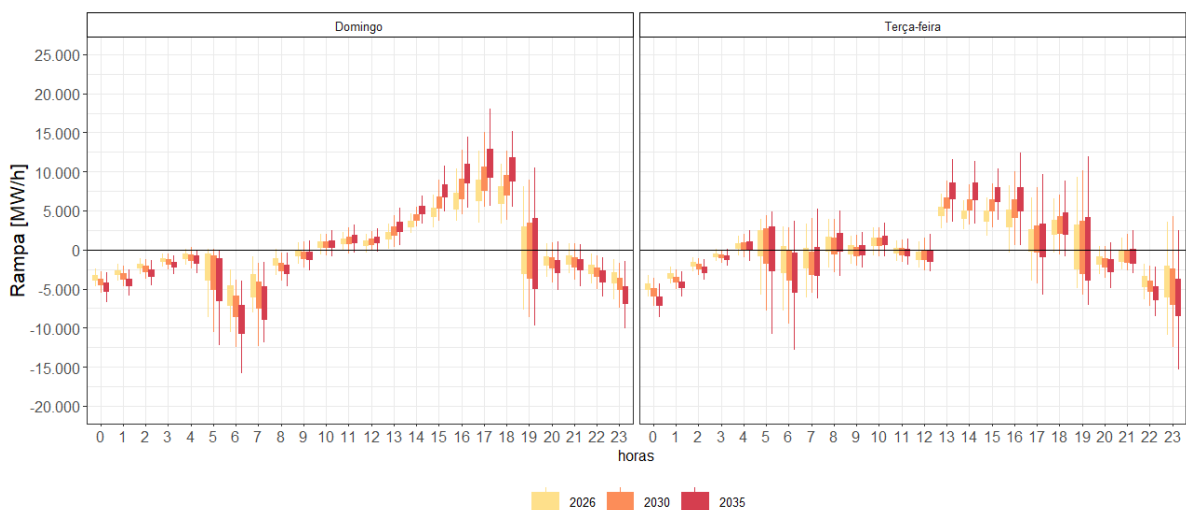


Figura 3 - Box-plot das rampas de carga líquida por hora. Elaboração própria.

Outra inovação realizada para este estudo foi a classificação do patamar ao qual cada cenário de carga líquida horária pertence, com o objetivo de associar o estado de despacho do modelo energético à respectiva capacidade de rampa do parque hidrotérmico.

Este objetivo será mais detalhado ao longo do informe técnico. Porém, de forma geral, procurou-se desenvolver uma metodologia que atrelasse diretamente a carga líquida ao estado do despacho, identificando assim a capacidade de resposta das usinas despacháveis em função das condições específicas de geração e demanda. Essa abordagem busca aprimorar a análise de flexibilidade e fornecer uma avaliação mais precisa da capacidade do sistema em atender às demandas de rampas críticas.

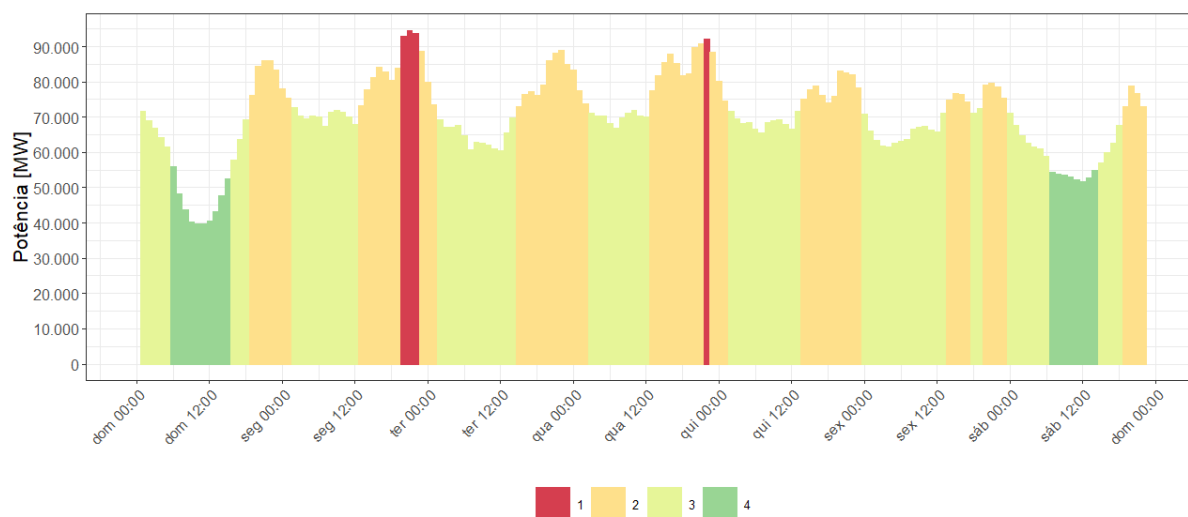


Figura 4 - Classificação de um cenário de carga líquida em 4 patamares. Elaboração própria.

2.2 OFERTA

As hidrelétricas, atualmente, desempenham o papel principal no atendimento às rampas de carga líquida do SIN, sendo a principal fonte de flexibilidade do sistema. A evolução da curva de carga líquida tem imposto crescentes variações de potência ao parque gerador, tornando imprescindível uma boa caracterização da oferta de flexibilidade, tanto dos ativos existentes quanto da expansão futura, para uma melhor alocação dos recursos e para assegurar o suprimento de energia elétrica.

No PDE 2034, a oferta de flexibilidade do parque hidrelétrico foi estimada a partir do histórico de operação, tomando o maior valor histórico coincidente das usinas agrupadas, conforme a classificação dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) utilizada nos modelos de planejamento.

Neste estudo, considerou-se uma avaliação individualizada das UHE de forma a contemplar a variação da capacidade de fornecer rampas conforme o nível de geração da usina no instante anterior. Desta forma, é possível representar o comportamento e limitações de diferentes usinas com base em dados verificados de operação. A Figura 5 ilustra essa perspectiva: avaliar a disponibilidade de rampa dado seu fator de capacidade de usinas com portes similares.

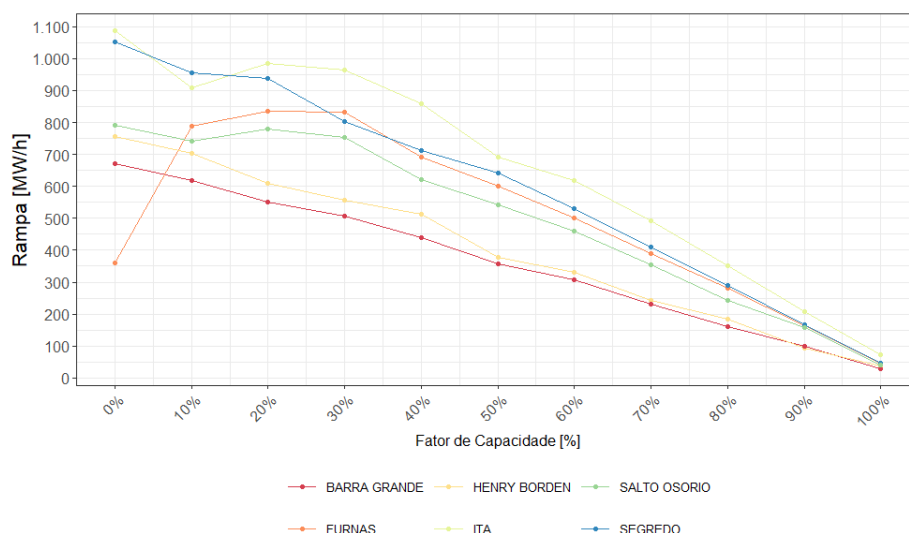


Figura 5 - Exemplos de curvas de disponibilidade de rampa horária dado um nível de geração. Elaboração própria.

A complexidade em avaliar a capacidade de rampas a partir do histórico de operação reside em distinguir situações em que as rampas não foram exigidas pelo sistema das situações que as rampas foram restringidas por limitações físicas da usina e de seu entorno. Neste sentido, é importante destacar que a avaliação individualizada não coincidente, isto é, cujos máximos individuais não correspondem ao mesmo instante no histórico, pode não capturar adequadamente restrições associadas à operação e interação de um conjunto de usinas.

Contudo, a abordagem proposta permite incluir tais limitações caso sejam identificadas. O modelo desenvolvido respeita a política energética determinada pelos modelos de otimização de médio e longo prazo, determinando a melhor alocação de recursos no curto prazo para atendimento às necessidades de rampa e potência instantânea do sistema.

Além da geração, outras grandezas explicativas, como o armazenamento e a afluência, foram testadas na modelagem. Notou-se, porém, que os ganhos em termos de precisão foram diminutos quando confrontados à complexidade aportada. Por exemplo, a Figura 6 mostra os dados de geração horária da UHE Belo Monte para uma semana do mês março e outra de outubro. Com valores mais elevados de geração no período úmido, as variações de potência são proporcionalmente pequenas comparadas ao período seco, quando a usina desempenha ainda um importante papel no atendimento à ponta do sistema.

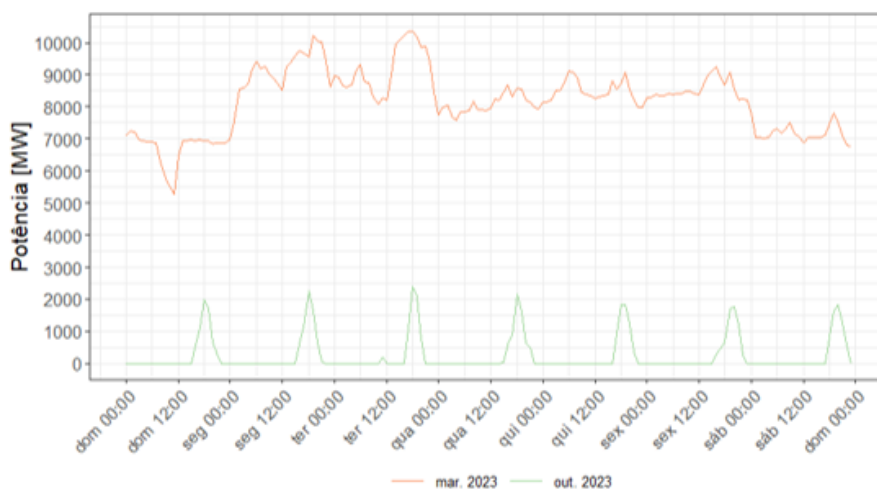


Figura 6 - Geração horária da UHE Belo Monte (casa de força principal) em uma semana operativa de março e outubro de 2023. Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Já naquilo que concerne à oferta termelétrica, foi realizada uma análise análoga à das hidrelétricas, em que a disponibilidade de rampa depende do nível de geração em que a planta se encontra. Contudo, em vez de utilizar dados históricos, foram consideradas as capacidades de rampas das usinas conforme as informações disponibilizadas no Módulo de Planejamento Operacional (MPO) do ONS e no deck do modelo DESSEM.

Para as usinas que ainda não estão em operação, mas já foram contratadas no Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2021 e no Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia (LRCE) de 2022, foram adotados os parâmetros de rampa mais lentos possíveis, conforme as condições estabelecidas neste último. Essa abordagem visa garantir uma estimativa realista da capacidade de resposta dessas usinas em termos de rampas, alinhada ao seu potencial de operação futura.

2.3 ANÁLISE INTEGRADA

O objetivo principal desta análise é testar a viabilidade dos cenários semanais horários nos despachos energéticos por patamares resultantes do caso base do modelo NEWAVE do PDE 2034, abrangendo todo o horizonte de planejamento e todas as séries hidrológicas da simulação final. A ideia central dessa abordagem é traçar cenários de despachos mais prováveis, com o intuito de avaliar as disponibilidades de rampa associadas. Desse modo, pretende-se confrontar essa oferta com as demandas de rampas horárias e derivar estatísticas dessas possibilidades.

A Figura 7 a seguir busca ilustrar como o balanço horário de rampas é feito, com o objetivo de determinar a viabilidade de atendimento ao cenário semanal de carga líquida horária, tendo em vista o despacho por patamar resultante de cada série hidrológica avaliada.

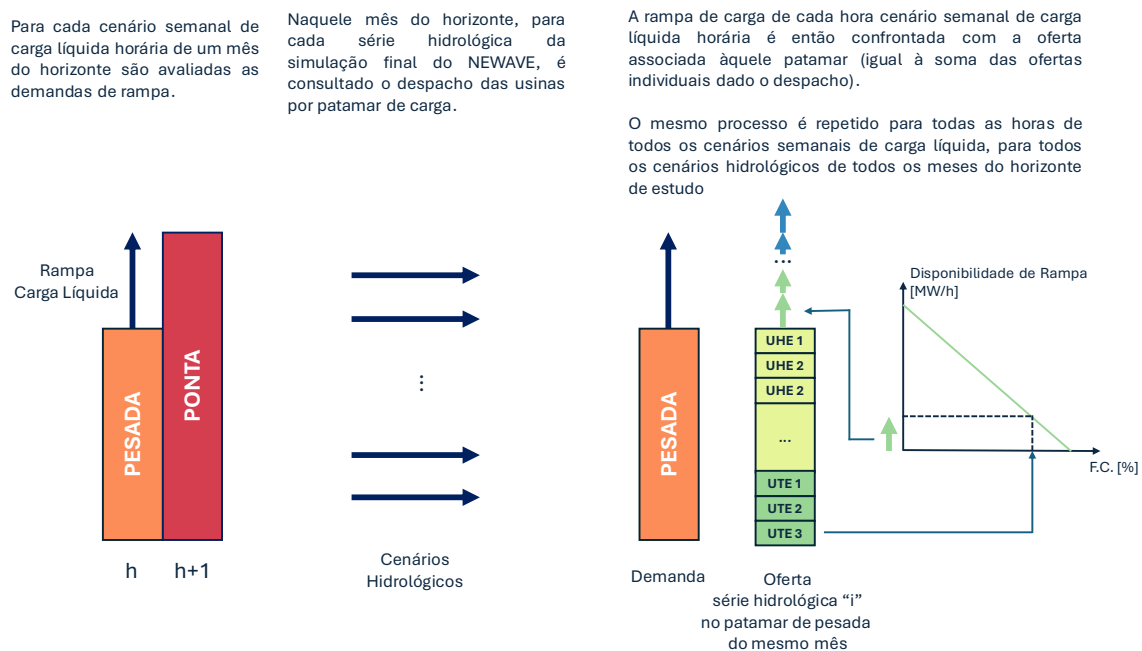


Figura 7 - Exemplo da aplicação da proposta de metodologia integrada de avaliação de balanço de flexibilidade. Elaboração própria.

A partir da aplicação da abordagem proposta para todos os cenários hidrológicos resultantes do modelo NEWAVE, foram elencadas algumas métricas de interesse para avaliar a flexibilidade do sistema seguindo essas premissas:

- Permanência da Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampas nas séries hidrológicas ($EIRR_{s_{hidr}}$) ao longo do horizonte;

- Estimativa do Déficit de Flexibilidade das séries hidrológicas ($EDF_{S_{hidr}}$) nos momentos de insuficiência;
- Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa para cada hora do dia ($EIRR_h$);
- Expectativa de horas de insuficiência por semana operativa (EHI).

Sendo:

- $EIRR_{S_{hidr}}$ no cenário hidrológico “ S_{hidr} ”, probabilidade da rampa residual horária (oferta de flexibilidade subtraída da demanda) ser negativa para pelo menos uma hora do cenário semanal de carga líquida horária;
- $EDF_{S_{hidr}}$ valor esperado dos déficits de rampa nos momentos em que se houve no cenário hidrológico “ S_{hidr} ”;
- $EIRR_h$ a probabilidade de a rampa residual horária ser negativa para a hora “h” do dia;
- EHI médias das horas por semana de déficits de rampas nos momentos em ocorreram.

3. RESULTADOS

A Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampas (EIRR) [6] tem como objetivo mensurar a incapacidade de atender a uma variação da carga. No contexto deste estudo, que trabalha com cenários semanais de carga líquida, considera-se que um cenário apresenta déficit sempre que, em pelo menos uma hora da série temporal, a oferta de flexibilidade não for suficiente para suprir a demanda. Esse critério permite avaliar a frequência com que o sistema enfrenta limitações para atender às variações de carga dentro dos períodos analisados.

A proposta de análise é ampliar a visão sobre como os cenários se comportam em diferentes séries hidrológicas, oferecendo uma visão mais detalhada das variações na capacidade de atender às rampas de carga. O gráfico a seguir ilustra essas diferenças, destacando que cenários com déficit passaram a aparecer somente no final do horizonte e ainda assim pouco frequentes. Contudo, é possível perceber que também há séries em que se observa maior risco de não atendimento às rampas.

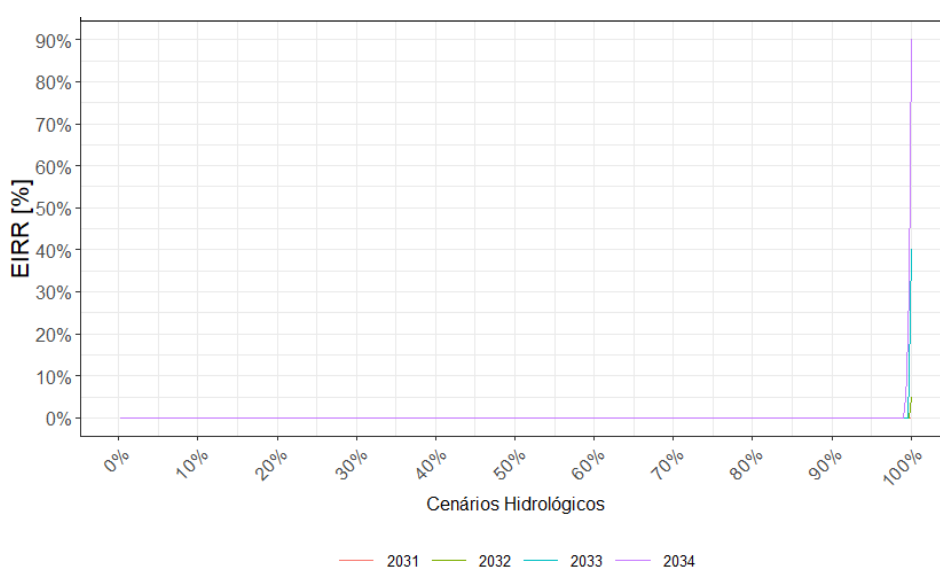


Figura 8 - Permanência da Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR). Elaboração própria.

A partir dos resultados obtidos utilizando a abordagem proposta, a aplicação das métricas elencadas anteriormente permite uma avaliação mais precisa do balanço de atendimento as rampas considerando, inclusive, cenários hidrológicos mais críticos. Caso fosse aplicada somente a estatística média, toda essa criticidade a depender da série hidrológica ficaria oculta, como pode ser atestado na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1-Métricas de atendimento aos requisitos de flexibilidade

ANO	EIRR [%]	EDR [MW]	EHI [H/SEMANA]
2031	0 %	0	0
2032	0.001 %	744	1
2033	.1 %	2581	2.5
2034	.3 %	3379	5.4

A Tabela 1 também traz a Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF) que mensura qual a rampa não suprida nos cenários de insuficiência. Nota-se que, apesar de pouco prováveis, têm uma profundidade não negligenciável e não caracterizam falhas pontuais, pois ocorrem mais de uma vez na semana, como mensura a Expectativa de Horas de Insuficiência (EHI).

Por fim, a Figura 9 ilustra o comportamento da EIRR ao longo do dia. Observa-se uma maior concentração durante as horas do meio da tarde, o que é condizente com o esperado, uma vez que esse período ainda apresenta rampas significativas de carga. No entanto, como a carga líquida também se encontra em níveis elevados nesse intervalo, os recursos disponíveis para atender às rampas tornam-se progressivamente mais escassos.

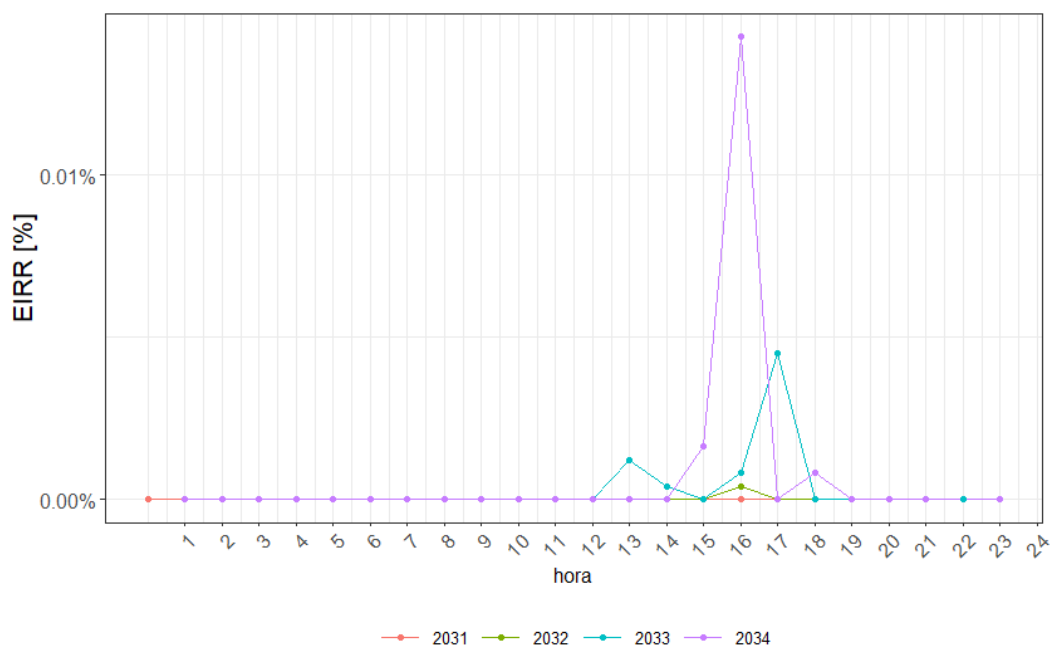


Figura 9 - Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa por hora. Elaboração própria.

4. CONCLUSÕES

Nos estudos de planejamento da operação e expansão do sistema, vem se tornando cada vez mais evidente que a avaliação de flexibilidade deve passar necessariamente por uma análise horária cronológica, alinhada com a política de uso dos reservatórios e aderente à realidade operativa do sistema. Embora no planejamento atual haja uma preocupação com os requisitos de capacidade, essa análise disjunta pode ocultar uma série de dificuldades enfrentadas pelo operador no dia a dia.

O trabalho desenvolveu uma análise horária cronológica, alinhada com a política energética de uso dos reservatórios e aderente a realidade operativa do sistema, indicando vantagens em relação a metodologia atualmente empregada que possui maior foco no atendimento a ponta.

Este estudo não pretende estabelecer uma metodologia definitiva para avaliação dos requisitos de flexibilidade. Um dos seus objetivos é trazer à tona a questão central: até quando e sob quais condições o parque hidrelétrico é capaz de realizar a rampa de carga líquida, respeitando a política de operação do reservatório definida pelo modelo energético? Visto que são, e serão por anos, os principais fornecedores de flexibilidade ao sistema, a definição de uma metodologia clara para a resposta desta pergunta é fundamental.

Dentre as contribuições do estudo, foi apresentada e avaliada uma metodologia para representar os recursos de flexibilidade como variáveis em função da geração, visando melhor compatibilidade com a otimização energética determinada pelo modelo NEWAVE.

Ademais, procurou-se compreender as métricas de requisitos de flexibilidade não como um único valor final, mas como um conjunto abrangente de dados que, ao ser colocado em perspectiva, evidencie o impacto dos possíveis cenários hidrológicos a serem enfrentados no futuro. A meta é ser capaz de caracterizar e esclarecer a complexidade por trás do requisito de flexibilidade de maneira mais acessível, sem perder a profundidade analítica.

Apesar dos números indicarem que os recursos disponíveis têm capacidade para suprir os requisitos de flexibilidade até o final do horizonte de estudo, é importante ressaltar que as contribuições das fontes, especialmente as hidrelétricas, se baseiam em uma série de premissas que podem carregar algumas simplificações. Por essa razão, o foco principal ao estabelecer métricas para monitoramento da flexibilidade deve ser direcionado para uma metodologia amplamente discutida e constantemente revisada, a fim de garantir sua robustez e aderência à realidade operacional do sistema.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] MME/EPE – Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, 2024. “Plano Decenal de Expansão de Energia 2034”
- [2] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2023. NT-EPE/DEE/076/2023-R0 “Metodologia de Estimativa de Requisitos de Flexibilidade no SIN”
- [3] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2018. NT-EPE-DEE-NT-035/2017-r1 “Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência”
- [4] ONS – Operador Nacional do Sistema, 2024. “Plano de Operação Energética 2024”
- [5] Silva, A.M.L.; Sales, W.S.; Manso, L.A.F.; Billinton, R. 2010 “Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources”
- [6] Lannoye, E.; Flynn, D.; O’Malley, M. 2012 “Evaluation of Power System Flexibility”
- [7] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2024 “Manual do Usuário do NEWAVE”. Disponível em www.cepel.br. Acesso em 12 de abril de 2025.

DADOS BIOGRÁFICOS



Davi José Marques Vieira é engenheiro eletricitista com ênfase em energia e automação e mestrando em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo com duplo diploma em Sistemas Energéticos e Mercados de Energia pelo *Institut Polytechnique de Grenoble*. Profissional com 3 anos de experiência em comercialização e gestão de risco no mercado varejista da eletricidade francês (ENGIE). Ingressou na EPE em 2023 onde participa de estudos técnicos e econômicos no planejamento da expansão da geração.

Diego Pinheiro de Almeida é engenheiro eletricitista graduado Universidade Federal do Rio de Janeiro – (UFRJ) com Mestrando em Planejamento Energético, PPE - COPPE, UFRJ e trabalha como analista na EPE desde 2007 atuando na Superintendência de Geração (SGR/DEE).

Caio Leocádio é engenheiro eletricitista e mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atualmente trabalha como Consultor Técnico na Superintendência de Geração da EPE, atuando na coordenação técnica de estudos energéticos para o planejamento da expansão da geração e na análise técnica e econômica de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.

André Makishi é engenheiro mecânico graduado pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e trabalha como analista na EPE desde 2015, atuando na Superintendência de Geração (SGR/DEE).

Dorel Soares Ramos é engenheiro eletricitista com sólida formação acadêmica e ampla experiência no setor elétrico. Possui graduação (1975), mestrado (1988) e doutorado (1996) em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP). Atuou como Diretor de Regulação, Diretor Comercial (Aquisição de Energia) e Diretor das distribuidoras Bandeirante Energia, Escelsa (ES) e Enersul (MS), além de Diretor de Regulação da holding EDP Energias do Brasil, onde atualmente é Consultor. É Professor Doutor no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP e Sócio Administrador da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda. Tem experiência nas áreas de planejamento de sistemas elétricos, regulação e comercialização de energia, análise de riscos, geração elétrica e modelagem institucional do setor elétrico.