

## XXVI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HIDRÍCOS

### **ESTUDO DE VIABILIDADE PARA A IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA REVERSÍVEL COM ASSOCIAÇÃO À PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES**

*Nicolas Nathan Ferraz Domingues<sup>1</sup>; André Luiz Tonso Fabiani<sup>2</sup> & Daniel Henrique Marco Detzel<sup>3</sup>*

**Abstract:** In Brazil, from the 21st century onward, renewable energy sources have seen a significant increase in installed capacity, especially wind and solar power. However, these renewable sources are characterized by variable generation and, therefore, may not contribute to the energy supply during periods of peak demand. One alternative to increase the efficiency of these sources is their association with storage systems, specifically with Pumped Storage Plants (PSP), which have large-scale capacity. In this regard, the objective of this study is to present a case study by implementing a PSP in association with floating photovoltaic panels (FPP) at the Santa Clara and Fundão Hydroelectric Plants (Jordão river, Paraná), using two methodologies to calculate the turbine/pumping flow: the inflow seasonality and the historical of spilled flows. From the above-mentioned methodologies, two configurations were obtained with pumping installed capacities of 6.8 MW and 18.6 MW, respectively, and flow rates of 8.41 m<sup>3</sup>/s and 22.54 m<sup>3</sup>/s, in that order. To meet the energy demand in pumping mode, 37,000 panels are needed for the first case and 96,000 for the second, providing energy for 6 hours per day. The research concluded that, for the arrangements to be economically attractive, a specific remuneration scheme is required so that the assets are considered as actual energy reserves for variable generation assets.

**Resumo:** No Brasil, a partir do século XXI, as chamadas fontes de energia renovável tiveram um crescimento de potência instalada acentuado, especialmente as fontes eólica e solar. Entretanto, essas fontes renováveis possuem a característica de geração variável e, desse modo, podem não contribuir com a oferta de energia nos períodos de maior demanda. Uma alternativa para aumentar a eficiência dessas fontes é a associação com sistemas de armazenamento, especificamente com Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), as quais possuem capacidade em grande escala. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso implantando-se uma UHR com associação a painéis fotovoltaicos flutuantes (PFF) nas instalações das UHEs Santa Clara e Fundão (rio Jordão, Paraná) utilizando duas metodologias para o cálculo da vazão turbinada/bombeada: a sazonalidade das vazões afluentes e o histórico de vazões vertidas. A partir das metodologias supracitadas, obteve-se dois arranjos com potência instalada de bombeamento de 6,8 MW e 18,6 MW, respectivamente, e vazões de 8,41 m<sup>3</sup>/s e 22,54 m<sup>3</sup>/s, nesta ordem. Para atender a demanda de energia no modo bomba, são necessários 37.000 painéis para o primeiro caso e 96.000 para o segundo, fornecendo energia durante 6 horas por dia. A pesquisa concluiu que, para que os arranjos possam ser atrativos economicamente, é necessário que haja uma forma de remuneração específica, de modo que os ativos sejam considerados como uma reserva energética de fato para os ativos de geração variável.

**Palavras-Chave** – Usinas hidrelétricas reversíveis, painéis fotovoltaicos flutuantes, usinas híbridas.

1) Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (PPGERHA), UFPR, nicolasnf.domingues@gmail.com

2) Professor permanente no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (PPGERHA), UFPR, andre.dhs@ufpr.br

3) Professor permanente no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (PPGERHA), UFPR, detzel@ufpr.br

## INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira apresenta uma característica específica que a distingue da matriz elétrica mundial: o grande percentual de geração em sua base a partir de fontes hídricas e a complementariedade do atendimento da demanda realizada por demais fontes. Até os anos 2000, os picos de demanda energética eram atendidos pelas hidrelétricas com o auxílio do acionamento de usinas térmicas nos períodos de estiagem. A partir do século XXI, houve uma mudança na matriz de geração devido a dois fatores: o baixo potencial para a criação de armazenamento em reservatórios e a inserção de outras fontes de energia, como solar e, principalmente, eólica. Esta alteração expressiva tornou o sistema que até então era somente de base hidrotérmica para um sistema de base hidro-termo-eólico.

Essa diversificação traz os benefícios do atendimento do pico da demanda energética por fontes renováveis reduzindo a necessidade de operar usinas térmicas consideradas não renováveis. Em contrapartida, as características variável e intermitente dessas novas tecnologias tornam o fornecimento de energia imprevisível e, conseqüentemente, não seguro. Neste sentido, as tecnologias de armazenamento se destacam como ferramentas com alto grau de utilidade para o atual contexto energético do país.

A problemática é centrada no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 (EPE, 2019), o qual apresenta como principais desafios para o século XXI a introdução do grande percentual de geração variável não controlável na matriz energética brasileira e mundial. Desse modo, a pesquisa concentra-se nas tecnologias de armazenamento de energia, mais especificamente na integração dessas tecnologias com as fontes renováveis variáveis. Sob esta perspectiva, avalia-se que a integração harmoniosa entre os sistemas de armazenamento de energia e as fontes renováveis variáveis de forma segura, eficiente e econômica possa ser obtida por meio da aplicação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) com alimentação energética proveniente de painéis fotovoltaicos em instalações hidrelétricas existentes. Como consequência, espera-se uma mitigação dos impactos da intermitência na geração, melhorando a eficiência da oferta de energia de maneira segura, confiável e econômica. Adicionalmente, espera-se que os impactos ambientais sejam reduzidos uma vez que é previsto que este sistema reutilize instalações hidrelétricas já existentes.

As UHRs são sistemas com a maior capacidade de armazenamento de energia garantindo previsibilidade e diminuindo a variabilidade do sistema devido a inserção de fontes variáveis. Adicionalmente, a alimentação desses sistemas no modo bomba demandam de consumo de energia; ou seja, integrar um sistema próprio às usinas reversíveis proveniente de uma fonte renovável variável instalada no mesmo local pode ser uma alternativa real para uma geração mais estável, principalmente nos horários de maior demanda energética.

## MÉTODOS

A pesquisa será dividida em 4 etapas: (i) dimensionamento hidráulico da UHR; (ii) concepção do arranjo da UHR; (iii) dimensionamento dos painéis fotovoltaicos flutuantes; (iv) métodos para a avaliação econômica da solução proposta.

A primeira etapa consiste na definição da vazão disponível para a operação, a qual é avaliada a partir de duas metodologias baseadas na sazonalidade das vazões afluentes (Hunt *et al.*, 2020) e no histórico de vazões vertidas, respectivamente. As equações (1) a (3) apresentam os parâmetros propostos por Hunt *et al.* (2020) para o cálculo através do método da sazonalidade, enquanto a equação (4) apresenta a formulação utilizada para a vazão vertida:

$$S_V = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{m \in M} (\bar{q}_m - \bar{q})^2}{N_m}}}{\bar{q}}, \text{ se } S_V > 1 \text{ então } S_V = 1 \quad (1)$$

$$I_V = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{y \in Y} (\bar{q}_y - \bar{q})^2}{N_y}}}{\bar{q}}, \text{ se } I_V > 1 \text{ então } I_V = 1 \quad (2)$$

$$Q_a = Q * (S_V * 0,1) * (1 + (I_V * 0,1)) \quad (3)$$

$$Q_a = \frac{\sum_{d \in D} Q_v}{N_d} \quad (4)$$

onde:  $S_V$  – Coeficiente de variação mensal;  $I_V$  – Coeficiente de variação anual;  $m$  – Período de tempo em mês;  $M$  – Conjunto do número de meses  $m$ ;  $y$  – Período de tempo em anos;  $Y$  – Conjunto do número de anos  $y$ ;  $\bar{q}_m$  – Vazão média do rio de um determinado mês  $m$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $\bar{q}_y$  – Vazão média do rio de um determinado ano  $y$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $\bar{q}$  – Vazão média de  $y$  anos ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $N_m$  – Número de meses  $m$ ;  $N_y$  – Número de anos  $y$ ;  $Q_a$  – Vazão disponível para o armazenamento ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $Q$  – Vazão média de longo termo ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $d$  – Período de tempo em dias;  $D$  – Conjunto do número de dias  $d$ ;  $Q_v$  – Vazão vertida na usina de montante durante um dia  $d$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $N_d$  – Número de dias  $d$ .

A partir da vazão disponível são definidas as alturas de queda e elevação e as potências instaladas no modo bomba e turbina. Outro item importante para o dimensionamento da UHR, é o cálculo da altura de sucção estática ou submergência da máquina, tanto no modo geração quanto no modo de armazenamento. Esse parâmetro consiste na diferença entre a cota do reservatório inferior e a cota da linha de centro do rotor da máquina. O procedimento de cálculo para turbinas Francis reversíveis inicia-se com a determinação do coeficiente de cavitação Thoma ( $\sigma$ ) que pode ser obtido na aplicação de regressões estatísticas apresentadas por Siervo e Lugaresi (1980). A partir desses parâmetros, são dimensionados o rotor, a caixa espiral e o tubo de sucção da turbina reversível para as duas alternativas.

A concepção do arranjo da UHR (etapa ii) passa pelo dimensionamento hidráulico do circuito de geração-armazenamento. A metodologia apresentada nesta etapa utiliza as informações hidroenergéticas do empreendimento para conceber as estruturas do circuito e calcular as perdas de carga envolvidas. Como o projeto prevê a implantação de um sistema reversível a uma hidrelétrica existente, as estruturas como vertedouro e barragem serão aproveitadas da própria instalação atual. Portanto, as estruturas dimensionadas serão a tomada de água, túnel/conduto de adução, conduto forçado, chaminé de equilíbrio e casa de força que seguiram os critérios e recomendações apresentadas por Eletrobrás (2003).

O dimensionamento e a quantificação de custos dos painéis fotovoltaicos (etapa iii) são realizados com a utilização do software RETScreen versão 4.0. Inicialmente calcula-se a radiação solar incidente no local do projeto, passo necessário para as duas aplicações e depende da orientação dos painéis e dos dados diários médios mensais de radiação solar incidente na superfície horizontal. No passo seguinte, calcula-se a demanda de energia anual necessária para alimentar a bomba e então define-se o arranjo do sistema fotovoltaico selecionando o tipo de módulo fotovoltaico dentro do banco de dados do software.

A etapa (iv) consiste na avaliação econômica das duas alternativas estudadas para a verificação da viabilidade do empreendimento. A metodologia de avaliação econômica consiste na comparação de projetos de investimentos. Casarotto Filho e Kopittke (2007), elencam 3 critérios que devem estar presentes na decisão da implantação de um projeto, sendo eles econômicos (rentabilidade do investimento), financeiros (disponibilidade de recursos) e imponderáveis (fatores não convertíveis em dinheiro).

Para tanto, são utilizados três parâmetros de avaliação econômica que consistem em métodos determinísticos de análise de investimentos, baseados na análise do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Serão eles:

1. Índice Custo-Benefício (ICB):

$$ICB = \frac{I_0 * FR + OM * P}{EG * PV} \quad (5)$$

onde:  $I_0$  – Valor inicial do investimento (R\$);  $FR$  – Fator de recuperação de capital do investimento (%/ano);  $OM$  – Custos anuais de operação e manutenção (R\$/MW/ano);  $P$  – Potência instalada (MW);  $EG$  – Energia garantida da usina (MWh/ano);  $PV$  – Preço de venda da energia (R\$/MWh). A tomada de decisão a partir do resultado do ICB pode ser guiada do seguinte modo:

- $ICB > 1$ , indica que o custo do projeto é maior que o benefício econômico, deve-se rejeitar o projeto;
- $ICB < 1$ , indica que o custo do projeto é menor que o benefício econômico, deve-se aceitar o projeto;
- $ICB = 1$ , indica que o custo do projeto é equivalente ao benefício econômico, portanto a decisão é indiferente.

2. Valor Presente Líquido (VPL):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (6)$$

onde:  $n$  – Horizonte de análise (anos);  $t$  – Período de análise (anos);  $S_t$  – Valor líquido recebido ao fim do período  $t$  (R\$);  $k$  – Taxa de desconto associada ao custo de oportunidade (%/ano). A tomada de decisão a partir do resultado do VPL pode ser guiada do seguinte modo:

- $VPL > 0$ , indica que o valor atualizado do projeto é maior que o capital inicial investido, deve-se aceitar o projeto;
- $VPL < 0$ , indica que o valor atualizado do projeto é menor que o capital inicial investido, deve-se rejeitar o projeto;
- $VPL = 0$ , indica que o valor atualizado do projeto é equivalente ao capital inicial investido, portanto a decisão é indiferente.

3. Taxa Interna de Retorno (TIR):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (7)$$

onde:  $r$  - Taxa interna de retorno. A tomada de decisão a partir do resultado do TIR pode ser guiada do seguinte modo:

- $TIR > k$ , indica que o retorno financeiro do projeto é maior que o uso alternativo do capital, deve-se aceitar o projeto;
- $TIR < k$ , indica que o retorno financeiro do projeto é menor que o uso alternativo do capital, deve-se rejeitar o projeto;
- $TIR = k$ , indica que o retorno financeiro do projeto é equivalente ao uso alternativo do capital, portanto a decisão é indiferente.

Inicialmente foi realizado o levantamento de custos o qual se deu por meio da ferramenta Sistema de Orçamento de Usinas Hidrelétricas (SISORH) versão 6.0 que realiza o cálculo no modelo do Orçamento Padrão Eletrobras (OPE) para empreendimentos hidrelétricos. A elaboração dos orçamentos através do Sisorh procura obter os custos através de uma simulação completa do processo construtivo, podendo levar em conta todos os detalhes dos processos construtivos, do planejamento executivo e das condições de execução dos serviços. Ele é adequado para orçamentos em fases de estudo que vão desde inventário até projeto executivo.

Trimestralmente a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza no banco de dados os preços atualizados relativos aos equipamentos, materiais e mão de obra envolvidos nas composições básicas que podem ser importados para o programa do Sisorh. Essa função torna a ferramenta muito precisa e eficiente na estimativa dos custos envolvidos para a execução dos empreendimentos hidrelétricos, uma vez que estes preços são corrigidos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Em relação à estimativa das instalações fotovoltaicas flutuantes, os custos são definidos a partir de índices em dólar/MWp e transformado em real/MWp.

## ESTUDO DE CASO

A aplicação da metodologia supracitada será feita através de um estudo de caso, o qual consiste na seleção de um arranjo específico em uma cascata que deverá apresentar minimamente uma usina hidrelétrica com capacidade de regularização, ou seja, este primeiro critério de seleção inicialmente elimina as cascatas que apresentam somente usinas a fio de água. A pesquisa ainda parte da premissa do mínimo impacto ambiental possível para a implantação do sistema de armazenamento utilizando as instalações existentes, mais especificamente, os reservatórios e as infraestruturas de transmissão. Devido a essa característica foi descartada a construção de novas áreas de alagamento, ou seja, arranjos de ciclo aberto. Tampouco foram estudados os arranjos de ciclo fechado, uma vez que esse tipo de configuração geralmente não está instalado em um rio com alimentação natural de um curso d'água e dessa forma não vai de encontro com o objetivo de instalação de armazenamento em usinas existentes. Dessa forma, a configuração idealizada para o estudo será do tipo *pump-back*, no qual os reservatórios superior e inferior estão instalados na mesma cascata, ou seja, no mesmo corpo hídrico. Consequentemente, não há instalação de armazenamento fora do curso do rio e, portanto, como não haverá aumento da capacidade de armazenamento, o sistema visa a melhoria da eficiência do atendimento da demanda elétrica brasileira. Para este trabalho, foram selecionados os aproveitamentos da UHE Santa Clara (montante) e UHE Fundão (jusante), localizadas no Rio Jordão no estado do Paraná (ver Figura 1 e Tabela 1).



Figura 1 – Localização dos aproveitamentos seleccionados

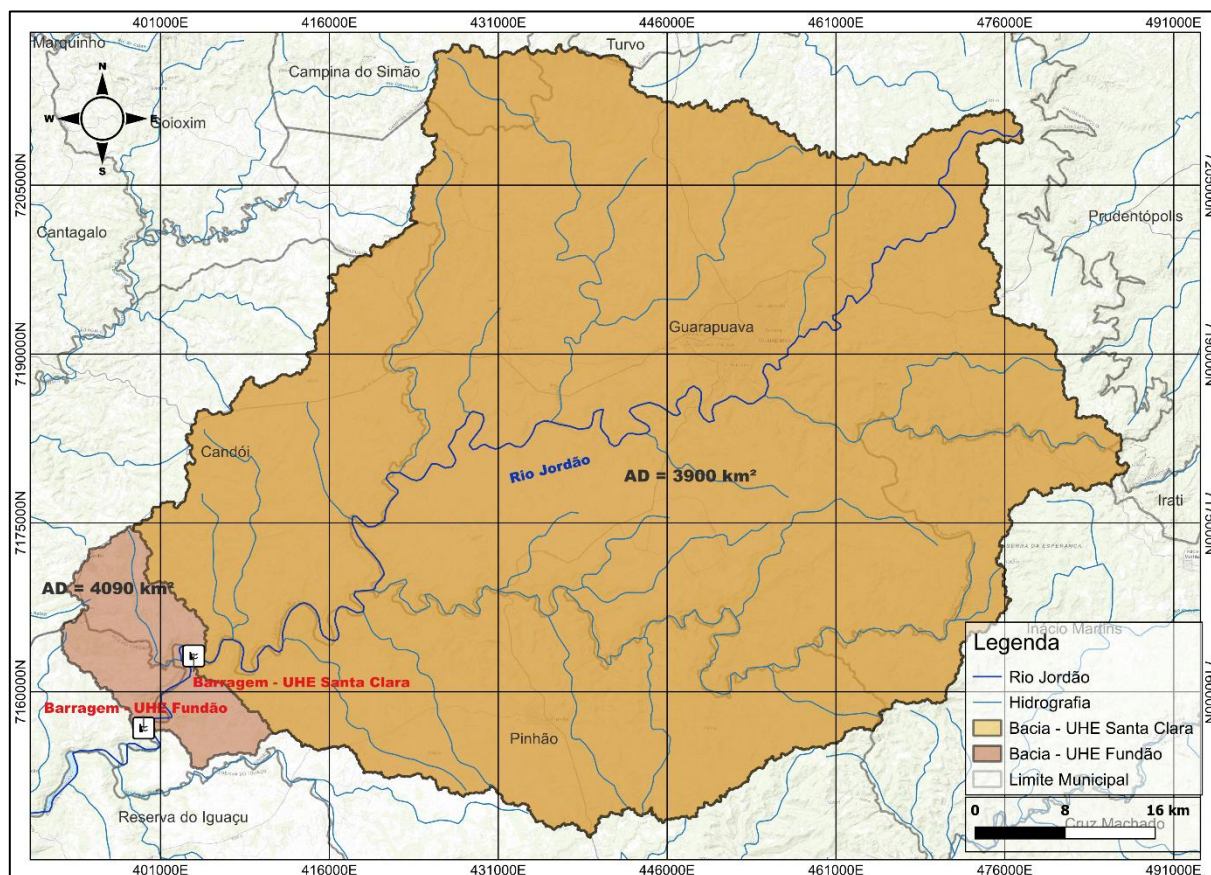


Tabela 1 – Características técnicas dos aproveitamentos seleccionados obtidos pela ONS.

Aproveitamento	UHE Santa Clara	UHE Fundão
Potência Instalada (MW)	120,68	120,68
Tipo de operação	Regularização	Fio d'água
Nível normal de operação - NA (m)	805,00	705,50
Nível máximo maximorum - NAM(m)	810,35	711,00
Nível mínimo normal - NAm (m)	787,50	705,50
Vazão decamilenar amortecida (m³/s)	6.584	7.227
Vazão máxima turbinada (m³/s)	160	150
Volume no N.A. máx. maximorum (hm³)	553,91	51,72
Volume no N.A. normal (hm³)	431,23	34,59
Volume no N.A. mín. normal (hm³)	170,46	34,59
Volume de acumulação (hm³)	260,76	-
Área de drenagem (km²)	3.900	4.090
Vazão média de longo termo (m³/s)	103	108
Área no N.A. máx. maximorum (km²)	23,36	2,96
Área N.A. máx. normal (km²)	20,23	2,26
Área N.A. mín. normal (km²)	10,95	2,18

Quanto ao local para a instalação dos painéis fotovoltaicos flutuantes, é utilizado o reservatório da UHE Fundão, uma vez que o sistema ficaria mais próximo da casa de força para alimentar a turbina no modo bomba.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos para o método da sazonalidade podem ser visualizados na Tabela 2. A proposta apresentada por Hunt *et al.* (2020) baseia-se na sazonalidade das vazões afluentes ao aproveitamento e, a depender do quão bem definida são as vazões em períodos de estiagem e de cheia para o local de implantação, essa metodologia pode resultar em vazões maiores ou menores. Neste caso, a vazão disponível para o armazenamento resultou em um valor menor que 10% da vazão média de longo termo, o que pode ser considerado baixo.

Tabela 2 – Resultados para o método baseado na sazonalidade da série histórica.

Resultados	UHE Santa Clara
Vazão média de longo termo - $q_s$ ( $m^3/s$ )	103,34
Número de meses - $N_m$	1.104
Índice de Variação Sazonal - $S_v$	0,78
Número de anos - $N_y$	92
Índice de variação interanual - $I_v$	0,37
Vazão anual do rio - $Q$ ( $km^3/ano$ )	3,26
Vazão disponível para armazenamento - $Q_d$ ( $m^3/s$ )	<b>8,41</b>

Devido a particularidade do estudo de caso em questão com o sistema reversível sendo aplicado à aproveitamentos hidrelétricos já existentes, também foi analisado o histórico dos dados de vazões vertidas pela UHE Santa Clara no período entre 2004 e 2023 à nível diário, obtido pelos dados abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A vazão disponível para a UHE Santa Clara é de 22,54  $m^3/s$ , ou seja, superior em mais de duas vezes ao método da sazonalidade.

A partir da definição das alturas de queda e de elevação em função das vazões disponíveis, obteve-se as potências instaladas de 6,54 MW e 6,91 MW nos modos turbina e bomba relativos à alternativa de sazonalidade e 17,52 MW e 18,52 MW nos modos turbina e bomba relativos à alternativa de vazão vertida.

Para a concepção foi definido o traçado do circuito de geração e bombeamento externo ao traçado do atual circuito de geração existente da UHE Santa Clara. Devido às condições topográficas e geológicas da região, o circuito da UHR foi concebido totalmente subterrâneo. Dessa forma, as estruturas do circuito hidráulico projetadas para os arranjos das UHRs são: tomada de água, túnel adutor, chaminé de equilíbrio, túnel forçado, casa de força e estruturas de fuga.

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos flutuantes se deu por meio da seleção da estação climatológica mais próxima da região de estudo localizada no município de Guarapuava (PR). Em posse das informações climatológicas e das características da bomba, obteve-se a demanda de energia elétrica, que resultou em 18.154 MWano (sazonalidade) e 49.628 MWano (vazão vertida). Considerando um módulo fotovoltaico com potência de 0,3 kW, eficiência de 15,6% e área de 1,92  $m^2$  com os painéis inclinados em 30°, é necessária a instalação de 37.000 módulos que cobrem uma área de 3,26% do reservatório da UHE Fundão para a alternativa de sazonalidade, enquanto para a alternativa de vazão vertida são necessários 96.000 módulos cobrindo uma área de 8,50% do reservatório da UHE Fundão.

Em relação à estimativa de custos das instalações fotovoltaicas, segundo o World Bank (2019), o custo desses sistemas ao redor do mundo varia entre US\$ 0,8 a US\$ 1,2 por Wp instalado. A notícia mais recente apresentada pela revista PV Magazine (2024), relata que no Brasil as instalações flutuantes apresentam um índice médio de R\$ 4,5 milhões por MWp destacando que a maior parte destes componentes são importados e, portanto, precificados em dólar. Utilizando este índice nacional e corrigindo pela variação do dólar no período de maio de 2024 a dezembro de 2025 obteve-se o custo total das instalações em US\$ 0,90/Wp, ou seja, dentro da faixa citada pelo World Bank.

Por fim, a avaliação econômica se deu por meio da análise do Fluxo de Caixa Descontado, através do cálculo do ICB, VPL e TIR de cada alternativa. Como este tipo de tecnologia híbrida entre o sistema de armazenamento reversível e a fonte geradora fotovoltaica flutuante ainda é pioneira no país, a avaliação do benefício econômico torna-se complexa. Inicialmente foi feita uma análise enquadrando-se os ativos como agentes puramente de geração no mercado regulado e neste caso foi adotado o preço de venda de energia do último leilão de geração ANEEL nº 004/2022 que ficou em torno de R\$ 280,00/MWh. Considerando a taxa de desconto anual de 12% e a vida útil econômica de 50 anos, o fator de recuperação do capital ficou em 12,04%. Quanto a variável de custos de operação e manutenção, assim como na estimativa de custos dos equipamentos, foi utilizada a metodologia de cálculo proposta por MME (2007) corrigindo o valor final pelo IGP-DI acumulado no período. Considerando a energia gerada anualmente, os resultados obtidos para a avaliação econômica podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados da avaliação econômica

<b>Metodologia</b>	<b>Sazonalidade</b>	<b>Vazão Vertida</b>
Potência instalada Bombeamento (MW)	6,82	18,64
OPE - UHR (R\$)	R\$ 138.732.494,24	R\$ 217.342.943,19
Índice (R\$/MW)	R\$ 20.342.007,95	R\$ 11.660.029,14
UFV (R\$)	R\$ 60.480.000,00	R\$ 155.520.000,00
Custo geral do empreendimento (C) (R\$)	R\$ 199.212.494,24	R\$ 372.862.943,19
Índice Geral (R\$/MW)	R\$ 29.210.043,14	R\$ 20.003.376,78
Taxa anual de desconto – (j) ou (k) (%)	12%	12%
Vida econômica útil (anos)	50	50
Fator de Recuperação de Capital - FRC (%)	12,04%	12,04%
Custos de Operação e Manutenção - COM (R\$/kW/ano)	R\$ 92,49	R\$ 63,66
Custo total anual (CT) (R\$/ano)	R\$ 24.619.302,84	R\$ 46.085.469,84
Preço de Venda da Energia (R\$/MWh)	R\$ 280,00	R\$ 280,00
Energia gerada anual (MWano)	15.975	43.672
Benefício Energético (R\$)	R\$ 4.473.048,77	R\$ 12.228.234,65
<b>ICB</b>	<b>5,50</b>	<b>3,77</b>
<b>VPL</b>	<b>-R\$ 162.066.067,51</b>	<b>-R\$ 271.313.587,00</b>
<b>TIR</b>	<b>0,46%</b>	<b>2,14%</b>

Observa-se que, considerando os atuais valores de venda de energia para ativos de geração, os índices de fluxo de caixa descontado resultaram em valores não favoráveis a implantação dos projetos. Ressalta-se que essas simulações consideram o custo de implantação da usina fotovoltaica flutuante. Caso estas não fossem construídas ainda seria necessário considerar o custo da compra da energia do sistema elétrico nesta avaliação.



Como análise complementar foi realizada a verificação inversa, ou seja, buscou-se identificar qual seria o preço mínimo de venda de energia para que os projetos se tornassem viáveis, neste caso, entre os índices analisados foi adotado o índice custo-benefício mínimo ( $ICB = 1,0$ ). Verificou-se que os preços de venda de energia para a operação em apenas 6 horas durante 365 dias deveriam ser de R\$ 1.055,26 e R\$ 1.541,10, respectivamente, para as alternativas de vazão vertida e sazonalidade, o que consequentemente resulta em VPL e TIR favoráveis a implantação dos sistemas analisados. Verifica-se que os preços obtidos só poderiam ser alcançados no ambiente de contratação livre de energia, considerando o mercado de curto prazo (spot) através do PLD. O despacho nº 3.625, de dezembro de 2024 publicado pela ANEEL, definiu os valores limites do PLD para o ano de 2025, sendo o mínimo de R\$ 58,60 e o máximo horário de R\$ 1.542,23. Ainda que, fosse possível atingir valores superiores de remuneração no ambiente de contratação livre, estes preços seriam variáveis podendo ficar em grande parte do tempo abaixo do valor mínimo de atratividade do empreendimento. Nesta conjuntura, estes resultados mostram que a viabilidade desses empreendimentos, em qualquer uma das alternativas avaliadas, requer um modelo específico de remuneração para que possa ocorrer benefício econômico e oferecer suporte ao crescimento das FRV.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

A pesquisa procurou avaliar a viabilidade de implantação de uma UHR, através de um estudo de caso em um aproveitamento hidrelétrico existente, com associação a um sistema fotovoltaico flutuante a partir de duas metodologias. Essas metodologias consistiram em delimitar a vazão disponível para a operação das UHR sendo elas baseadas na sazonalidade das vazões afluentes e no histórico de vazões vertidas. O estudo de caso foi aplicado a cascata do rio Jordão, no estado do Paraná, especificamente para as UHE Santa Clara e Fundão. Verificou-se que a metodologia baseada no histórico de vazões vertidas da UHE Santa Clara, resultou em uma disponibilidade de vazão superior em mais de duas vezes à metodologia de sazonalidade. Isso ocorre pelo fato de o empreendimento estar localizado em uma região com baixa variação das vazões ao longo do ano, mas com grandes picos de cheias que geram volumes de vertimento.

A avaliação econômica das alternativas estudadas mostrou que a viabilidade desse tipo de empreendimento não se torna atrativa sob os preços exclusivamente praticados de ativos geradores. Ainda que fossem desconsiderados os sistemas flutuantes, a compra da energia diretamente da rede ao longo dos anos de operação também impactaria no benefício econômico. Os resultados deste tópico mostraram que o preço de venda de energia necessário para a viabilidade do empreendimento só poderia ser alcançado em curtos períodos de alta demanda de energia, exclusivamente no ambiente de mercado livre, através do PLD horário. Para que as usinas reversíveis sejam viabilizadas, é necessário que este tipo de ativo seja considerado como uma reserva energética de fato para os ativos de geração variável e com isso propor a sua implantação como uma forma de mecanismo compensatório para acompanhar o crescimento de grande escala da capacidade instalada das FRV. Uma maneira para se atingir esse objetivo é promover subsídios comerciais em leilões de energia, estratégia já adotada anteriormente dentro do setor elétrico brasileiro ou até mesmo promovendo a realização de leilões específicos (Leilões de Fontes Alternativas ou Leilões de Reserva de Capacidade). Adicionalmente, a difusão deste tipo de tecnologia poderia minimizar a atual prática do *curtailment* que teve seu aumento acentuado acompanhando o crescimento das FRV (Zanatta et al., 2023). Como foi apresentado na introdução desta pesquisa, o Brasil possui uma matriz elétrica majoritariamente por fontes hídricas com grandes reservatórios o que deixa o país numa situação mais confortável em relação aos demais países do mundo. Embora este cenário ainda seja sustentável para cobrir a demanda de pico de energia, a tendência é de aumento da diversificação da matriz elétrica

por fontes variáveis, portanto, é necessário que os agentes reguladores possam achar formas de viabilizar a implantação das baterias hidráulicas de grande escala.

## REFERÊNCIAS

- BLUM, L. e RIENSCH, E. *Fuel Cells – Solid Oxide Fuel Cells Systems. Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. P. 99-119. 2009.
- CASAROTTO FILHO, N., KOPITKE, B. H. *Análise de Investimentos*. 10ª Ed. 2007.
- ELETROBRÁS. *Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas*. 2003.
- ELETROBRÁS. *Sistema de Orçamento de Usinas Hidrelétricas – SISOH – Manual*. 2007.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2019), MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Plano Nacional de Energia - 2050*.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2020). *Expansão da geração solar fotovoltaica flutuante: Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento*. p. 12-24, p. 28.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2022). *Balanco energético nacional: Ano base 2021*. p. 11-15.
- GESEL, MCPAR ENGENHARIA, HEDAIDI ENGENHARIA CONSULTORIA, GPTECH, CPFL GERAÇÃO. *A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Programa de Pesquisa e Desenvolvimento. 2021.
- HUNT, J. D. et al. *Global Resource Potential of Seasonal Pumped Hydropower Storage for Energy and Water Storage*. Nature Communications 11:947. 2020.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. *Manual do Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas*. 2007.
- RETSCREEN INTERNATIONAL. *Clean Energy Project Analysis*. 3º Edition. 2005.
- SIERVO, F. E LUGARESI, A. *Modern trends in selecting and designing reversible Francis pump-turbines*. Water Power & Construction p. 33-42. 1980.
- WORLD BANK GROUP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM – ESMAP AND SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF SINGAPORE – SERIS (2019). *Where sun meets water: Floating solar market report*. p. 9-10.
- ZANATTA, G., PEREIRA, A., FERREIRA, A. *On the Mitigation of Renewable Energy Curtailment by Using Pumped Hydro Storage Systems*. Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). 2023