

Análise da operação da UHE Tucuruí sob a ótica da indisponibilidade de suas unidades geradoras no contexto da expansão eólica e solar no Brasil (2011–2024)

Walker Matheus Ferreira da Silva¹, Dieimys Santos Ribeiro², Carlos Barreira Martinez³ e Adriano Silva Bastos⁴

Resumo: Este estudo analisa a operação da Usina Hidrelétrica de Tucuruí (UHE Tucuruí) entre 2011 e 2024, em um contexto de expansão da geração intermitente no Brasil. A ampliação da participação de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica elevou a demanda por ativos capazes de prover flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse cenário, grandes hidrelétricas com reservatório tendem a desempenhar, além da função de suprimento firme, um papel crescente na modulação e compensação da variabilidade sistêmica. A análise baseia-se em indicadores mensais da função geração por unidade geradora (UGE), convertidos em horas equivalentes de indisponibilidade e consolidados em base anual. Em paralelo, considera-se a evolução da geração eólica e solar no país, com o objetivo de examinar possíveis relações entre a expansão dessas fontes e a dinâmica operacional da usina. Os resultados indicam aumento das horas indisponíveis totais ao longo do período, com maior participação do componente programado nos anos mais recentes. Em conjunto com a expansão da geração eólica e solar no Brasil, esse padrão sugere associação temporal positiva e é compatível com a hipótese de maior exigência de flexibilidade sistêmica sobre a usina, em linha com transformações observadas em sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis intermitentes. Contudo, os resultados devem ser interpretados com cautela, uma vez que a associação identificada não permite, isoladamente, estabelecer relações causais diretas entre operação flexível, mecanismos específicos de desgaste ou reconfiguração operacional. Ainda assim, os achados contribuem para a compreensão do papel das hidrelétricas com reservatório como ativos de flexibilidade no contexto da transição energética brasileira.

Abstract: This study analyzes the operation of the Tucuruí Hydroelectric Power Plant (UHE Tucuruí) between 2011 and 2024, within a context of expanding intermittent generation in Brazil. The increased share of variable renewable sources in the electrical matrix has raised the demand for assets capable of providing operational flexibility to the National Interconnected System (SIN). In this scenario, large hydroelectric plants with reservoirs tend to perform, beyond their firm supply function, a growing role in the modulation and compensation of systemic variability. The analysis is based on monthly indicators of the generation function per generating unit (UG), converted into equivalent unavailability hours and consolidated on an annual basis. In parallel, the evolution of wind and solar generation in the country is considered, aiming to examine possible relationships between the expansion of these sources and the plant's operational dynamics. The results indicate an increase in total unavailable hours throughout the period, with a larger share of the scheduled component in more recent years. Combined with the expansion of wind and solar generation in Brazil, this pattern suggests a positive temporal association and is compatible with the hypothesis of greater systemic flexibility requirements imposed on the plant, aligned with transformations observed in electrical systems with a high share of intermittent renewable sources. However, the results should be interpreted with caution, as the identified association does not, in isolation, allow for establishing direct causal relationships between flexible operation, specific wear mechanisms, or operational reconfiguration. Nevertheless, the findings contribute to the understanding of the role of reservoir-based hydroelectric plants as flexibility assets within the context of the Brazilian energy transition.

1 PPG-EME / UNIFEI, Av. BPS, 1303. Itajubá / MG. e-mail: d2026101217@unifei.edu.br.

2 MPEH / UNIFEI, Av. BPS, 1303. Itajubá / MG. e-mail: dieimys@unifei.edu.br

3 PPG-EME / MPEH / UNIFEI & PPGMEC / UFMG. Av. BPS, 1303. Itajubá / MG. e-mail: cmartinez@unifei.edu.br.

4 MPEH / UNIFEI, Av. BPS, 1303. Itajubá / MG. e-mail: adriano.bastos@unifei.edu.br.

Palavras-Chave: UHE Tucuruí; flexibilidade operativa; transição energética; energia eólica; energia solar; indisponibilidade programada; correlação de Pearson.

Keywords: Tucuruí HPP; operational flexibility; energy transition; wind power; solar power; scheduled unavailability; Pearson correlation.

INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira continua predominantemente renovável, mas sua composição interna ao longo da última década foi substancialmente alterada. No ano de 2024, a geração total de eletricidade do país atingiu 751,3 terawatt-hora (TWh). No mesmo ano, a geração eólica alcançou 107,7 TWh e a solar fotovoltaica 70,7 TWh, totalizando cerca de 178,4 TWh de geração variável. Apesar desse avanço, a fonte hídrica permaneceu como principal base da oferta interna de eletricidade, respondendo por aproximadamente 57% do total, enquanto as fontes renováveis, em conjunto, atingiram 88% da oferta interna (EPE, 2025). Esses números indicam que a transição energética brasileira não reduziu a centralidade das hidrelétricas; ao contrário, alterou a natureza do serviço sistêmico por elas prestado.

Em sistemas com maior participação de geração eólica e solar, hidrelétricas de regularização deixam de ser vistas apenas como fornecedoras de energia firme e passam a cumprir, de forma crescente, funções de modulação, compensação e resposta operativa à variabilidade das fontes intermitentes, conforme discutido na literatura internacional recente sobre sistemas com alta penetração de energia renovável variável (VRE, do inglês Variable Renewable Energy) (Rahman et al., 2024; Liu & He, 2023; Vagnoni et al., 2024). Essa interpretação é coerente com o enquadramento institucional do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que situa o acompanhamento e o tratamento dos dados hidroenergéticos no âmbito do planejamento, da programação e da operação do SIN (ONS, 2020).

A UHE Tucuruí constitui caso especialmente relevante nesse debate. Com 8.535 MW de capacidade instalada, a usina desempenha papel central na oferta de serviços ancilares, como regulação de frequência e reserva de potência, além de ocupar posição estratégica no Subsistema Norte do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo fundamental para o atendimento de parcela expressiva da rede elétrica (Eletrobras, s.d.). Em razão de sua escala, de sua importância elétrica e de sua capacidade de regularização, Tucuruí reúne características típicas de um ativo sistêmico de flexibilidade. Essa capacidade operativa é suportada pela infraestrutura hidráulica de seu reservatório, o qual apresenta um volume total de 45,5 km³ (calculado para a cota de 72 m, que representa o nível máximo maximorum) e um volume útil de 32,0 km³ explicitamente disponível para a regularização de vazões e modulação de carga. Diante disso, este artigo tem por objetivo examinar se, entre 2011 e 2024, a trajetória operacional da usina passou a refletir um reposicionamento funcional associado à expansão da geração eólica e solar no Brasil.

MÉTODOS

O banco de dados do estudo é composto pelos arquivos mensais de indicadores da função geração por unidade geradora aplicados à UHE Tucuruí entre 2011 e 2024. O dicionário do ONS explicita que a base é organizada por Unidades Geradoras (UGE), e não por usina agregada, razão pela qual o tratamento anual de Tucuruí exigiu consolidação explícita das 25 UGE (ONS, 2023). O procedimento adotado consistiu em converter os indicadores percentuais mensais em horas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada e, em seguida, agregar esses valores em base anual.

A estratégia metodológica adotada consiste em evitar a utilização de médias simples dos percentuais mensais de indisponibilidade e reconstruir, para cada unidade geradora observada, o volume anual de parada em horas equivalentes. Para isso, os indicadores mensais de indisponibilidade programada e

forçada são convertidos em horas mediante multiplicação pelo número de horas do respectivo mês. Em seguida, os valores são agregados ao longo de todos os registros efetivamente disponíveis no ano. Formalmente correspondem as equações de 1 a 5:

$$H_a^{prog} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^U I_{u,m,a} \left(\frac{INDISPPF_{u,m}}{100} \right) \cdot h_m \quad (1)$$

$$H_a^{forc} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^U I_{u,m,a} \left(\frac{INDISPPF_{u,m}}{100} \right) \cdot h_m \quad (2)$$

$$H_a^{ind} = H_a^{prog} + H_a^{forc} \quad (3)$$

$$H_a^{base} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^U I_{u,m,a} \cdot h_m \quad (4)$$

$$Disp_a(\%) = 100 \left(1 - \frac{H_a^{ind}}{H_a^{base}} \right) \quad (5)$$

Onde, $Disp_a(\%)$ = disponibilidade da unidade geradora;

H_a^{base} = soma das horas-base observadas do parque no ano a ;

H_a^{prog} = total anual agregado de indisponibilidade programada, em horas-unidade equivalentes;

H_a^{forc} = total anual agregado de indisponibilidade forçada, em horas-unidade equivalentes;

H_a^{ind} = total anual agregado de indisponibilidade, em horas-unidade equivalentes no ano a ;

h_m = número de horas do mês m ;

$I_{u,m,a}$ = indicador de observação da unidade geradora

U = número de unidades geradoras consideradas no ano;

$INDISPPF_{u,m,a}$ = indicador percentual de indisponibilidade programada da unidade u , no mês m e ano a ;

$INDISPPF_{u,m,a}$ = indicador percentual de indisponibilidade forçada da unidade u , no mês m , e ano a .

Essas expressões reproduzem a lógica descrita no arquivo-base, segundo a qual as paradas programadas e forçadas são apuradas por unidade geradora e por mês, sendo posteriormente agregadas de forma aditiva ao longo do ano. Nessa formulação, o resultado não corresponde a uma média simples de percentuais, mas sim a uma medida acumulada da indisponibilidade anual do parque, expressa em horas-unidade equivalentes.

A fórmula da disponibilidade é expressa como o complemento da razão entre as horas indisponíveis totais e as horas-base observadas. Isso decorre do fato de que, por exemplo, em 2011, a razão entre 13.534,9 horas indisponíveis e 219.000 horas-base corresponde a 6,18%, ao passo que a disponibilidade apresentada na Tabela 1 é de 93,82%.

A base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utilizada neste estudo não fornece diretamente o número absoluto de desligamentos forçados por unidade geradora, mas sim indicadores de indisponibilidade e de frequência associados à operação das unidades.

Nesse contexto, a caracterização anual dos desligamentos forçados foi construída de forma indireta, a partir da combinação dos indicadores de indisponibilidade forçada e da frequência de desligamentos forçados (FDF), disponibilizados em base mensal.

Considerando-se que a indisponibilidade forçada reflete o tempo acumulado de interrupção associado a falhas ou restrições operativas, e que o indicador FDFE expressa a recorrência desses eventos ao longo do período, adotou-se uma abordagem de agregação anual desses indicadores como medida indireta do comportamento dos desligamentos do parque gerador.

Assim, a estimativa apresentada não corresponde ao número físico exato de eventos discretos de desligamento, mas sim a uma medida sintética, coerente com a estrutura da base de dados, que permite capturar a evolução temporal da ocorrência de interrupções forçadas ao longo do período analisado. Para a comparação com a transição da matriz elétrica, a expansão das fontes eólica e solar foi tratada em GWh. A associação entre a série anual de geração eólica + solar e a série anual de horas indisponíveis totais de Tucuruí foi sintetizada pelo coeficiente de correlação de Pearson. Essa medida estatística compara a covariação entre duas séries com a dispersão de cada uma delas em torno de suas respectivas médias. Trata-se, portanto, de uma medida adimensional, com valores no intervalo entre -1 e $+1$, cujo objetivo é mensurar a intensidade e o sentido da associação linear entre duas variáveis. Quanto mais próximo dos extremos desse intervalo, mais forte é a correlação (Pearson, 1895) (Eq. 6).

$$r = \frac{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y})^2}} \quad (6)$$

em que x_t = geração anual agregada de eólica+solar no ano t ; y_t = horas indisponíveis totais anuais da UHE Tucuruí no ano t ; $\bar{x}$ = média da série de geração eólica+solar; $\bar{y}$ = média da série de horas indisponíveis totais e n = número de anos observados.

Aplicada às séries anuais de 2011 a 2024 utilizadas neste estudo, essa expressão resultou em $r = 0,769$. Esse valor indica uma associação linear positiva entre a expansão da geração eólica e solar e o aumento das horas indisponíveis totais de Tucuruí no período analisado.

Ressalta-se, contudo, que o coeficiente de correlação de Pearson estimado para as séries em nível deve ser interpretado com cautela, uma vez que ambas apresentam tendência temporal crescente ao longo do período analisado. Nessas condições, parte da associação observada pode refletir comovimentação induzida por tendência comum no tempo, e não necessariamente vínculo substantivo entre os fenômenos considerados. Por essa razão, o coeficiente aqui apresentado é tratado como medida descritiva e exploratória de convergência temporal entre as séries, e não como evidência de causalidade. Em termos metodológicos, a robustez dessa associação pode ser aprofundada, em investigações futuras, por meio de testes adicionais, como a correlação entre variações anuais das séries, procedimentos de remoção de tendência ou especificações com controle temporal explícito.

Nota: O número de registros anuais ($UGE \times m\acute{e}s$) não se mantém constante ao longo da série histórica, apresentando valores inferiores a 300 nos anos de 2023 e 2024. Tal variação não resulta de perdas introduzidas no tratamento dos dados, mas reflete a própria disponibilidade de registros na base pública do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por essa razão, as horas equivalentes de indisponibilidade e as horas-base anuais foram calculadas apenas a partir dos registros efetivamente disponíveis em cada ano, conforme representado pelo indicador de observação $I_{u,m,a}$ nas expressões do modelo. Desse modo, os indicadores permanecem internamente consistentes e longitudinalmente comparáveis, ressalvada a variação da cobertura observacional em anos específicos.

Cabe destacar que os indicadores utilizados neste estudo permitem identificar padrões agregados de indisponibilidade e sua evolução temporal, mas não possibilitam isolar, de forma direta, os determinantes específicos desses comportamentos. Assim, eventuais associações entre o aumento da indisponibilidade e a expansão da geração eólica e solar devem ser interpretadas como evidências de

convergência temporal, e não como demonstração denexo causal. Entre as explicações concorrentes potencialmente relevantes incluem-se o envelhecimento do ativo, cronogramas extraordinários de manutenção, intervenções de modernização, condições hidrológicas, alterações no despacho regional e mudanças regulatórias ou institucionais ocorridas no período analisado.

A Tabela 1 apresenta a **consolidação anual da operação/indisponibilidade da UHE Tucuruí**, em comparação com a expansão da geração eólica e solar no Brasil.

Tabela 1 – Consolidação anual da UHE Tucuruí e comparação com a geração eólica e solar

Ano	Registros (UGE x mês)	Horas-base observadas	Deslig. forçados est.	Horas prog.	Horas não prog.	Horas indisponíveis totais	Disponibilidade	Eólica e solar (GWh)
2011	300	219.000	312	6.041,9	7.493,0	13.534,9	93,82%	2.705
2012	300	219.600	276	4.256,3	9.762,8	14.019,2	93,62%	5.050
2013	300	219.000	266	7.176,7	8.697,2	15.873,9	92,75%	6.576
2014	300	219.000	279	5.464,3	12.649,1	18.113,5	91,73%	21.110
2015	300	219.000	229	5.733,7	15.805,0	21.538,7	90,16%	21.685
2016	300	219.600	200	6.447,4	19.823,9	26.271,3	88,04%	33.574
2017	300	219.000	235	14.635,1	22.402,6	37.037,7	83,09%	43.205
2018	300	219.000	247	12.625,6	4.971,4	17.597,0	91,96%	51.936
2019	300	219.000	248	14.213,4	8.036,0	22.249,4	89,84%	62.641
2020	300	219.600	242	7.465,3	16.032,2	23.497,5	89,30%	67.799
2021	300	219.000	285	22.147,2	6.820,4	28.967,6	86,77%	89.038
2022	300	219.000	307	18.469,1	13.649,2	32.118,3	85,33%	111.758
2023	294	214.584	377	44.799,6	6.810,5	51.610,1	75,95%	146.434
2024	272	199.104	336	30.679,7	2.581,9	33.261,6	83,29%	178.319

Fonte: Adaptado de dados abertos de indisponibilidade – ONS, 2024 e Boletim Energético Nacional, 2025.

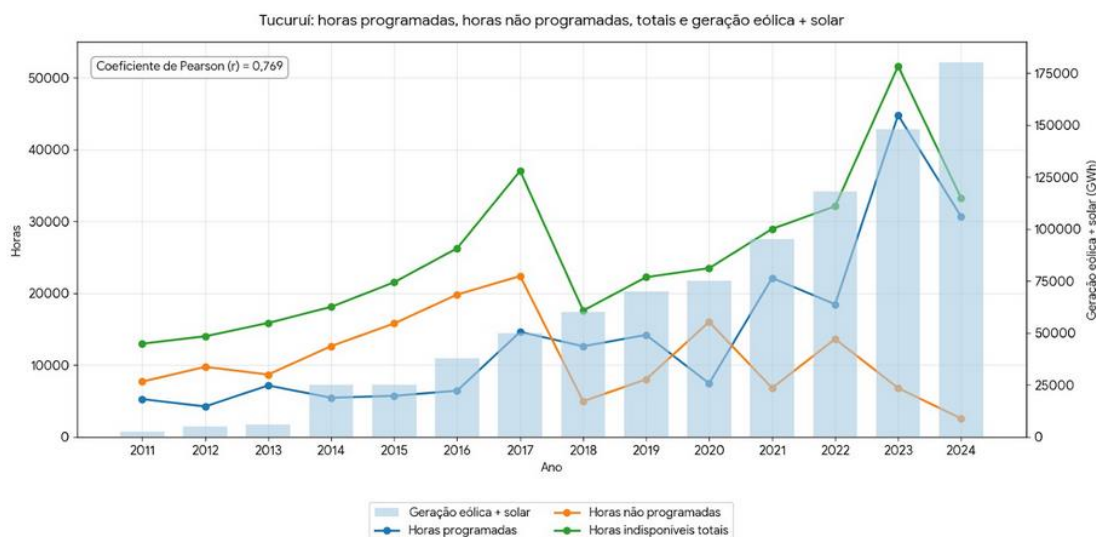
O aspecto mais relevante, contudo, não reside apenas no aumento do total de horas paradas, mas também na composição dessas interrupções. Conforme se observa no Gráfico 1, em diversos anos recentes, especialmente em 2021, 2022, 2023 e 2024, o componente programado assumiu participação dominante, ou ao menos muito expressiva, na indisponibilidade anual do parque. Esse comportamento enfraquece uma interpretação baseada exclusivamente em falhas aleatórias de confiabilidade e sugere uma alteração mais estrutural no ciclo operacional da usina.

Ainda de acordo com o Gráfico 1, a geração agregada de fontes eólica e solar no Brasil evoluiu de 2.705 GWh em 2011 para 178.319 GWh em 2024, enquanto as horas indisponíveis totais da UHE Tucuruí seguiram trajetória ascendente ao longo do período, com oscilações, mas com intensificação mais acentuada nos anos recentes. O confronto visual entre essas séries é compatível com a hipótese de convergência temporal entre o avanço das fontes renováveis variáveis e o aumento da exigência operacional imposta ao parque hidrelétrico.

O Gráfico 1 também sintetiza essa associação por meio do coeficiente de correlação de Pearson, cujo valor de $r=0,769$ indica associação linear positiva entre a expansão da geração eólica e solar e o aumento das horas indisponíveis totais anuais da UHE Tucuruí. Esse resultado, embora relevante do ponto de vista analítico, não deve ser interpretado, por si só, como demonstração de causalidade física. Ainda assim, ele reforça a leitura de que a expansão da geração renovável variável ocorreu

simultaneamente ao crescimento da indisponibilidade total observada na usina ao longo do período analisado.

Gráfico 1 – Evolução das horas de interrupção programadas, não programadas e geração eólica e solar



Nota: O coeficiente de Pearson ($r=0,769$) refere-se à correlação entre a geração anual agregada de energia eólica e solar no Brasil e as horas indisponíveis totais anuais da UHE Tucuruí.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados abertos de indisponibilidade do ONS (2024) e do Boletim Energético Nacional (2025).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos indicam que a trajetória da indisponibilidade das unidades geradoras da UHE Tucuruí, no período de 2011 a 2024, apresenta padrões compatíveis com mudanças no regime operacional da usina em um contexto de expansão da geração eólica e solar no Brasil. Observa-se aumento das horas indisponíveis totais ao longo da série, que passaram de 13.534,9 horas em 2011 para 33.261,6 horas em 2024, com pico de 51.610,1 horas em 2023, acompanhado de maior participação relativa do componente programado nos anos mais recentes. Embora o volume útil do reservatório tenha mantido um padrão estrutural regular, com cheias e secas bem definidas todos os anos, os biênios 2017–2018 e 2023–2024 (ONS, 2024) revelaram descolamentos pontuais motivados por restrições locais, ou seja, no intervalo de 2017 para 2018, onde a indisponibilidade reduziu-se devido a uma cheia extrema na bacia do rio Tocantins que impôs um regime de vertimento para manter a segurança do reservatório e turbinamento contínuo para evitar o desperdício energético, postergando as manutenções. Em contrapartida, a anomalia de 2023–2024 decorreu de falhas críticas e manutenções complexas em transformadores de potência, gerando um pico artificial de horas programadas fora de serviço em 2023, que recuou em 2024 com a conclusão dos reparos. Embora esse padrão seja compatível com mudanças no regime operacional da usina, ele não permite, por si só, atribuir tais alterações exclusivamente ao aumento da participação de fontes renováveis variáveis no SIN. Apesar de consistente com os dados, este padrão não permite isolar a expansão renovável como causa única, devendo ser interpretado como uma hipótese analiticamente plausível concorrente com fatores como o envelhecimento dos equipamentos, a hidrologia e as estratégias específicas de manutenção. Desse modo, a interpretação proposta neste artigo deve ser entendida como uma hipótese

analiticamente plausível e consistente com os dados observados, mas não como identificação definitiva do mecanismo causal predominante.

A interpretação desses resultados deve ser realizada à luz da crescente participação de fontes renováveis variáveis no Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja natureza intermitente tende a ampliar a necessidade de modulação do despacho e de resposta operativa por parte de ativos com capacidade de regularização. Nesse contexto, hidrelétricas com reservatório passam a exercer papel ampliado na compensação de oscilações sistêmicas, o que é coerente com tendências observadas na literatura internacional em sistemas com alta penetração de geração variável (Liu & He, 2023; Vagnoni et al., 2024). Complementarmente, a literatura destaca que a flexibilidade operativa dessas usinas não é irrestrita, sendo fortemente condicionada por fatores físicos e operacionais complexos, tais como restrições de vazão defluente mínima, gerenciamento do nível do reservatório e limites de rampa das turbinas, entre outros fatores (Thapa et al., 2022). Cabe explicitar que a base utilizada neste estudo é composta por dados oficiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de natureza observacional e provenientes de registros operacionais do sistema elétrico, e não de experimentação controlada ou de coleta empírica primária (ONS, 2023; ONS, 2024). Esses dados permitem analisar o comportamento agregado do parque gerador por meio da reconstrução da indisponibilidade em horas equivalentes anuais. Contudo, essa abordagem não contempla diretamente variáveis operativas de maior granularidade, como rampas de geração, frequência de ciclagem, número efetivo de partidas e paradas das unidades geradoras ou despacho em resolução temporal mais fina. Assim, os resultados devem ser interpretados como evidências compatíveis com alterações no padrão operacional, sem permitir a identificação direta dos mecanismos físicos ou operacionais específicos subjacentes.

O aumento da indisponibilidade programada observado nos anos mais recentes é coerente com a hipótese de adaptação do regime de manutenção às novas exigências operativas impostas por um sistema mais dinâmico. Em vez de indicar necessariamente deterioração do ativo, esse padrão pode refletir uma reorganização ativa do planejamento de intervenções, alinhada a estratégias operativas mais flexíveis. Essa interpretação é consistente com estudos que apontam maior demanda por manutenção programada em hidrelétricas submetidas a regimes operacionais mais variáveis (Liu G. et al., 2022; Yang et al., 2018; Presas et al., 2019; Goyal & Gandhi, 2018). Do ponto de vista comparativo, a trajetória de disponibilidade da UHE Tucuruí, que se reduz de 93,82% em 2011 para 83,29% em 2024, com mínimo de 75,95% em 2023, aproxima-se de intervalos observados em sistemas hidrelétricos internacionais sob condições de maior exigência operativa. Há evidências de redução do fator de disponibilidade em frotas hidrelétricas maduras, associada tanto ao envelhecimento quanto a mudanças no regime de operação (Turner et al., 2024). Mais relevante do que o nível absoluto de disponibilidade, contudo, é a mudança na composição da indisponibilidade, com maior participação relativa do componente programado, o que reforça a leitura de reorganização do regime operacional. A associação observada entre a expansão da geração eólica e solar, que evoluiu de 2.705 GWh em 2011 para 178.319 GWh em 2024, e o aumento das horas indisponíveis totais, sintetizada por uma correlação linear positiva ($r=0,769$), sugere convergência temporal entre essas variáveis. Esse resultado é compatível com a hipótese de aumento da exigência sistêmica de flexibilidade sobre ativos hidrelétricos de regularização, mas não permite distinguir, de forma isolada, esse efeito de outros fatores que também podem ter influenciado a trajetória observada da indisponibilidade. Assim, a correlação identificada deve ser entendida como evidência descritiva de coevolução temporal entre as séries, e não como demonstração de causalidade unívoca. No entanto, essa associação não permite, isoladamente, estabelecer relações causais diretas, podendo refletir, ao menos em parte, tendências simultâneas das séries ao longo do período analisado (Pearson, 1895). Por fim, destaca-se que as limitações inerentes à natureza agregada e observacional dos dados utilizados impõem restrições à inferência sobre mecanismos operacionais específicos. Nesse sentido, os resultados devem ser compreendidos como evidências compatíveis com um processo mais amplo

de adaptação funcional das hidrelétricas no contexto da transição energética, e não como demonstração conclusiva de relações causais. Investigações futuras com dados de maior granularidade temporal e variáveis operativas detalhadas podem contribuir para aprofundar a compreensão dos mecanismos associados à flexibilidade hidrelétrica.

CONCLUSÃO

Este estudo examinou a trajetória da indisponibilidade das unidades geradoras da UHE Tucuruí entre 2011 e 2024, com base em dados oficiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024), tratados em horas equivalentes anuais. Os resultados mostram elevação das horas indisponíveis totais ao longo do período e, sobretudo, alteração em sua composição, com maior participação relativa do componente programado nos anos mais recentes. Em paralelo, verificou-se associação estatística positiva entre a expansão da geração eólica e solar no Brasil e a evolução da indisponibilidade da usina, o que sugere convergência temporal entre essas trajetórias. Em conjunto, esses achados são compatíveis com a hipótese de que a UHE Tucuruí tenha passado a operar sob maior exigência de flexibilidade no contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN). Notavelmente, embora o comportamento do volume útil do reservatório tenha mantido um padrão estrutural regular de cheias e secas bem definidas todos os anos, os biênios 2017–2018 e 2023–2024 revelaram quebras de correlação pontuais provocadas por eventos locais de cheia extrema e manutenções complexas em transformadores de potência, evidenciando o peso de restrições específicas de infraestrutura e hidrologia sobre a operação do ativo. Contudo, a base empírica utilizada não permite separar categoricamente o efeito da flexibilidade de explicações concorrentes, como envelhecimento do ativo, intervenções de modernização, despacho regional e mudanças regulatórias. Assim, a principal contribuição do estudo reside em evidenciar, de forma empírica, uma convergência entre a expansão das fontes renováveis variáveis e a reorganização da indisponibilidade operacional de uma grande hidrelétrica com reservatório, sem pretender demonstrar relação causal exclusiva entre esses fenômenos. Desse modo, o trabalho reforça a relevância das usinas hidrelétricas como ativos de flexibilidade em sistemas elétricos com maior participação de geração renovável variável. Estudos futuros com maior granularidade temporal e operacional, incorporando variáveis como despacho horário, rampas de geração, partidas e paradas efetivas das unidades, poderão aprofundar a compreensão dos mecanismos que conectam flexibilidade sistêmica, regime de operação e indisponibilidade em grandes usinas hidrelétricas.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Instituto de Engenharia Mecânica (IEM) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), ao Laboratório Thermo–Hydroelectro (LTHE/UNIFEI), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao CNPq processo 305059/2022-0 e aos demais órgãos e colaboradores.

REFERÊNCIAS

ELETROBRAS [s.d.]. Nossas Usinas. Disponível em:

<<https://www.eletrobras.com/pt/Paginas/Usinas.aspx>. > Acesso em: 7 abr. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional 2025*: ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

GOYAL, R.; GANDHI, B. K. *Review of hydrodynamics instabilities in Francis turbine during off-design and transient operations*. Renewable Energy, v. 116, part A, p. 697–709, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.012.

LIU, G.; QIU, X.; MA, J.; CHEN, D.; LIANG, X. *Influence of Flexible Generation Mode on the Stability of Hydropower Generation System: Stability Assessment of Part-Load Operation*. Energies, v. 15, n. 11, art. 3956, 2022. DOI: 10.3390/en15113956.

LIU, Z.; HE, X. *Balancing-oriented hydropower operation makes the clean energy transition more affordable and simultaneously boosts water security*. Nature Water, v.1, p.778–789, 2023. DOI: 10.1038/s44221-023-00126-0.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Indicadores de desempenho das funções geração por unidade geradora em base mensal*. Base de dados aberta. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível no portal ONS Dados Abertos. Acesso em: 7 abr. de 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Histórico da Operação*. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível no portal ONS Histórico da Operação. Acesso em: 7 abr. de 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Dicionário de dados de indicadores da função geração por unidade geradora – base mensal*. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Procedimentos de Rede – Submódulo 9.2: Acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos do Sistema Interligado Nacional*. Revisão 2020.01. Rio de Janeiro: ONS, 2020.

PEARSON, K. VII. *Note on regression and inheritance in the case of two parents*. Proceedings of the Royal Society of London, v. 58, n. 347–352, p. 240–242, 1895. DOI: 10.1098/rspl.1895.0041.

PRESAS, A.; LUO, Y.; WANG, Z.; GUO, B. *Fatigue life estimation of Francis turbines based on experimental strain measurements: Review of the actual data and future trends*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 102, p. 96–110, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2018.12.001.

RAHMAN, M. et al. *An Overview of Power System Flexibility: High Renewable Energy Penetration Scenarios*. Energies, 17(24), 6393, 2024. DOI: 10.3390/en17246393.

THAPA, S.; MAGEE, T.; ZAGONA, E. *Factors That Affect Hydropower Flexibility*. Water, 14(16), 2563, 2022. DOI: 10.3390/w14162563.

TURNER, Sean W. D.; GHIMIRE, Ganesh R.; HANSEN, Carly; SINGH, Debjani; KAO, Shih-Chieh. *Hydropower capacity factors trending down in the United States*. Nature Communications, v. 15, n. 5445, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41467-024-49553-x>

VAGNONI, E. et al. *The new role of sustainable hydropower in flexible energy systems and its technical evolution through innovation and digitalization*. Renewable Energy, v. 230, art. 120832, 2024. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120832.

YANG, W.; NORRLUND, P.; SAARINEN, L.; et al. *Burden on hydropower units for short-term balancing of renewable power systems*. Nature Communications, v. 9, art. 2633, 2018. DOI: 10.1038/s41467-018-05060-4.