

## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### UMA NOVA ABORDAGEM PARA REPRESENTAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS OPERATIVAS NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO E LONGO PRAZO

CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO(1);GLAYSSON DE MELLO MULLER(1);ANDRÉ MAKISHI(1)  
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(1)

#### RESUMO

Este trabalho apresenta uma alternativa de representação das restrições operativas das hidrelétricas (UHE) no problema de planejamento da operação de médio-longo prazo de sistemas hidrotérmicos. A abordagem proposta considera o histórico de operação para definir valores equivalentes de vazão defluente mínima e a geração hidrelétrica mínima como dados de entrada nos modelos, visando trazer maior aderência com a realidade operativa dos reservatórios, dispensando alterações metodológicas e sem aumento do custo computacional. Os resultados mostram a operação do sistema com níveis de armazenamento mais baixos e uma menor disponibilidade de potência hidrelétrica, influenciando os requisitos sistêmicos para fins de planejamento da expansão da geração centralizada.

#### PALAVRAS-CHAVE

Restrições operativas hidráulicas, inflexibilidade hidrelétrica, geração hidrelétrica mínima, vazão defluente mínima obrigatória, recurso hídrico, usos múltiplos da água, hidrelétricas.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

O período de 2014 a 2021 foi marcado pela sucessão de aflúências abaixo da média histórica, sobretudo nas bacias onde encontram-se os principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que resultou em uma progressiva degradação do armazenamento, atingindo níveis críticos ao final do período seco de 2020 e de 2021, com alguns dos principais reservatórios próximos ao esgotamento do volume útil como Furnas (13,8%), Emborcação (8,6%) e Nova Ponte (10,4%).

Apesar das termelétricas disponíveis e da busca por manter ou retardar o esvaziamento dos reservatórios, o volume de produção hidrelétrica superou o esperado pelas ferramentas de planejamento, indicando a existência de condições e limitações não refletidas nos modelos computacionais.

Nesse contexto, o histórico de operação das hidrelétricas (UHE) foi utilizado para estabelecer restrições operativas hidráulicas equivalentes no modelo NEWAVE [1], visando resultados mais próximos ao observado no passado recente, sendo apresentado neste trabalho a forma como foram obtidos as equivalências e os principais ganhos para fins de planejamento da operação e expansão.

#### 2.0 - RESTRIÇÕES OPERATIVAS HIDRÁULICAS

A maneira como as hidrelétricas são integradas ao meio ambiente traz limitações e condicionantes para operação associadas aos diferentes usos do recurso hídrico como os exemplos apresentados a seguir.

- Manter a navegabilidade
- Permitir a captação de água para irrigação, uso público ou industrial
- Atenuar a intrusão salina junto a foz
- Evitar o aprisionamento de peixes em lagoas e várzeas
- Evitar injúrias a ictiofauna
- Evitar o alagamento de imóveis e infraestruturas
- Realizar o controle de cheias
- Evitar danos à calha do rio e preservar morfologia fluvial
- Permitir acesso de corredores de dessedentação de animais
- Manter condições para criações de peixes no reservatório
- Preservar a qualidade da água, considerando estratificação térmica do reservatório
- Manter condições de turismo e lazer

A diversidade das características locais de cada usina e dos usos da água reflete ainda em uma variedade de tipos e efeitos das restrições, podendo ser temporárias, sazonais ou permanentes e estar condicionadas a diferentes fatores, como o período da piracema, nível de água do reservatório, vazão afluente, entre outras.

Sob a ótica da operação do reservatório, as principais variáveis influenciadas pelas restrições são apresentadas a seguir.

- Taxa máx. de deplecionamento
- Taxa máx. de variação de defluência
- Vazão defluente mín.
- Vazão defluente máx.
- Vazão turbinada mín.
- Taxa máx. de variação do nível de jusante
- Restrição de partidas/ paradas
- Nível mín. do reservatório
- Nível máx. do reservatório
- Regras de manobra do vertedouro

Essas restrições são declaradas pelos agentes conforme Procedimentos de Rede do ONS [2] e incorporadas nos modelos oficiais do setor como o NEWAVE, DECOMP e DESSEM, influenciando assim a formação de preço no mercado de curto prazo e os critérios utilizados para a indicação da expansão.

O Manual de Procedimentos da Operação (MPO) do ONS [3] classifica como Restrições Operativas Hidráulicas (ROH) as limitações que devem ser respeitadas para evitar danos em infraestruturas, meio ambiente e sociedade, como pontes, ictiofauna e áreas urbanas, assumindo portanto, um caráter mandatório na operação das usinas. Já as Informações Operativas Relevantes (IOR) contemplam os limites a serem considerados, quando possível, e as restrições cujas incertezas não possibilitem o estabelecimento quantitativo de seus valores ou do seu período efetivo de aplicação.

Além das restrições associadas do uso múltiplo da água, as necessidades relacionadas à segurança e operação do sistema elétrico podem também influenciar a gestão do armazenamento nos reservatórios, como a necessidade de manter número mínimo de unidades geradoras em operação para manutenção da inércia e a alocação de Reserva de Potência Operativa.

A representação das particularidades e das restrições operativas individuais das UHE ainda é um desafio para os modelos de planejamento da operação, como relatado em [4], devido, dentre outros fatores, a falta de dados detalhados e a complexidade frente ao aumento do custo computacional. Todavia, o relatório aponta que a representação adequada das restrições hidráulicas permite uma avaliação mais realista da disponibilidade hídrica e um melhor entendimento do papel das hidrelétricas na operação do sistema.

Para fins de planejamento de médio-longo prazo é necessário ainda segregar as restrições conjunturais daquelas estruturais, com efeitos sistêmicos e de maior duração, demandando análise e monitoramento contínuo das condições e características de cada UHE.

### 3.0 - REPRESENTAÇÃO NOS MODELOS E INFLUÊNCIA NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O modelo NEWAVE é utilizado para o planejamento da operação de médio e longo prazo e considera uma resolução mensal, curva de carga representada por patamares de carga representando blocos de horas do mês, usinas hidrelétricas agrupadas por Reservatório Equivalente de Energia (REE) e o sistema elétrico composto por subsistemas com interligações [1].

De forma resumida, os dados históricos de vazão em diversas localidades são utilizados para criação de séries de aflúências futuras e a avaliação da árvore de possibilidades de níveis de armazenamento ao longo do horizonte permite a obtenção da Função de Custo Futuro, relacionado ao valor da água armazenada em cada estágio (ano/mês) do horizonte. O problema de otimização é então expresso pela minimização do custo total de operação (soma do custo presente e do custo futuro), sujeito ao atendimento das equações que regem o balanço hídrico, atendimento à demanda, atendimento às metas geração, limites físicos e operativos.

#### Geração hidrelétrica mínima

A restrição de geração hidrelétrica mínima foi implementada na versão 12.14 do modelo NEWAVE [5], sendo indicada no arquivo "ghmin.dat" para cada usina, estágio e patamar de carga, desde que a usina possua ao menos um reservatório a montante na cascata. Conforme descrito em [5], a meta de geração hidrelétrica mínima de cada REE, estágio e patamar de carga é definido como:

$$GHmin_{i,t,k} = \sum_{j=1}^{NUHE_i} GHmin_{j,t,k}$$

Com:

$GHmin_{i,t,k}$  Meta de geração hidrelétrica mínima (MW médios) do REE  $i$ , no estágio  $t$  e patamar de carga  $k$   
 $NUHE$  Quantidade de usinas hidrelétricas do REE  $i$  que possuem ao menos um reservatório a montante

$GHmin_{m,t,k}$  Meta de geração hidrelétrica mínima (MWmédios) da UHE  $j$ , no estágio  $t$  e patamar de carga  $k$

A solução deve satisfazer a seguinte equação:

$$GH_{i,t,k} + \delta GHmin_{i,t,k} \geq (GHmin_{i,t,k} - EVmin_{i,t} - EFIO_{i,t} - EARCf_{i,t} + EDSVf_{i,t}) \cdot FPENG_{k,t}$$

Com:

$GH_{i,t,k}$	Geração hidrelétrica controlável (MWmês) do REE $i$ , no estágio $t$ e patamar de carga $k$
$\delta GHmin_{i,t,k}$	Violação da geração hidrelétrica mínima (MWmês) do REE $i$ , no estágio $t$ e patamar de carga $k$
$EDSVf_{i,t}$	Energia de desvio de água fio d'água (MWmédios) do REE $i$ no estágio $t$
$FPENG_{i,t}$	Duração do patamar $k$ no período $t$ (p.u.)
$EVmin_{i,t}$	Energia de vazão mínima (MWmédios) do REE $i$ no estágio $t$
$EFIO_{i,t}$	Energia fio d'água líquida (MWmédios) do REE $i$ no estágio $t$
$EARCf_{i,t}$	Energia de acréscimo de água fio d'água (MWmédios) do REE $i$ no estágio $t$

Soma-se ao custo operativo de cada estágio a penalização da violação da geração hidrelétrica mínima como:

$$730,5 \cdot \sum_{s=1}^{NSIS} \left( \sum_{i=1}^{NREE} \left( \sum_{k=1}^{NPAT} \delta GHmin_{i,t,k} \cdot \psi_{ghmin_{s,i,k}} \right) \right)$$

Com:

$NSIS$	Número de subsistemas
$NREE$	Número de Reservatórios Equivalentes de Energia
$NPAT$	Número de Patamares de Carga
$\psi_{ghmin_{s,i,k}}$	Penalidade para a violação da geração mínima no subsistema $s$ , REE $i$ e patamar $k$

#### Vazão defluente mínima

A restrição de vazão defluente mínima com variação mensal foi implementada na versão 12.19 do modelo NEWAVE [5]. O modelo considera a energia associada a vazão defluente mínima, fazendo essa conversão a partir da queda operativa associada ao nível d'água do reservatório e nível médio do canal de fuga. Dessa forma:

$$EVmin_{i,t} = c \cdot \sum_{l=1}^{NRES} Qmin_{l,t} \cdot \left( \rho_l H_l + \sum_{m=1}^{NUHEF} \rho_m heq_m \right)$$

Com:

$EVmin_{i,t}$	Energia de vazão mínima do REE $i$ no estágio $t$ considerando todos os reservatórios na altura equivalente [MWmês]
$NRES$	Número de reservatórios do REE $i$
$Qmin_{l,t}$	Vazão defluente mínima obrigatória do reservatório $l$ no estágio $t$ em [m <sup>3</sup> /s]
$\rho_l$ e $\rho_m$	Produtibilidade específica da usina $l$ ou $m$ em [MW/m <sup>3</sup> /s/m]
$H_l$	Altura de queda equivalente da usina $l$
$NUHEF$	Número de usinas a fio d'água
$heq_m$	Altura de queda equivalente da usina a fio d'água $m$

A partir da equação apresentada o modelo determina a energia de vazão mínima associada ao nível d'água máximo, mínimo e médio, utilizando um polinômio de segundo grau determinado a partir desses três pontos para estabelecer a meta de energia de vazão mínima em função do armazenamento em cada mês, que deve ainda satisfazer:

$$M_{EVMIN}(EA_t)_{i,t} = evmin_{i,t} + \delta evmin_{i,t}$$

Com:

$M_{EVMIN}(EA_t)_{i,t}$	Meta de energia de vazão mínima no REE $i$ e estágio $t$ em [MWmês]
$evmin_{i,t}$	Energia de vazão mínima atendida no REE $i$ e estágio $t$ em [MWmês]
$\delta evmin_{i,t}$	Violação da Energia de vazão mínima atendida no REE $i$ e estágio $t$ em [MWmês]

Soma-se ao custo operativo de cada estágio a penalização da violação da energia de vazão mínima como:

$$\sum_{s=1}^{NSIS} \left( \sum_{i=1}^{NREE} (\delta evmin_{i,t} \cdot \psi_{evmin}) \right)$$

Com:

$\psi_{ghmin}$  Penalidade para a violação da energia de vazão mínima em [R\$/MW]

De acordo com [1], é possível definir dois valores de penalidade para violação da energia de vazão mínima bem como duas vazões defluentes mínimas obrigatórias para cada usina, conferindo diferentes graus de importância para a função objetivo. Destaca-se que tanto para a restrição de geração mínima como para a restrição vazão defluente mínima, o não atendimento não inviabiliza a solução do problema, sendo as violações consideradas como variáveis de folga e penalizadas na função objetivo do problema (mínimo custo total).

Com relação a restrição de vazão defluente mínima, uma abordagem alternativa foi proposta por [6], consistindo em criar curvas de energia armazenável mínima capaz de suprir a vazão obrigatória para cada série e cada estágio do horizonte de estudo para, posteriormente, determinar uma curva envoltória dos cenários para cada subsistema, atribuindo penalidade pela violação na função objetivo do problema. Como resultados, a alternativa apresentou significativa redução da violação da restrição de vazão defluente mínima, com pequeno aumento do custo de operação.

#### Disponibilidade de Potência Hidrelétrica

A disponibilidade de potência hidrelétrica é feita utilizando a ferramenta de Balanço de Potência (BP) [7], que considera tanto os dados de entrada como os de saída do modelo NEWAVE, como a Geração Hidrelétrica Total (GHTOT) e a Energia Armazenada, para cada REE, série hidrológica e estágio, as vazões defluentes mínimas e a configuração hidráulica com as características das usinas.

Assumindo algumas premissas, como o rateio do GHTOT conforme potência máxima disponível de cada UHE e o deplecionamento equiforme entre reservatórios de um mesmo REE, o BP avalia a quantidade de energia mensal que pode ser modulada pelas hidrelétricas para atendimento a demanda no patamar 1, especificado como o patamar de ponta.

Ao estimular o aumento do GHTOT por meio do GHmin no NEWAVE, há tendência de aumento da contribuição de capacidade das UHE. Por outro lado, a redução do armazenamento aumenta a perda por deplecionamento. A vazão mínima defluente também influencia a contribuição de potência a descontar do GHTOT a parcela que não pode ser modulada.

## 4.0 - METODOLOGIA

Para a utilização dos dados históricos de geração horária é necessário determinar a equivalência com os parâmetros utilizados no modelo NEWAVE, considerando as simplificações e premissas abordadas anteriormente. São apresentadas a seguir a metodologia adotada para definir as restrições operativas de vazão mínima defluente e de geração hidrelétrica mínima.

#### Meta de geração hidrelétrica mínima (GHMIN)

1. Foram obtidos de forma aberta no site do ONS [8] os dados de geração horária verificada de cada UHE (incluindo Itaipu Total) para o período compreendido entre 05/2018 e 05/2021. Esse horizonte foi selecionado por (i) não haver grandes alterações de capacidade hidrelétrica instalada, (ii) por corresponder ao período de escassez hídrica onde era esperada máxima redução da geração hidrelétrica e (iii) por não contemplar as flexibilizações temporárias das defluências mínimas das UHE Porto Primavera e Jupia.
2. Foram obtidas as durações de cada patamar nos PMO do período supracitado. O patamar de ponta foi acrescentado com a duração correspondente a  $p1=10/730,5$  e o patamar da carga pesada ( $p2$ ) redefinido como  $p2=1-p1-p3-p4$ , mantendo os valores  $p3$  e  $p4$ . Em seguida foram calculadas as durações em horas fazendo  $n1=p1*n^{\circ}horas$ ,  $n2=p2*n^{\circ}horas$ ,  $n3=p3*n^{\circ}horas$  e  $n4=p4*n^{\circ}horas$ , considerando o número de horas de cada mês/ano.
3. Os valores de carga líquida horária para cada mês foram obtidos e ordenados de forma decrescente sendo os primeiros  $n1$  instantes classificados como patamar 1, os  $n2$  instantes subsequentes como patamar 2 e assim sucessivamente. Os instantes encontrados são utilizados para definir em qual patamar de carga ocorreu cada valor de geração hidrelétrica horária.

4. As UHE são agrupadas por REE sendo somadas as gerações horárias dentro de cada grupo. Em seguida, para cada mês (1 a 12) e cada patamar (1 a 4) são obtidos os 5% instantes com menores valores de geração de cada REE.
5. Os instantes registrados anteriormente são utilizados para verificar a geração individual de cada UHE, integrante de cada REE, tomando a média dos valores em cada usina, com o objetivo de atenuar a influência de valores espúrios.
6. São selecionadas somente as UHE que possuem ao menos um reservatório a montante, conforme rotina LEGHMIN do NEWAVE e os valores de geração obtidos são registrados no arquivo GHMIN.DAT, com os respectivos códigos das usinas, mês e patamar.
7. Os valores são repetidos ao longo do horizonte de estudo.

#### Vazão defluente mínima obrigatória (VAZMIN)

1. São utilizados os mesmos dados de geração horária das UHE [8], com o agrupamento por REE. Em seguida, para cada mês (1 a 12) são obtidos os 1% instantes com menores valores de geração de cada REE.
2. Para os instantes selecionados anteriormente são verificados os valores de geração tomando a média em cada UHE. Os valores de geração são então convertidos para vazão assumindo a queda correspondente ao reservatório com 65% de volume útil, nível médio do canal de fuga e perda de carga média conforme dados cadastrais.
3. Comparam-se os valores obtidos com as restrições oficiais de defluência mínima das usinas, tomando-se o maior valor.
4. Os valores encontrados anteriormente são repetidos ao longo do horizonte de estudo e registrados no arquivo MODIF.DAT

## 5.0 RESULTADOS

### Geração Hidráulica e Armazenamento

Alguns dos principais resultados que evidenciam o otimismo intrínseco as simulações do NEWAVE são observados nas variáveis Geração Hidrelétrica e Armazenamento, conforme mostra as Figuras 1, 2 e 3. Inicialmente, destaca-se que a diferença entre os casos simulados se deve a maior gestão do recurso que o modelo apresenta utilizando os dados oficiais, em contrapartida ao uso dos dados a partir da metodologia proposta, que induzem as hidrelétricas a uma maior geração compulsória e reduzem a gestão dos recursos hídricos. Como consequência da maior produção compulsória em meses de menor demanda, a menor gestão sobre o recurso hídrico torna o armazenamento reduzido em todos os meses do ano, como apresenta a Figura 3, mostrando a dificuldade das usinas hidrelétricas em encher os reservatórios quando explicitadas essas restrições.

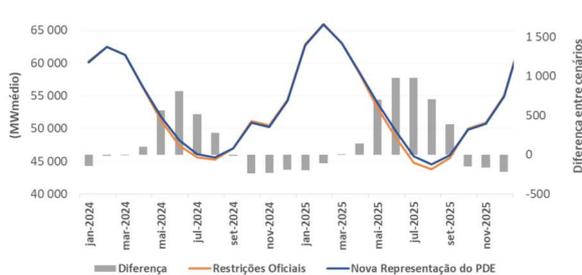


Figura 1- Geração hidrelétrica no SIN com e sem novas restrições operativas

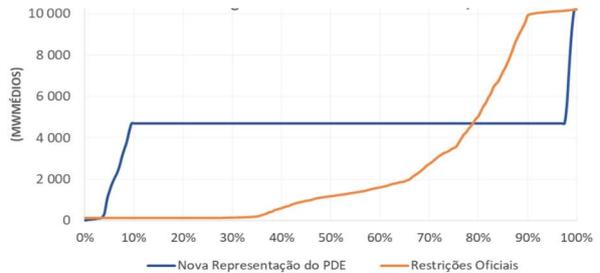


Figura 2- Geração hidrelétrica com e sem novas restrições operativas - Carga leve - NE - Nov/25

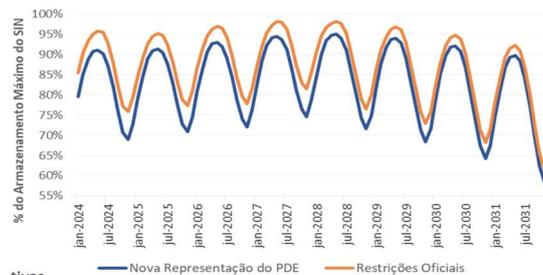


Figura 3- Armazenamento médio do SIN com e sem novas restrições operativas

A avaliação pela distribuição dos armazenamentos demonstra que, apesar de alcançar valores máximos e mínimos parecidos, com a nova abordagem a maioria dos cenários são alterados. A Figura 4 apresenta a distribuição do armazenamento do SIN para os 2.000 cenários hidrológicos simulados para (a) maio de 2025 e (b) novembro de 2025, destacando, respectivamente, o final do período seco e o final do período úmido. É importante analisar a diferença de comportamento do armazenamento do SIN para diferentes meses do ano, principalmente nos momentos em que os reservatórios tendem a apresentar os maiores (final do período úmido) e menores (final do período seco) níveis de armazenamento. Fica evidente que a nova representação das restrições operativas nas simulações reduz em parte o otimismo resultante das simulações.

Enquanto que, com os dados oficiais, o modelo apresenta cerca de 50% de probabilidade de terminar o período úmido totalmente cheio (ponto A), esse valor reduz para, aproximadamente, 20% com as restrições propostas na nova metodologia (ponto B). Já para o final do período seco, além de apresentar níveis mais baixos em todos os cenários, a probabilidade de armazenamentos inferiores a 60% aumenta de 10% de chance (restrições oficiais) para 24% (com a nova representação), nos pontos C e D, respectivamente.

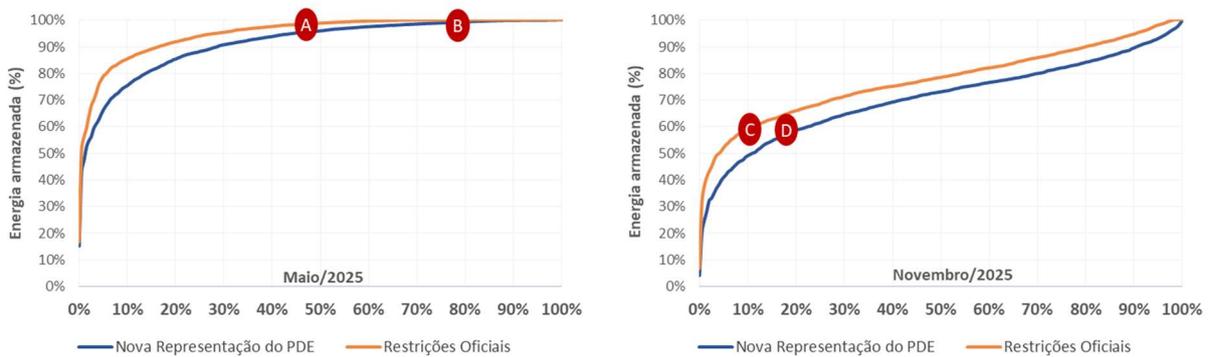


Figura 4 - Distribuição da energia armazenada (%) - (a) Maio/2025; (b) Novembro/2025

### Potência disponível das UHE

Adicionalmente, foram avaliadas a potência disponível das UHE, ou disponibilidade de potência hidráulica, utilizando os dados oriundos da proposta metodológica apresentada neste trabalho. A comparação com os resultados obtidos usando as restrições oficiais pode ser visto na Figura 5(a)(b) e na Figura 6. Dois efeitos importantes foram observados na Potência Disponível das UHE:

1 – Para a simulação de 2021, os resultados foram aderentes a situação vivida no momento de escassez hídrica.

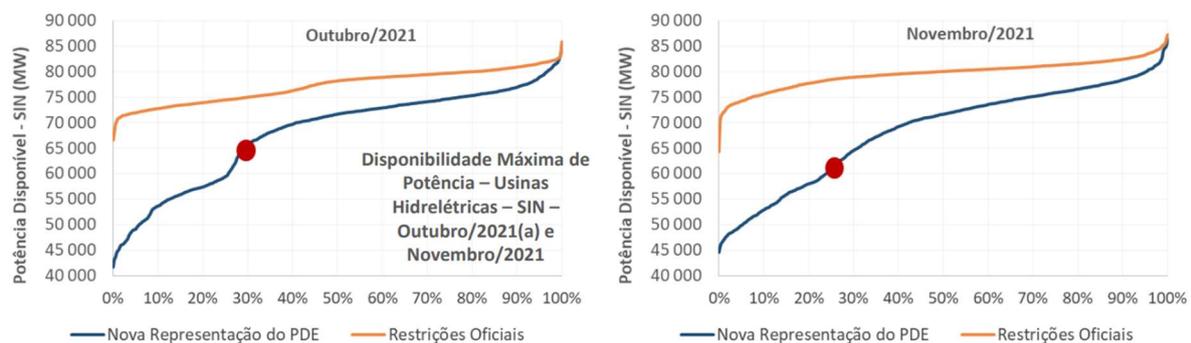


Figura 5 - Disponibilidade Máxima de Potência das UHE no SIN - (a) Outubro/2021; (b) Novembro/2021

2 - Para o ano de 2026, as situações críticas continuam vistas, porém, em menor criticidade (o que é benéfico, dado a recorrência de cenários como o biênio 2020/2021).

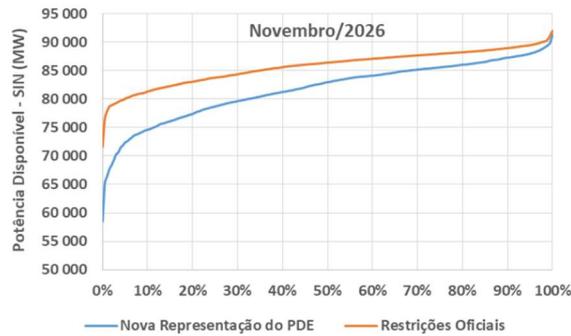


Figura 6 - Disponibilidade Máxima de Potência das UHE no SIN - Novembro/2026

Por fim, analisando o caso com a expansão de referência, a nova representação:

- Mantém a identificação de cenários mais críticos (e o sistema está previsto para eles)
- Permite um Pdisp mais elevado em cenários de boa hidrologia: o uso energético das UHE foi considerado para tal.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Na abordagem proposta neste trabalho, as restrições operativas das UHE são consideradas de forma implícita nos modelos de planejamento, uma vez que o histórico de operação contempla as variadas limitações e condicionantes operativas das UHE, sobretudo no período de escassez hídrica, onde buscava-se a menor geração hidrelétrica possível. Os dados de geração verificada são tratados para obtenção da equivalência com as considerações do modelo NEWAVE, como a agregação espacial das usinas em REE, carga representada por poucos patamares e granularidade mensal. Essa abordagem dispensa alterações metodológicas e maior complexidade na modelagem do sistema, evitando ainda um aumento do custo computacional. Dessa forma, é possível considerar limitações eventualmente não mapeadas e efeitos não capturados pelo tratamento convencional das restrições.

Os resultados obtidos mostram a operação com níveis mais baixos de armazenamento em diversos cenários, indicando maior proximidade com a operação observada no passado recente. Apesar da consideração de forma implícita, as restrições hidráulicas devem ser monitoradas para assegurar a validade das premissas adotadas em condições futuras, não dispensando a manutenção do processo de registro e atualização das Restrições Operativas conforme Procedimentos de Rede do nos. A melhor representação das restrições operativas das UHE e seus efeitos na operação e planejamento do sistema contribui ainda para um melhor equilíbrio entre os múltiplos usos da água, além de uma maior previsibilidade sobre o uso dos recursos, permitindo a antecipação de ações corretivas ou ajustes sobre as decisões de planejamento.

Por fim, a solução apresentada ainda pode ser aprimorada ao considerar maior detalhamento das condições operativas, tais como a variação do nível d'água no canal de fuga das UHE, nível de montante das usinas a fio d'água aderente ao histórico de operação e outras possibilidades de agrupamento dos REE. Nesse sentido, a implementação e utilização do modelo híbrido no NEWAVE, com a consideração das características e limites individuais das UHE pode trazer ganhos significativos na representação das restrições operativas das usinas e operação do sistema.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CEPEL – Projeto NEWAVE - Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazos – Manual do Usuário – Fevereiro de 2022. Disponível em <https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/ManualUsuario.pdf> Acesso em 02 de junho de 202
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2023). Procedimentos de Rede. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- [3] ONS – Manual de Procedimentos da Operação – “Conceitos e Metodologias para a Operação Hidráulica dos Sistemas de Reservatórios” - RT-OR.BR.01 – REV.07 (2021)
- [4] NREL – “Hydropower Modeling Challenges” - Technical Report NREL/TP-5D00-68231 April 2017. Disponível em <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68231.pdf>> Acesso em 02 de junho de 2023.
- [5] Relatório Técnico DP/DEA n° 53694\_2006 – “Notas técnicas do Projeto NEWAVE – anos 2005 e 2006” – CEPEL de 2006. Disponível em [https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/02/Rel-53694\\_2006.pdf](https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/02/Rel-53694_2006.pdf)
- [6] Conceição, W.C., Marcato, A. L., Brandi, R.B.S., Filho, J.A.P.,Junior, I.C..S. – “Nova Metodologia para representação da vazão mínima obrigatória em sistemas equivalentes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos”
- [7] Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2023). Ferramenta de Balanço de Potência. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia>
- [8] ONS (2023), Dados Abertos ONS - Geração por Usina em Base Horária. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2>

## DADOS BIOGRÁFICOS



## (1) CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO

Engenheiro eletricitista (2011) e mestre em engenharia elétrica (2020) pela Universidade Federal Fluminense - UFF. Profissional com 15 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, atuando em grandes empresas dos seguimentos de operação, distribuição e geração de energia. Ingressou na EPE em 2015, onde atualmente é Consultor Técnico na Superintendência de Geração, 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.

## (2) GLAYSSON DE MELLO MULLER

Engenheiro eletricitista com ênfase em Sistemas de Potência pela UERJ, mestrado e doutorado pela Coppe-UFRJ. Doutor em Engenharia Elétrica, com tese de título "Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro" ("Impact of New Technologies and Smart Grids in Long-Term Demand of the Brazilian Electric System"). Atualmente ocupando o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, empresa ligada ao Ministério de Minas e Energia, na área de planejamento de geração de energia. Também realiza estudos sobre demanda de energia e resposta da demanda.

## (3) ANDRÉ MAKISHI

Engenheiro Mecânico pela Universidade Federal de Itajubá. Ingressou na EPE em 2015, onde atua como Analista de Pesquisa Energética na Superintendência de Geração, atuando na condução de estudos energéticos para o planejamento da expansão da geração e na análise técnica e econômica de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.