

XXV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS

PREVISÕES DE VAZÃO EM MÉDIO PRAZO PARA USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DO BRASIL

*Arthur Kolling Neto¹; Vinicius A. Siqueira²; Cléber H. de A. Gama³; Rodrigo C. D. de Paiva⁴;
Fernando M. Fan⁵; Walter Collischonn⁶; Reinaldo Silveira⁷; Cassia S. A. Paranhos⁸ & Camila
Freitas⁹*

Resumo: As previsões de vazão têm mostrado melhorias ao longo dos anos, abrangendo modelos hidrológicos em escalas continentais e globais, mas seu desempenho em relação às previsões operacionais em escalas local e regional precisa ser avaliado. Este estudo avalia o desempenho das previsões de vazão de médio prazo, semanais, para 147 grandes usinas hidrelétricas (UHEs) brasileiras e o compara com o desempenho das previsões emitidas operacionalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Um modelo hidrológico em escala continental foi forçado com previsões de médio prazo do ECMWF, e os resultados foram corrigidos usando as técnicas de *quantile mapping* (QM) e modelo autorregressivo. Em comparação com o ONS, as previsões corrigidas em escala continental emitidas para a primeira semana apresentaram desempenho igual ou melhor em 60% das UHEs, especialmente para os subsistemas Norte e Sudeste, nos meses DJF e MAM, e para UHEs com menor capacidade instalada. Os resultados sugerem que o uso de correções simples nas previsões de vazão emitidas por modelos em escala continental pode resultar em previsões competitivas mesmo para aplicações em escala regional.

Palavras-Chave – previsão em conjunto; pós-processamento; correção de viés.

Abstract: Streamflow predictions have shown improvements over the years, encompassing hydrological models at continental and global scales, but their performance compared to operational predictions at local and regional scales needs to be evaluated. This study assesses the performance of medium-term, weekly streamflow predictions for 147 large Brazilian hydropower plants (HPs) and compares them with predictions issued operationally by the National Electric System Operator (ONS). A continental-scale hydrological model was forced with medium-term predictions from ECMWF, and the results were corrected using quantile mapping (QM) and autoregressive modeling techniques. Compared to the ONS predictions, the corrected continental-scale predictions issued for the first week demonstrated equal or better performance in 60% of the HPs, particularly for the Northern and Southeastern subsystems, during the DJF and MAM months, and for HPs with lower installed capacity. The results suggest that the use of simple corrections in streamflow predictions issued by continental-scale models can lead to competitive forecasts, even for regional-scale applications.

1) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), arthur.kolling@ufrgs.br

2) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), vinisiquera@gmail.com

3) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), cleber.hag@gmail.com

4) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), rodrigo.paiva@ufrgs.br

5) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), fernando.fan@ufrgs.br

6) Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), collischonn@iph.ufrgs.br

7) Sistema de Tecnologia e Monitoramento Ambiental do Paraná - SIMEPAR, reinaldo.silveira@simepar.br

8) Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Curitiba, cassia.aver@copel.com

9) Companhia Paranaense de Energia - COPEL, camila.freitas@copel.com

1. INTRODUÇÃO

A energia hidrelétrica é uma importante fonte de energia renovável e limpa. O Brasil é o país com a segunda maior capacidade instalada de energia hidrelétrica globalmente (EPE, 2022), abrigando seis das vinte maiores usinas hidrelétricas do mundo (Cazzaniga et al., 2019). Enquanto a energia hidrelétrica contribui aproximadamente com 60% da capacidade total de energia do país (EPE, 2022), a maior porcentagem da energia produzida por essa fonte vem das grandes usinas hidrelétricas (UHEs), que fazem parte de um sistema hidrotérmico muito extenso e complexo chamado Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. O SIN é otimizado por uma cadeia de modelos que abordam o planejamento operacional de longo prazo (5 anos), sazonal (12 meses) e mensal, bem como o planejamento operacional de curto prazo para tomar decisões operacionais nas próximas semanas (Collischonn et al., 2007). O planejamento e a coordenação do SIN são realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) do Brasil, que rotineiramente emite previsões de afluência natural para os reservatórios do SIN, necessárias como entrada para os modelos de otimização (Maciel et al., 2020).

Nos últimos anos, os métodos de previsão de vazão operacional têm passado por mudanças graduais ao incorporar previsões de precipitação com antecedência de até 14 dias em modelos chuva-vazão (Tucci et al., 2019), embora as previsões de afluência natural usadas nos modelos de otimização do SIN ainda sejam determinísticas. Por outro lado, o progresso no campo da previsão de vazão em escala de bacia hidrográfica tem caminhado no sentido do uso de múltiplos cenários futuros de vazão na forma de conjuntos. Os métodos de conjunto permitem considerar as incertezas presentes na cadeia de previsão, que podem surgir de várias fontes, como erros na forçante meteorológica, limitações dos modelos na representação dos processos hidrológicos e deficiências na estimativa de parâmetros (Casagrande et al., 2017; Fan et al., 2015; Thirel et al., 2010; Verkade et al., 2017).

O âmbito de competitividade entre previsões em escala continental (ou global) e previsões operacionais em escala regional ainda não tem recebido a devida atenção. É intuitivo que as previsões de vazão geradas por modelos hidrológicos em grande escala sejam menos precisas do que aquelas calibradas localmente (Crochemore et al., 2020), o que reflete limitações nos dados de forçante utilizados, na parametrização e no nível de detalhamento. No entanto, atualmente existem várias técnicas que podem melhorar a precisão da previsão de vazão a partir de informações locais, desde métodos simples de correção de viés até métodos mais complexos, como calibração em conjunto, pós-processamento estatístico e assimilação de dados, embora os métodos simples sejam geralmente mais atraentes devido à sua eficiência e facilidade de aplicação operacional (Boucher et al., 2015).

Nesse sentido, Lozano et al., (2021) mostraram que uma simples correção de viés nos resultados de um sistema em escala global foi capaz de transformar de forma efetiva simulações históricas de escoamento e previsões para uso em escala local no Brasil, enquanto Wang et al., (2023) constataram que um sistema de previsão global (GloFAS) superou um sistema regional na previsão de escoamentos elevados e teve um desempenho razoável na previsão de escoamentos baixos a moderados após correção de viés nas previsões de escoamento. A combinação de correção simples de viés com modelos autorregressivos capazes de utilizar informações locais recentemente disponíveis (Li et al., 2015; Sharma et al., 2018) também se mostrou adequada para previsão hidrológica. Portanto, é interessante saber até que ponto é possível produzir previsões precisas de afluência natural para os reservatórios do SIN usando técnicas de modelagem em escala continental e se essas previsões podem ser usadas como informações adicionais às previsões atualmente produzidas de forma operacional.

O objetivo deste estudo é avaliar o desempenho de previsões de vazão de médio prazo, semanais, emitidas para 147 UHEs do SIN por um modelo hidrológico em escala continental e

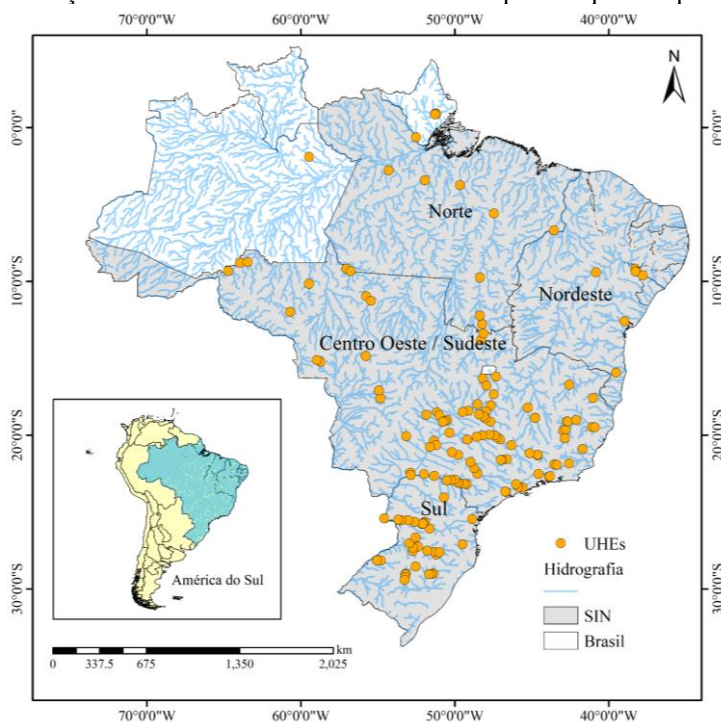
comparar essas previsões com aquelas que estão sendo geradas pelo ONS para apoiar a operação nos locais das UHEs. Este trabalho apresenta parte dos resultados obtidos durante a execução de projeto de Pesquisa e desenvolvimento desenvolvido, Rhama e Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR) para a empresa COPEL Geração e Transmissão S.A., no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de código ANEEL PD-06491-0503/2018 e título "Previsão hidroclimática com abrangência no sistema interligado nacional de energia elétrica".

2. METODOLOGIA

2.1 Área de estudo

O estudo abrange 147 UHEs do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, no domínio entre as latitudes 5° N-30° S e longitudes 65° W-35° W. Essas UHEs foram selecionadas com base na disponibilidade de dados de vazão natural, uma vez que algumas UHEs recebem a maior parte dos afluentes de outros rios por meio de canais artificiais e estações de bombeamento (ONS, 2022). Atualmente, o SIN possui uma capacidade instalada de mais de 179.366 MW, e as usinas hidrelétricas correspondem a 109.190 MW (60,9%). A Figura 1 mostra o mapa com a localização das UHEs do SIN e seus respectivos subsistemas (Sul, Centro-Oeste/Sudeste, Nordeste e a maior parte do Norte).

Figura 1 – Localizações das 147 usinas hidrelétricas do SIN para as quais as previsões foram avaliadas



2.2 Dados

Séries temporais diárias de vazão naturalizada, abrangendo o período de janeiro de 1980 a dezembro de 2020, foram obtidas para as 147 UHEs do SIN selecionadas por meio do portal SINtegre (<https://sintegre.ons.org.br>).

Previsões diárias de precipitação em conjunto do Centro Europeu de Previsão do Tempo de Médio Prazo (ECMWF) foram obtidas para o período entre maio de 2015 e dezembro de 2020 por meio da plataforma *Thorpex Interactive Grand Global Ensemble* (TIGGE) (<http://tigge.ecmwf.int/>).

Essas previsões em conjunto consistem em 50 membros perturbados com um horizonte de previsão de 15 dias, e sua resolução espacial depende do ciclo do modelo ECMWF.

Para a inicialização do modelo durante o período de previsão (2015-2020), foram utilizados dados diários de precipitação do *Integrated Multi-satellite Retrievals for GPM (IMERG) v06 final run*. Os dados do IMERG tiveram a correção de viés posteriormente, de modo a coincidir com a distribuição climatológica do *Multi-Source Weighted Ensemble Precipitation (MSWEP) v1.1*, uma vez que o MSWEP foi usado para calibrar o modelo MGB-SA (Siqueira et al., 2018).

2.3 Correção de viés – Quantile Mapping

Para corrigir os vieses nas previsões de vazão, foi aplicado o procedimento *quantile mapping* (QM) de maneira semelhante a Wood e Schaake (2008) e Hashino et al., (2007). Assim, funções de distribuição acumulada (CDF) são obtidas a partir das vazões observadas e simuladas, e para cada traço do conjunto de previsões, o QM substitui a descarga prevista pelo valor observado que tem a mesma probabilidade de não excedência, de acordo com:

$$\widehat{Z}_i = F_o^{-1}[F_S(Z_i)] \quad (1)$$

onde \widehat{Z}_i é o traço do conjunto de previsões corrigido de viés para o ensemble I, F_o^{-1} é a inversa da CDF da descarga observada, F_S é a CDF da descarga simulada e Z_i é o traço do conjunto de previsões sem correção.

2.4 Modelo autorregressivo (AR)

Nesse método, o valor atual da série temporal (Q_t) é definido como uma combinação dos valores passados da própria série temporal mais um ruído aleatório (ϵ_t), onde t é o índice de tempo. Assim, no modelo AR(p), onde p é a ordem do modelo, tem-se como entrada os valores passados Q_{t-1} , Q_{t-2} , ..., Q_{t-p} , multiplicados pelos parâmetros otimizados α para prever o próximo valor Q_t . Na Equação (2), é dado um exemplo de como seria um modelo AR apenas:

$$Q_{prev}(t)' = Q_{prev}(t) - \alpha_1' * (Q_{prev}(t_0) - Q_{Obs}(t_0)) \quad (2)$$

onde $Q_{prev}(t)'$ é a previsão de vazão corrigida com um modelo autorregressivo de defasagem 1; $Q_{Obs}(t_0)$ e $Q_{prev}(t_0)$ são, respectivamente, a vazão observada e a vazão simulada pelo modelo no tempo inicial (t_0).

No modelo autorregressivo, pode-se considerar a função de autocorrelação do processo, ($p_t = \alpha_1' * t$), onde t é o número de observações a serem incluídas na correção; neste caso, t é igual a 1 (Maidment, 1993). O parâmetro α_1' pode ser determinado calculando a função de autocorrelação entre os tempos de liderança dos dados de previsão.

2.5 Avaliação das previsões

A avaliação foi realizada considerando as vazões médias semanais de 1 a 7 dias e de 8 a 15 dias de antecedência, e as previsões brutas de vazão foram comparadas com aquelas corrigidas pelo uso do QM individualmente e ambas as correções (QM+AR). Além disso, o potencial de melhoria no desempenho ao aplicar o QM e o QM+AR nas previsões de vazão nos locais do SIN foi investigado

em termos de vazões elevadas ($>Q75$ das vazões não excedentes) e vazões moderadas a baixas ($<Q50$), bem como em termos de características como sazonalidade e variabilidade rápida das vazões.

Também foi analisado o impacto da correção nas previsões brutas de vazão produzidas pelo MGB-SA usando os dados do ECMWF como entrada (doravante referido como MGB-ECMWF). Para avaliar as configurações bruta, QM e QM+AR para as previsões de vazão do MGB-ECMWF, foi utilizado o viés percentual (PBIAS). O PBIAS mede a tendência das previsões em superestimar ou subestimar os valores observados, e é calculado para a média do conjunto de previsões:

$$PBIAS = 100 \frac{\sum_{i=1}^N (Fcst_i - Obs_i)}{\sum_{i=1}^N (Obs_i)} \quad (3)$$

Onde Obs_i e $Fcst_i$ são as vazões observadas e previstas, respectivamente, e i e N são o número atual e total de previsões.

A avaliação das previsões foi realizada apenas para o tempo de antecedência de 1 semana, de forma a manter coerência com as avaliações apresentadas nos relatórios oficiais da ONS (ONS, 2020). Para essa avaliação, adotamos métricas padrão que são rotineiramente usadas pela ONS para avaliação de previsões, nomeadamente o Erro Percentual Médio Absoluto (MAPE) e a Eficiência de Nash-Sutcliffe (NSE):

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{Fcst_i - Obs_i}{Obs_i} \right| \quad (4)$$

$$NSE = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (Fcst_i - Obs_i)^2}{\sum_{i=1}^N (Obs_i - \underline{Obs_i})^2} \quad (5)$$

onde Obs_i e $Fcst_i$ são as vazões observadas e previstas, respectivamente; i e N são o número atual e total de previsões, e $\underline{Obs_i}$ é a média dos valores observados.

Além disso, a ONS (ONS, 2010) desenvolveu um índice geral de desempenho chamado Distância Multicritério (DM), que utiliza as métricas acima como um par ordenado (1 - NSE, MAPE) e calcula a distância euclidiana até a origem de um sistema de coordenadas cartesianas:

$$DM = \sqrt{(1 - NSE)^2 + (MAPE)^2} \quad (6)$$

Onde, DM varia de 0 a ∞ e valores próximos de zero indicam um melhor desempenho.

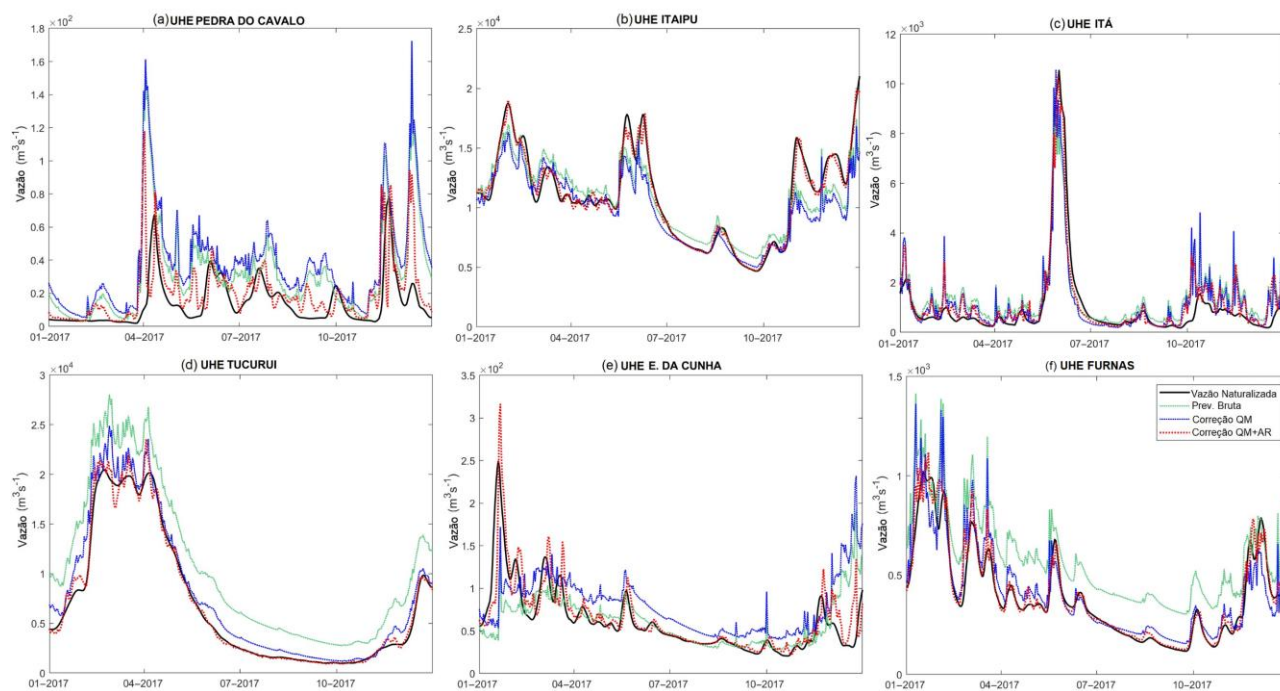
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 2 são apresentados exemplos de hidrogramas com previsões de vazão sem correção e corrigidas semanalmente, a partir do modelo hidrológico em escala continental. Os resultados são mostrados considerando um horizonte de previsão fixo de 1 a 7 dias, e as UHEs utilizadas como exemplos foram escolhidas com base em diferentes características de sazonalidade e variações diárias de vazão. A Figura 2a mostra os hidrogramas para a UHE Pedra do Cavalo, que apresenta alta sazonalidade e variações rápidas, e a Figura 2b mostra os hidrogramas para a UHE Itaipu, onde ambos os índices são baixos. As Figuras 2c e 2d exibem os hidrogramas para as UHEs Itá e Tucuruí, respectivamente, em que a primeira é caracterizada por alta variação diária de vazões e baixa sazonalidade, e a última por baixa variabilidade e alto índice sazonal. Por fim, nas Figuras 2e e 2f, as UHEs Euclides da Cunha e Furnas apresentam valores médios para esses índices de vazão.

As correções com o método QM mostram performances variáveis. Por exemplo, há um efeito positivo notável na subida e recessão dos hidrogramas nas UHEs Tucuruí e Furnas (e em menor medida na recessão em Itaipu), enquanto nas UHEs Pedra do Cavalo e Itá aparentemente não há

benefício dessa correção. Em alguns casos, como na UHE Euclides da Cunha, a aplicação do QM aparentemente causa redução na precisão das previsões, o que pode ser explicado pelo desempenho muito baixo do modelo hidrológico nesse local. Por outro lado, a aplicação do QM+AR resultou em ganhos substanciais de desempenho em todos os casos analisados.

Figura 2. Previsões de vazão média semanal (média do conjunto) para o horizonte de previsão de 1 a 7 dias em (a) Pedra do Cavalo, (b) Itaipu, (c) Itá, (d) Tucuruí, (e) Euclides da Cunha e (f) Usina de Furnas

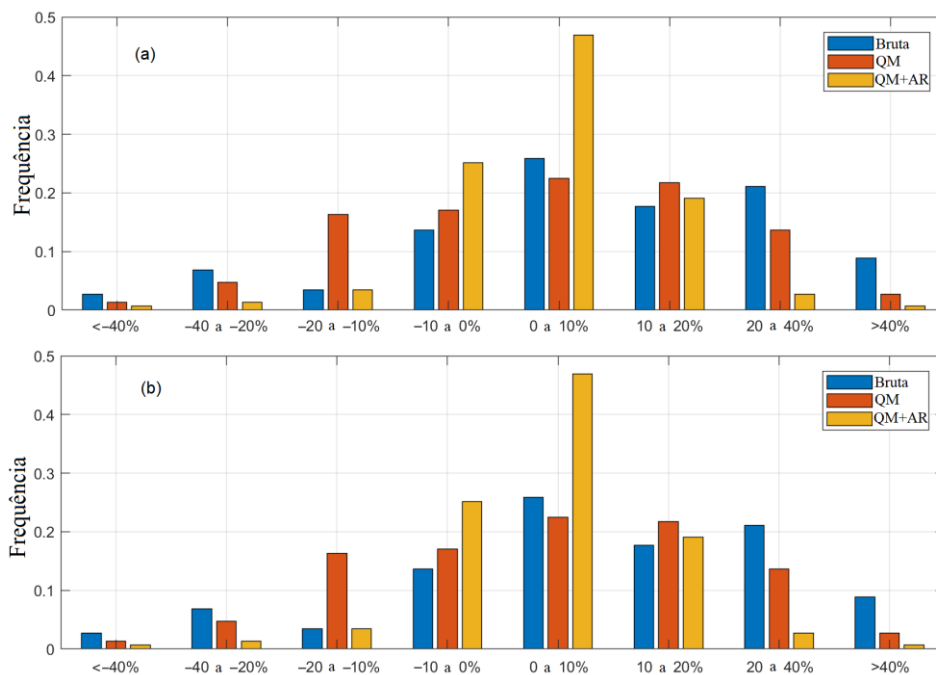


A aplicação do QM nas vazões previstas permitiu melhorias geralmente para vazões baixas a moderadas, embora as previsões frequentemente apresentassem menor desempenho em comparação com referências simples (por exemplo, persistência) para tais condições. No entanto, a aplicação do QM nas vazões previstas pode levar a reduções na precisão em relação às previsões não corrigidas se o desempenho do modelo hidrológico for muito baixo, como observado na UHE Euclides da Cunha. Por outro lado, a correção das vazões previstas com a combinação de QM e atualização AR usando as vazões naturais observadas levou a uma melhoria substancial no desempenho das previsões, e essa correção foi mais eficaz em locais com menor variabilidade de vazão diária. A sazonalidade afetou o desempenho da correção QM+AR apenas em menor grau; observou-se melhorias no desempenho das previsões em algumas UHEs com algum grau de sazonalidade, mas apenas para condições de vazão baixa a moderada. Isso significa que a capacidade de corrigir as vazões previstas produzidas por modelos hidrológicos em escala continental dependerá mais do intervalo de tempo entre a chuva e a resposta hidrológica do que da existência (ou ausência) de um comportamento hidrológico bem definido de úmido-seco.

Os vieses das previsões não corrigidas e corrigidas (QM e QM+AR) foram categorizados em intervalos, e a frequência relativa das UHEs com previsões em cada categoria é mostrada na Figura 3. Em geral, as previsões não corrigidas do MGB-ECMWF têm um viés predominantemente positivo. A correção QM contribui para reduzir a porcentagem de UHEs para as quais as vazões previstas são superestimadas em 20-40% e >40%, embora aumente a frequência de subestimação no intervalo de viés de -20 a -10%. Para a configuração QM+AR e horizonte de previsão de 1 a 7 dias, o viés está principalmente concentrado entre -10 e 10% (~70% das UHEs), enquanto para 8 a 15 dias com antecedência, os valores tendem a ser mais próximos daqueles observados para QM, mas ainda

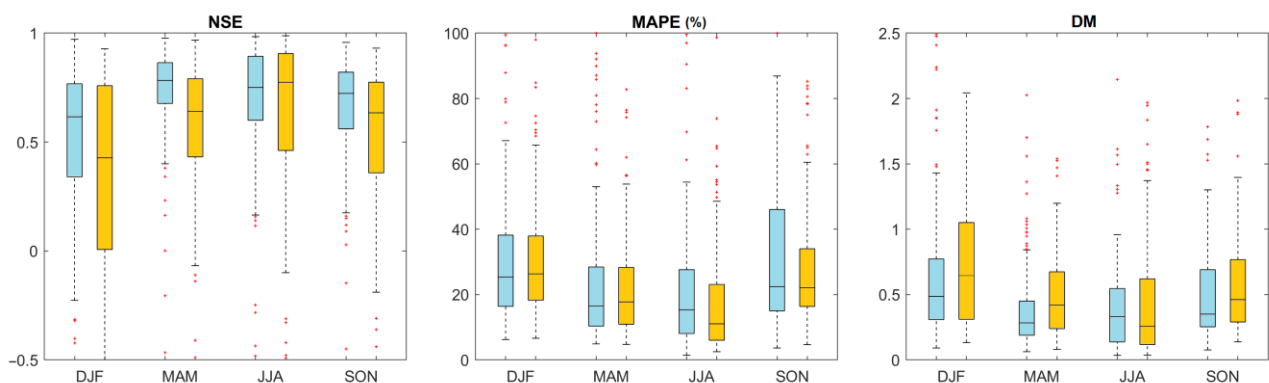
exibem viés menor do que este último. Além disso, para horizontes de previsão mais longos, um maior número de UHEs apresenta valores de PBIAS (vieses percentuais) (altos) positivos quando a correção de viés é aplicada, provavelmente devido à correção incorreta dos vieses de resposta ao escoamento a partir da precipitação prevista.

Figura 3. Viés percentual das previsões de vazão do MGB-ECMWF para as configurações não corrigidas, correção de viés (QM) e correção de viés + atualização (QM+AR). A frequência relativa refere-se ao número de usinas hidrelétricas do SIN que se enquadram em cada categoria. Os gráficos mostram resultados para os horizontes de previsão de (a) 1 a 7 e (b) 8 a 15 dias



A comparação entre as previsões MGB-ECMWF e as previsões do ONS de acordo com a estação do ano é mostrada na Figura 4. Os *boxplots* incluem o desempenho das 147 UHEs. Em geral, as maiores diferenças na precisão global (medida pelo DM) são encontradas principalmente no DJF e MAM, onde há um desempenho positivo para as previsões MGB-ECMWF. Os erros percentuais tendem a ser maiores durante a primavera (SON) e menores durante o inverno (JJA), e em ambas as estações as previsões MGB-ECMWF apresentam desempenho inferior em comparação com as previsões do ONS.

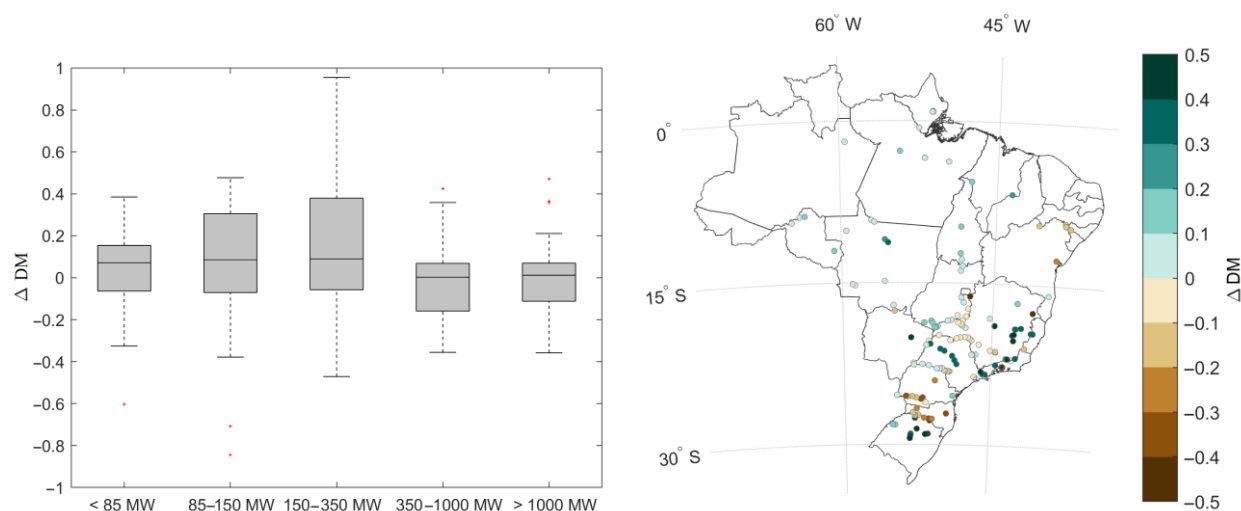
Figura 4. Comparação do desempenho das previsões MGB-ECMWF (amarelo) × ONS (azul) com 1 semana de antecedência, de acordo com a estação do ano



A Figura 5a mostra as diferenças de desempenho (ΔDM) entre as previsões da ONS e MGB-ECMWF de acordo com a capacidade instalada das UHEs do SIN e a Figura 5b mostra os valores de

ΔDM distribuídos geograficamente. As faixas de capacidade instalada foram atribuídas de forma a abranger um número similar de UHEs em cada classe. Melhores desempenhos das previsões da MGB-ECMWF são observados para UHEs com menor capacidade instalada, onde os valores medianos de ΔDM estão próximos de 0,1 e o percentil 75 atinge 0,15, 0,3 e 0,37 para as faixas de <85, 85-150 e 150-350 MW, respectivamente. Para as UHEs maiores, com capacidade instalada superior a 350 MW, as diferenças são menores (mediana próxima de zero), e geralmente há um melhor desempenho das previsões da ONS (uma maior dispersão de ΔDM para valores negativos).

Figura 5. Diferenças de Distância Multicritério (DM) entre as previsões da ONS e MGB-ECMWF ((2015-2020) com 1 semana de antecedência, de acordo com (a) a capacidade instalada das usinas hidrelétricas do SIN e com (b) padrões espaciais sobre as localidades do SIN. Diferenças positivas representam melhor performance geral do MGB-ECMWF



O desempenho das previsões varia bastante no espaço, com áreas de destaque de ΔDM alternando-se geralmente (entre valores negativos e positivos) no sul e sudeste do Brasil, embora as previsões corrigidas (QM+AR) em escala continental apresentem maior precisão relativa ($\Delta DM > 0$) na maioria das localidades analisadas (~60% de todas as UHEs). As previsões da MGB-ECMWF superam principalmente as da ONS nos subsistemas Norte e Centro-Oeste/Sudeste, onde são observados valores positivos de ΔDM em 100% e 69% das UHEs, respectivamente. Por outro lado, as previsões da MGB-ECMWF apresentaram menor precisão nos subsistemas Nordeste e Sul, com ΔDM positivo em apenas 28% e 38% das UHEs, respectivamente.

Em relação à comparação entre o desempenho das previsões e a capacidade instalada, é possível que os modelos da ONS sejam mais focados em UHEs com maior capacidade instalada, que desempenham um papel mais importante na definição dos preços de energia e no atendimento à demanda. Isso pode ser uma das razões que explicam a maior precisão das previsões do ONS em relação às previsões em escala continental para essas UHEs. As previsões em escala continental também mostraram desempenho relativamente menor durante os meses de JJA, que é a estação seca em grande parte do SIN. Durante a estação seca, o benefício das previsões de vazão para uma semana à frente é tipicamente menor do que o das previsões emitidas durante o período chuvoso, pois a previsibilidade é maior devido à longa recessão hidrográfica e consequente alta persistência das vazões. Por outro lado, parece haver espaço para melhoria nas previsões de vazão para UHEs com menor capacidade instalada, especialmente durante a estação chuvosa (DJF).

4. CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que as previsões de vazão do MGB-ECMWF emitidas para as UHEs do SIN são principalmente afetadas por um viés positivo, e seu desempenho é geralmente baixa. No entanto, com a introdução de ambos os métodos de correção de saída (QM+AR), a quantidade de UHEs com melhor desempenho para o horizonte de 1 a 7 dias aumentou substancialmente tanto para vazões baixas a moderadas quanto para vazões altas, enquanto o uso apenas da correção QM permitiu melhorar principalmente para vazões baixas a moderadas e para o horizonte de 8 a 15 dias. Embora as diferenças no desempenho das previsões (entre correção e sem correção) tenham sido menos dependentes da sazonalidade da vazão, para vazões altas, as melhorias no desempenho foram maiores em locais com variações diárias lentas na vazão do rio (ou seja, menor variabilidade instantânea), enquanto para vazões baixas a moderadas, as melhorias no desempenho foram obtidas mesmo em locais caracterizados por uma variabilidade diária relativamente alta da vazão.

Considerando o período de verificação de 2015 a 2020, observamos que o desempenho relativo entre ONS e MGB-ECMWF foi bastante variável em toda a extensão geográfica do SIN, mas na maioria dos locais as previsões do MGB-ECMWF apresentaram desempenho igual ou até mesmo melhor do que as emitidas pelo ONS, especialmente em UHEs com menor capacidade instalada (tipicamente <350 MW) e durante os meses de DJF e MAM. Além disso, melhores desempenhos das previsões em escala continental foram observados nos subsistemas do SIN no Norte e Centro-Oeste/Sudeste.

Por fim, os resultados sugerem que o uso de dados locais para corrigir os resultados de modelos em escala continental pode resultar em previsões com precisão competitiva para aplicações em escala regional. Informações pertinentes ao avanço na previsão de vazões de médio alcance para grandes reservatórios hidrelétricos no Brasil por meio de modelagem hidrológica em escala continental foram obtidos por Kolling Neto et al., (2023). Além disso, existem oportunidades de melhoria no desempenho das previsões operacionais de vazão emitidas para as localidades das UHEs do SIN, mesmo para as previsões produzidas com os modelos atuais do ONS. Isso seria possível, uma vez que os métodos usados neste estudo podem ser aplicados diretamente a outros modelos de chuva-vazão (por exemplo, modelos agrupados ou semi - distribuídos) desenvolvidos para operar em escalas espaciais menores (local ou regional).

AGRADECIMENTOS – Os autores agradecem à Copel [Geração e Transmissão](#) pelo financiamento do projeto concedido pela Agência Brasileira de Energia Elétrica (ANEEL). O primeiro autor também agradece à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) do Brasil por financiar parcialmente o projeto com uma bolsa.

5. REFERÊNCIAS

- Boucher, M. A., Perreault, L., Anctil, F., & Favre, A. C. (2015). Exploratory analysis of statistical post-processing methods for hydrological ensemble forecasts. *Hydrological Processes*, 29(6), 1141–1155. <https://doi.org/10.1002/HYP.10234>
- Casagrande, L., Tomasella, J., dos Santos Alvalá, R. C., Bottino, M. J., & de Oliveira Caram, R. (2017). Early flood warning in the Itajaí-Açu River basin using numerical weather forecasting and hydrological modeling. *Natural Hazards*, 88(2), 741–757. <https://doi.org/10.1007/S11069-017-2889-0/FIGURES/4>
- Cazzaniga, R., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., & Tina, G. M. (2019). Integration of PV floating with hydroelectric power plants. *Heliyon*, 5(6), e01918. <https://doi.org/10.1016/J.HELIYON.2019.E01918>
- Collischonn, W., Morelli Tucci, C. E., Clarke, R. T., Chou, S. C., Guilhon, L. G., Cataldi, M., & Allasia, D. (2007). Medium-range reservoir inflow predictions based on quantitative precipitation forecasts. *Journal of Hydrology*, 344(1–2), 112–122. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2007.06.025>
- Crochemore, L., Ramos, M. H., & Pechlivanidis, I. G. (2020). Can Continental Models Convey Useful Seasonal Hydrologic Information at the Catchment Scale? *Water Resources Research*, 56(2), e2019WR025700. <https://doi.org/10.1029/2019WR025700>

- EPE, E. de P. E. (2022, August). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022*.
[http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuuario-livro/#23_Gera%C3%A7%C3%A3o_el%C3%A9trica_por_fonte_\(GWh\)](http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuuario-livro/#23_Gera%C3%A7%C3%A3o_el%C3%A9trica_por_fonte_(GWh))
- Fan, F. M., Schwanenberg, D., Collischonn, W., & Weerts, A. (2015). Verification of inflow into hydropower reservoirs using ensemble forecasts of the TIGGE database for large scale basins in Brazil. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 4(PB), 196–227. <https://doi.org/10.1016/J.EJRH.2015.05.012>
- Hashino, T., Bradley, A. A., & Schwartz, S. S. (2007). Evaluation of bias-correction methods for ensemble streamflow volume forecasts. *Hydrology and Earth System Sciences*, 11(2), 939–950. <https://doi.org/10.5194/HESS-11-939-2007>
- Kolling Neto, A., Siqueira, V. A., Gama, C. H. de A., Paiva, R. C. D. de, Fan, F. M., Collischonn, W., Silveira, R., Paranhos, C. S. A., & Freitas, C. (2023). Advancing Medium-Range Streamflow Forecasting for Large Hydropower Reservoirs in Brazil by Means of Continental-Scale Hydrological Modeling. *Water (Switzerland)*, 15(9), 1693. <https://doi.org/10.3390/W15091693/S1>
- Li, M., Wang, Q. J., Bennett, J. C., & Robertson, D. E. (2015). A strategy to overcome adverse effects of autoregressive updating of streamflow forecasts. *Hydrology and Earth System Sciences*, 19(1), 1–15. <https://doi.org/10.5194/HESS-19-1-2015>
- Lozano, J. S., Bustamante, G. R., Hales, R. C., Nelson, E. J., Williams, G. P., Ames, D. P., & Jones, N. L. (2021). A Streamflow Bias Correction and Performance Evaluation Web Application for GEOGloWS ECMWF Streamflow Services. *Hydrology 2021, Vol. 8, Page 71*, 8(2), 71. <https://doi.org/10.3390/HYDROLOGY8020071>
- Maciel, G. M., Cabral, V. A., Marcato, A. L. M., Júnior, I. C. S., & Honório, L. D. M. (2020). Daily water flow forecasting via coupling between SMAP and deep learning. *IEEE Access*, 8, 204660–204675. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3036487>
- Maidment, D. R. (1993). Handbook of hydrology. In *McGraw-Hill Companies*.
- ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. (2010). *Operação do Sistema Interligado Nacional: Relatório Anual de Avaliação das Previsões de Vazões – 2010*. 1–230.
- ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. (2020). *Relatório anual de avaliação das previsões de vazões e energias naturais afluentes de 2019*. 1–105.
- ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. (2022). *O que é o SIN*. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>
- Sharma, S., Siddique, R., Reed, S., Ahnert, P., Mendoza, P., & Mejia, A. (2018). Relative effects of statistical preprocessing and postprocessing on a regional hydrological ensemble prediction system. *Hydrology and Earth System Sciences*, 22(3), 1831–1849. <https://doi.org/10.5194/HESS-22-1831-2018>
- Siqueira, V. A., Paiva, R. C. D., Fleischmann, A. S., Fan, F. M., Ruhoff, A. L., Pontes, P. R. M., Paris, A., Calmant, S., & Collischonn, W. (2018). Toward continental hydrologic-hydrodynamic modeling in South America. *Hydrology and Earth System Sciences*, 22(9), 4815–4842. <https://doi.org/10.5194/HESS-22-4815-2018>
- Thirel, G., Regimbeau, F., Martin, E., Noilhan, J., & Habets, F. (2010). Short-and medium-range hydrological ensemble forecasts over France. *Atmospheric Science Letters*, 11(2), 72–77. <https://doi.org/10.1002/ASL.254>
- Tucci, C. E. M., Collischonn, W., Fan, F. M., & Schwanenberg, D. (2019). Hydropower Forecasting in Brazil. *Handbook of Hydrometeorological Ensemble Forecasting*, 1307–1328. https://doi.org/10.1007/978-3-642-39925-1_55/COVER
- Verkade, J. S., Brown, J. D., Davids, F., Reggiani, P., & Weerts, A. H. (2017). Estimating predictive hydrological uncertainty by dressing deterministic and ensemble forecasts; a comparison, with application to Meuse and Rhine. *Journal of Hydrology*, 555, 257–277. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2017.10.024>
- Wang, H., Zhong, P., Zsoter, E., Prudhomme, C., Pappenberger, F., & Xu, B. (2023). Regional Adaptability of Global and Regional Hydrological Forecast System. *Water 2023, Vol. 15, Page 347*, 15(2), 347. <https://doi.org/10.3390/W15020347>
- Wood, A. W., & Schaake, J. C. (2008). Correcting Errors in Streamflow Forecast Ensemble Mean and Spread. *Journal of Hydrometeorology*, 9(1), 132–148. <https://doi.org/10.1175/2007JHM862.1>