

COMPLEMENTARIEDADE HIDRO/SOLAR NA BACIA DO ALTO SÃO FRANCISCO: UMA ALTERNATIVA PARA GERENCIAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS

J. D. P. MENDIETA¹, I. G. HIDALGO²

Universidade Estadual de Campinas^{1,2}

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-9343-8874>¹
paezjor@gmail.com¹

Submetido 29/09/2020 - Aceito 01/12/2023

DOI: 10.15628/holos.2023.16842

RESUMO

Este trabalho avalia o benefício da operação combinada de um sistema hidro/solar na BASF, especificamente na Usina Hidrelétrica (UHE) Três Marias, a fim de elevar o nível do seu reservatório. Com este propósito, realiza-se a modelagem hidrológica/hidrelétrica na plataforma de simulação RS MINERVE. A modelagem hidrológica é feita utilizando três regiões hidrológicamente homogêneas e o modelo conceitual HBV. A modelagem hidrelétrica foi ajustada às características físicas da UHE Três Marias. Os cenários escolhidos avaliam um aumento de 7% na evapotranspiração e uma diminuição de 10% e 20% na

precipitação, respectivamente. O armazenamento de água e a energia gerada na UHE Três Marias são as variáveis de saída do processo de simulação. A partir dos resultados da simulação, a Usina Fotovoltaica (UFV) projetada é dimensionada. Os resultados mostram que com a complementariedade da UFV projetada é possível aumentar o volume do reservatório para os cenários de estudo propostos. Portanto, a complementariedade hidro/solar na BASF pode ser uma alternativa para a gerenciamento dos recursos hídricos.

PALAVRAS-CHAVE: modelagem de bacia hidrográfica, usina hidrelétrica, usina solar, energia renovável.

HYDRO/SOLAR COMPLEMENTARITY IN THE UPPER SÃO FRANCISCO BASIN: AN ALTERNATIVE FOR WATER RESOURCES MANAGEMENT

ABSTRACT

This paper aims to evaluate the benefit of the combined operation of a hydro/solar system at USFB, specifically at the Três Marias Hydroelectric Plant (HPP), to raise the level of its reservoir. For this purpose, the hydrological/hydroelectric modeling of USFB and Três Marias HPP is carried out on the RS MINERVE hydrological/hydroelectric simulation platform. USFB hydrological modeling is done using three hydrologically homogeneous regions and the hydrological conceptual model HBV. The hydroelectric modeling was adjusted to the physical characteristics of the Três Marias HPP. The calibration and validation process uses eight

performance indicators. The chosen scenarios evaluate an increase of 7% in evapotranspiration and a decrease of 10% and 20% in precipitation, respectively. Water storage and energy generated at the Três Marias HPP are the output variables of the simulation process. From the results obtained in the simulation, the projected Photovoltaic Plant (PVP) is dimensioned. The results show that with the complementarity of the projected PVP it is possible to increase the volume of the reservoir for the proposed study scenarios. Therefore, hydro/solar complementarity at USFB can be an alternative for the management of water resources.

KEYWORDS: watershed modeling, hydroelectric power plant, solar power plant, renewable energy.

1 INTRODUÇÃO

O Rio São Francisco nasce no estado brasileiro de Minas Gerais, especificamente na Serra da Canastra, localizada no município de São Roque de Minas. O rio tem extensão total de 2.700 km e deságua no Oceano Atlântico entre os estados brasileiros de Sergipe e Alagoas. Após percorrer 570 km desde sua nascente, o Rio São Francisco é barrado, formando o reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) Três Marias, sob concessão da Companhia Energética de Minas Gerais. Este reservatório corresponde à área de drenagem da Bacia do Alto São Francisco (BASF) e compreende as nascentes dos rios São Francisco, Pará, Paraopeba e seus afluentes à barragem da UHE Três Marias. A BASF é uma das sub-bacias que compõem a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF) e possui uma área de aproximadamente 51 mil km², abrangendo 106 municípios (ANA, 2020a; CBHSF, 2020b).

O reservatório da UHE Três Marias possui uma área inundada de 1.040 km² e é o segundo maior reservatório do BHSF (Figura 1). O reservatório possui um volume operacional máximo de 19.258 hm³, um volume útil de 15.278 hm³ e um volume mínimo de 4.250 hm³. Esta usina conta com seis unidades geradoras com potência total instalada de 396.000 kW. A UHE e seu reservatório estão localizados na cabeceira do BHSF, desempenhando uma importante função regulatória. Dessa forma, permite que a água armazenada no reservatório seja liberada em períodos de estiagem para consumo e geração de energia elétrica no trecho a jusante. Para atender a demanda de água, a vazão mínima defluente da UHE Três Marias varia entre 300 m³/s e 500 m³/s, valores estabelecidos pela Agência Nacional de Águas e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ANA, 2020b).

De 2013 a 2018, a BASF enfrentou uma seca prolongada com precipitações abaixo da média. Essa situação afetou os níveis de armazenamento do reservatório e a geração de energia elétrica da UHE Três Marias. A Agência Nacional de Águas e o Operador Nacional do Sistema Elétrico decidiram reduzir a vazão defluente mínima da UHE abaixo dos limites estabelecidos para manter o abastecimento de água. O governo brasileiro decidiu aumentar a geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como importar eletricidade de outras regiões do Brasil para atender à crescente demanda das UHEs (Agência Brasil, 2014; ANA, 2020c).

A questão mais premente no problema da seca é a água, que é a fonte dos outros impactos. A seca é a falta de água para consumo humano e animal, para a agricultura, produção de eletricidade e outras atividades econômicas e sociais. Os impactos sociais, econômicos e ambientais podem ser graduais, à medida que as chuvas diminuem e as fontes se tornam mais escassas, primeiro para consumo humano e depois para todos os outros usos. É por isso que os impactos podem ser tão severos em todas as áreas (CGEE, 2016).

O reservatório da UHE Três Marias cumpre a função de regularizar o Rio São Francisco. A seca prolongada de 2013 a 2018 afetou a geração de energia elétrica e o consumo de água no BHSF. O aumento do uso de termelétricas encarece a energia elétrica. Estas são as razões pelas quais este trabalho busca avaliar o benefício da operação combinada de um sistema hidro/solar na BASF, especificamente na UHE Três Marias, para elevar o nível do seu reservatório. Esta usina solar fotovoltaica (UFV) projetada está dimensionada para complementar a UHE Três Marias, levando em consideração a vazão mínima, a demanda de energia elétrica e os limites operacionais do reservatório.

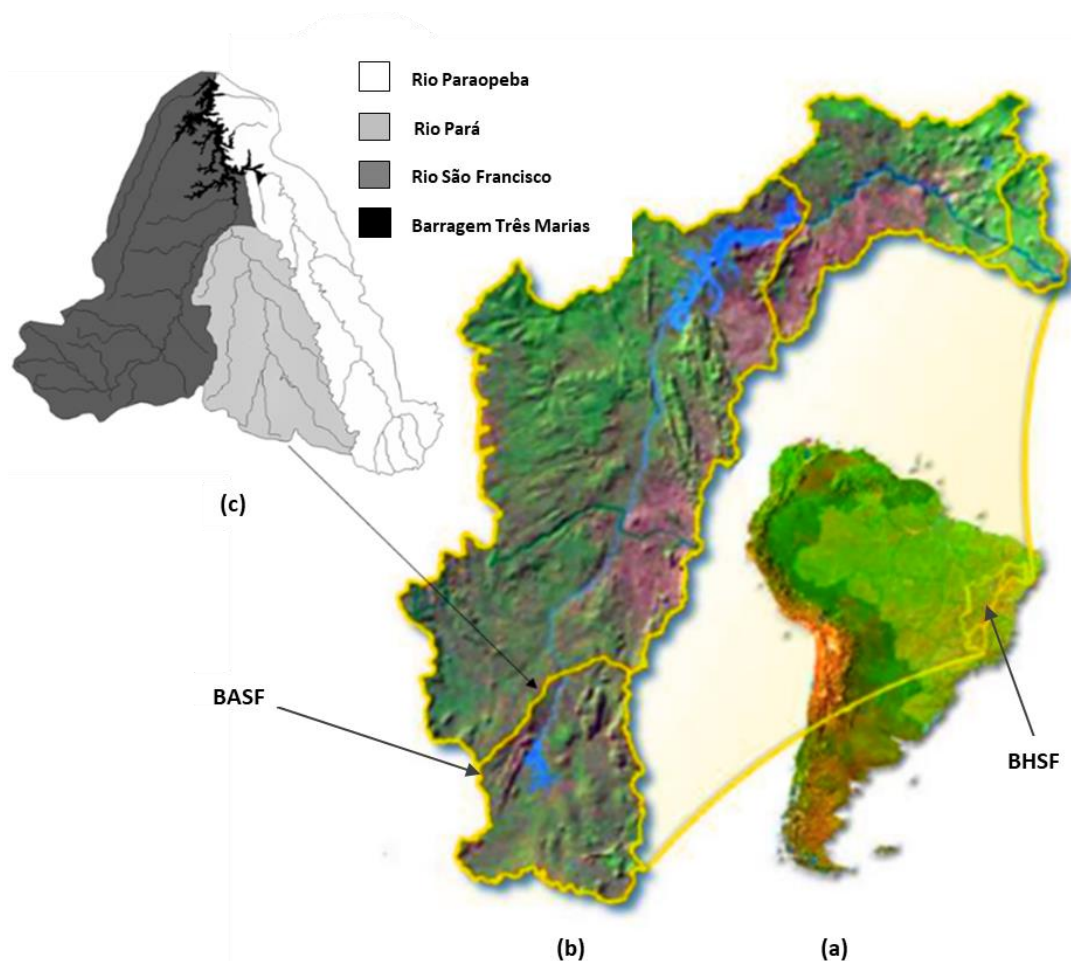


Figura 1: Localização de: (a) BHSF, (b) BASF e (c) regiões hidrologicamente homogêneas da BASF.
Fontes: Euclides *et al.*, 2001; CBHSF, 2004a.

2 METODOLOGIA

2.1 Recurso solar na BASF

O conhecimento do recurso solar é a variável mais importante nas incertezas associadas a um projeto de sistema de energia solar. A escolha do local para instalação de um sistema ou conjunto de sistemas solares, através de mapas solares, tem um caráter indicativo preliminar que destaca o potencial da região. Para sistemas fotovoltaicos planos a irradiação solar deverá ser superior a $5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (valor médio diário anual). Conforme Figura 2, a UFV projetada será instalada em uma região onde a radiação solar média diária varia entre $5,5$ e $6,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (Mota *et al.*, 1977; CEMIG, 2012a; Tiba *et al.*, 2014; Couto *et al.*, 2015; Mendieta, 2018; Medeiros *et al.*, 2020).

Também é importante considerar a insolação solar ou horas de luz solar. Esta magnitude está correlacionada com a precipitação. No inverno, de junho a agosto, quando a precipitação é a mais baixa do ano, o número de horas de luz solar atinge valores máximos que variam entre 8,5 a 9,5 horas numa vasta região. Para o período de novembro a janeiro há um máximo anual de precipitação e, portanto, um mínimo de horas de luz solar, entre 5,0 e 6,0 horas por dia (Tiba *et*

al., 2014; CEMIG, 2012a). Neste trabalho, para a instalação da UFV projetada, são considerados todos os dias do ano com maior aproveitamento de luz solar maior ou igual a 5 horas.

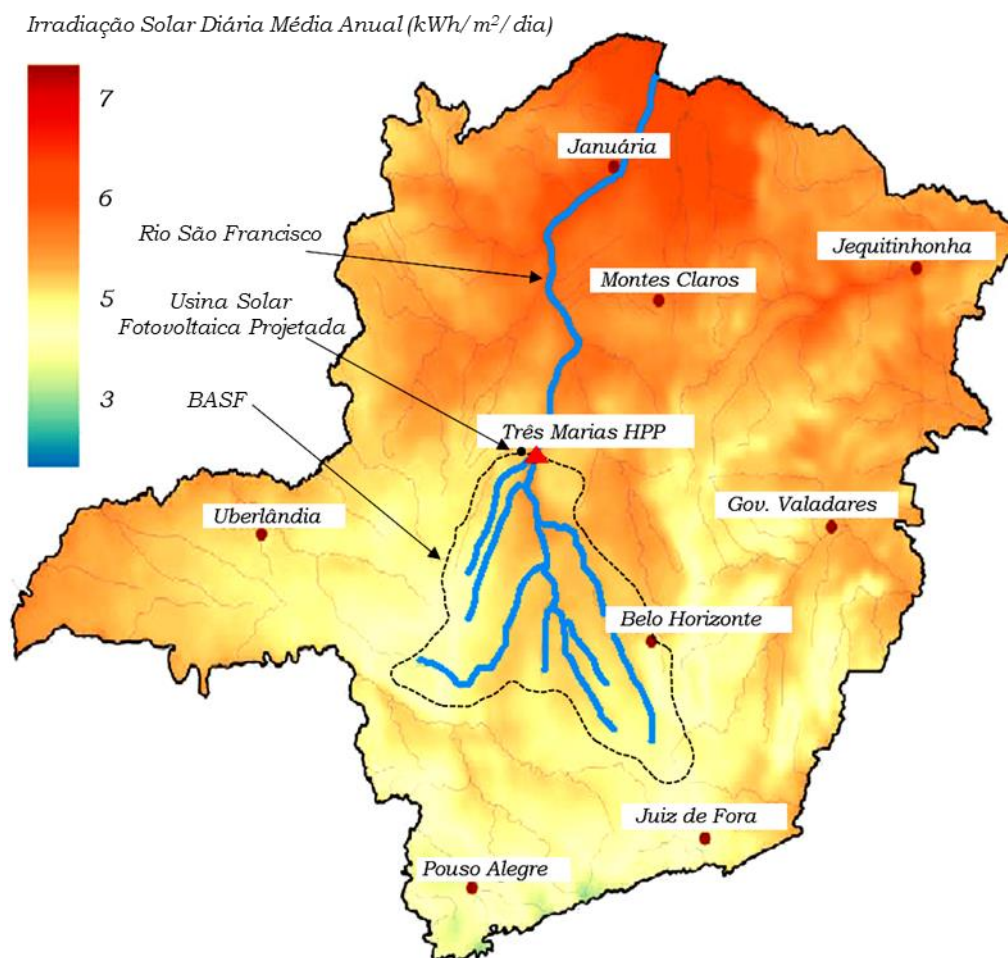


Figura 2: Radiação solar média diária para a BASF.
Fonte: CEMIG, 2012a.

2.2 Modelagem hidrológica/hidrelétrica da BASF e da UHE Três Marias

A modelagem hidrológica/hidrelétrica da BASF e da UHE Três Marias é desenvolvida na plataforma de simulação RS MINERVE. Esta plataforma caracteriza-se por ser um software de modelagem orientado a objetos. Esses objetos podem ser chamados de Objetos Base, Objetos de Roteamento de Rio ou Canal, Objetos de Infraestrutura Hidráulica e Regulatória e Objetos Padrão. Os Objetos Base são compostos principalmente por modelos hidrológicos inseridos na plataforma e são utilizados para simulação hidrológica. Os Objetos Rio são usados para descrever o roteamento do canal e simular a transferência dos fluxos do rio. Os Objetos de Infraestrutura Hidráulica e de Regulação são utilizados para simular infraestruturas hidráulicas como reservatórios, turbinas ou vertedouros. Objetos Padrão são necessários para alimentar, estruturar e calibrar modelos (Hernández *et al.*, 2019).

A modelagem hidrológica representa a BASF. A Figura 3 mostra todos os objetos utilizados na modelagem hidrológica. Movendo-se da esquerda para a direita, o primeiro objeto (Objeto

Base: *Virtual Station*), fornece dados de precipitação e evapotranspiração para o segundo objeto (Objeto Base: *HBV Model*). O terceiro objeto (Objeto Padrão: *Comparator*) recebe a vazão de água simulada do segundo objeto (*HBV Model*) e a vazão de água observada do quarto objeto (Objeto Padrão: *Source*) e converte os dados de precipitação (mm/d) e evapotranspiração (mm/d) na entrada de água (m³/s) para a modelagem hidrelétrica.

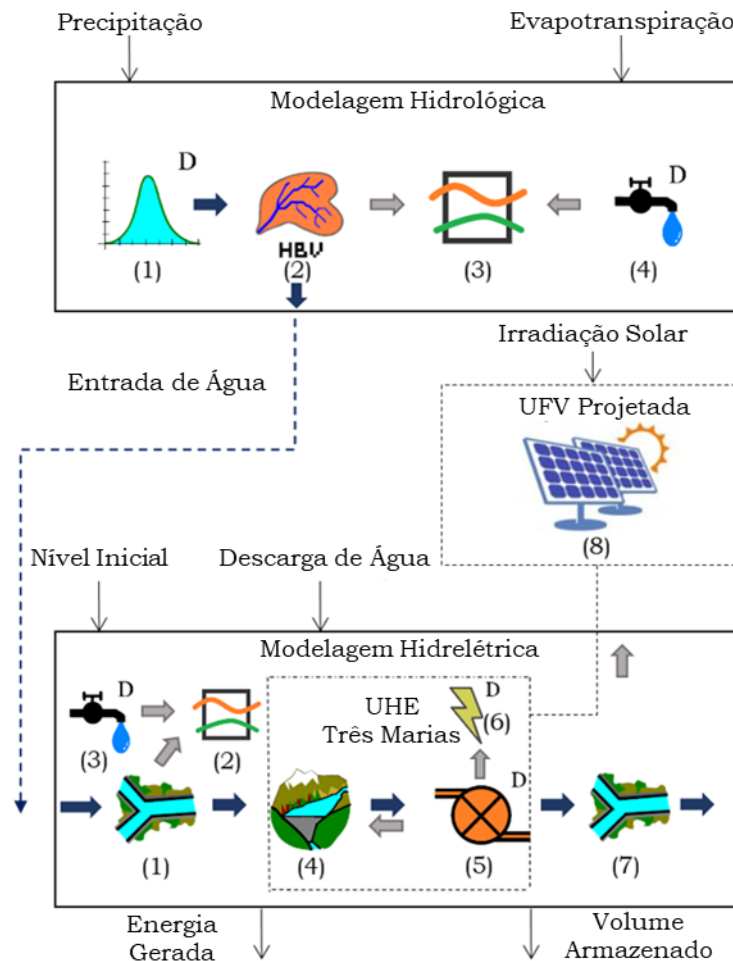


Figura 3: Objetos utilizados na modelagem hidrológica/hidrelétrica na plataforma RS MINERVE.

O modelo hidrológico escolhido para este trabalho é o modelo HBV inserido na plataforma RS MINERVE como Objeto Base. O modelo determinístico-conceitual HBV (*Hydrologiska Byrans Vattenbalansavdelning*) estima o escoamento superficial em uma bacia usando dados diários de precipitação, temperatura ou evapotranspiração (Bergström, 1992). É representado por diversas rotinas (Figura 4), como o derretimento de neve, o cálculo da umidade e da evapotranspiração ou a evolução das águas subterrâneas. O modelo utiliza quatorze parâmetros (Tabela 1), dos quais seis correspondem a um submodelo de neve que separa a precipitação líquida da sólida.

Os dados de entrada para a modelagem hidrológica são precipitação e evapotranspiração. Os dados de precipitação são fornecidos pela Agência Nacional de Águas através do software Hidroweb versão 3.1.1 (ANA, 2020d). Estão disponíveis para 49 estações de medição, em intervalos de tempo diários, e período de 1987 a 2016. O Hidroweb apresenta dois tipos de dados de precipitação: brutos e consistentes. As informações mais confiáveis para esta variável, constituídas de dados, são oferecidas de 1987 a 2003.

Os dados de evapotranspiração são provenientes do Instituto Nacional de Meteorologia pela base de dados BDMEP (INMET, 2020). São apresentados para 10 estações de medição, em intervalo de tempo mensal, e período de 1961 a 2016. Os dados mensais são convertidos em dados diários, considerando uma evapotranspiração constante ao longo do mês. O período próximo de 2002 corresponde ao melhor conjunto de dados devido à quantidade de informação disponível para as 10 estações ao mesmo tempo.

Para avaliar o desempenho da modelagem hidrológica, as vazões simuladas são comparadas com as vazões observadas. Os dados de vazão também são fornecidos pela Agência Nacional de Águas através do Hidroweb. Estão disponíveis para as 21 estações de medição definidas na modelagem hidrológica, novamente em intervalo de tempo diário e período de 1987 a 2016, com dados consistentes de 1987 a 2003.

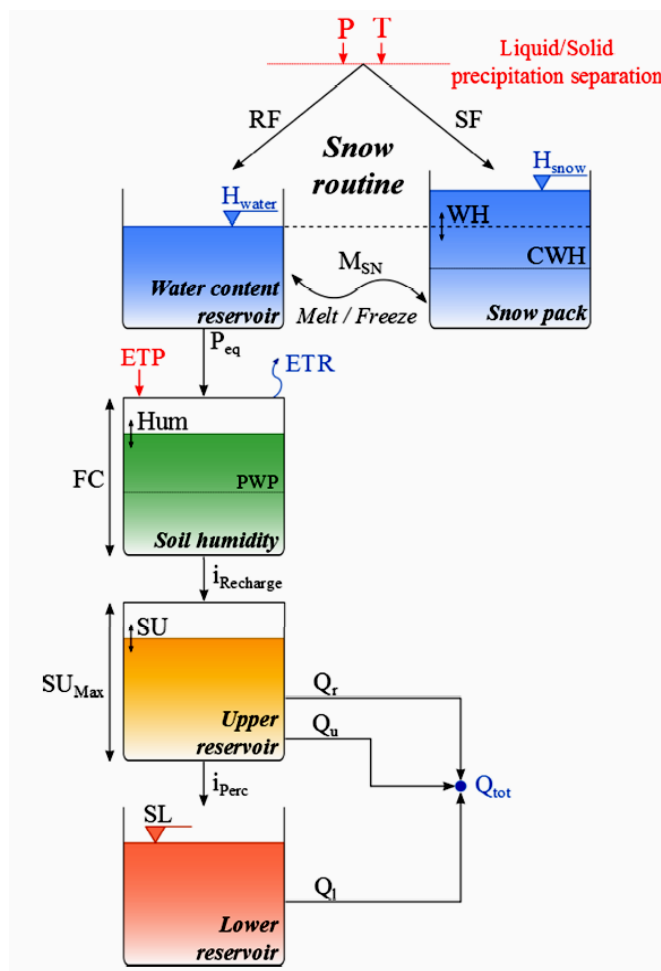


Figure 4: modelo HBV.

Fonte: Hernández et al., 2019.

Table 1: Lista de parâmetros do modelo HBV.

Name	Units	Description
CFMax	mm/°C/day	Melting factor
CFR	-	Refreezing factor
CWH	-	Critical relative water content snow pack
TT	°C	Threshold temp. rain/snow
TTInt	°C	Temp. interval rain/snow mixing
TSM	°C	Threshold temp. snow melt
Beta	-	shape coefficient
FC	mm	Maximum soil storage capacity
PWP	mm	Soil permanent wilting point threshold
SUMax	mm	Upper reservoir water level threshold
Kr	1/day	Near surface flow storage coefficient
Ku	1/day	Interflow storage coefficient
Kl	1/day	Base flow storage coefficient
Kperc	1/day	Percolation storage coefficient

Fonte: Hernández et al., 2019.

A modelagem hidrelétrica representa a UHE Três Marias. A Figura 3 mostra todos os objetos utilizados na modelagem hidrelétrica. Da esquerda para a direita, o primeiro objeto (Objeto Padrão: *Junction*) junta-se ao fluxo de água (vazão simulada: Entrada de Água na Figura 3) de toda a BASF. As informações de vazões simuladas do objeto HBV são comparadas utilizando o segundo objeto (*Comparator*) com a vazão observada de uma estação hidrometeorológica do terceiro objeto (*Source*). Em seguida, é enviada para o quarto objeto (Objeto de Infraestrutura: *Reservoir*). O quinto objeto (Objeto de Infraestrutura: *Turbine*) descarrega o fluxo de água para o sétimo

objeto (*Junction*) e envia as informações do fluxo de água para o quarto objeto (*Reservoir*) e para o sexto objeto (Objeto de Infraestrutura: *Hydropower*). Esses dois objetos, *Reservoir* e *Hydropower*, são responsáveis pelos resultados da modelagem hidrelétrica, que são o nível de armazenamento no reservatório e a produção de energia, respectivamente.

A modelagem hidrelétrica utiliza como dados de entrada o nível inicial do reservatório (m) e a vazão de água (m^3/s). A partir desses dados, a modelagem hidrelétrica calcula a produção de energia (MW) e o volume de armazenamento (hm^3). A modelagem hidrelétrica é baseada na função de produção, Eq. (1). O objetivo da função de produção é quantificar a geração de energia de uma usina hidrelétrica, considerando a eficiência dos grupos turbina-gerador, queda líquida e vazão de água.

$$p = k \cdot n_t \cdot n_g \cdot [h_{fb}(x) - h_{tr}(u) - h_{pl}] \cdot q \quad (1)$$

onde:

p	Potência instantânea obtida no processo de conversão da energia potencial hidráulica em energia elétrica (MW).
K	Gravidade constante, multiplicada pelo peso específico da água e dividida por 10^6 . Seu valor é $0,00981$ ($MW/(m^3/s)/m$).
$\eta_t \cdot \eta_g$	Eficiência do conjunto gerador/turbina.
x	Armazenamento de água no reservatório da usina (hm^3).
$h_{fb}(x)$	Nível do reservatório que é função do armazenamento de água x (m).
u	Total de água lançada pela usina, ou seja, a soma da água descarregada pela turbina e pelo vertedouro (m^3/s).
$h_{tr}(u)$	Altura do canal de fuga que é função da liberação de água u (m).
h_{pl}	Perda de carga da comporta que é função da vazão de água (m).
q	Descarga de água pelas turbinas na casa de força (m^3/s).

Os dados de operação relacionados à modelagem hidrelétrica são o nível do reservatório, a entrada/saída de água e a energia gerada. Esses dados foram fornecidos pela empresa de energia responsável pela geração de energia em Três Marias, também em intervalo de tempo diário, nos últimos 20 anos (CEMIG, 2020b). As funções que descrevem as características físicas da usina são provenientes do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Eles estão disponíveis no arquivo oficial denominado Hidr.xls (ONS, 2020).

A partir dos resultados obtidos da simulação da modelagem hidrológica/hidrelétrica será dimensionado a UFV. A UFV não faz parte da modelagem hidrológica/hidrelétrica e não está incluído como objeto na plataforma de simulação RS MINERVE. Os dados de irradiação solar para a UFV a ser projetada também provêm do Instituto Nacional de Meteorologia pela base de dados BDMEP (INMET, 2020). São apresentados para onze estações de medição, com discretização diária. Três estações estão mais próximas da UHE Três Marias: Patos de Minas, Pompeu e Corvelo. Todas as estações possuem dados de irradiação solar entre 1961 e 2016, sendo os mais completos os dados da Estação Patos de Minas.

A Figura 5 apresenta uma visão geral da modelagem hidrológica/hidrelétrica completa na plataforma RS MINERVE. Nesta modelagem, a BASF é representada por três regiões hidrológicamente homogêneas (Figura 1c): Região 1: Rio Paraopeba, Região 2: Rio Pará e Região 3: Rio São Francisco (Euclides *et. al.*, 2001). Cada região é projetada usando quatro objetos (*Source*, *Comparator*, *Model* e *Station*). Em seguida, há o objeto *Junction* Três Marias que faz parte da modelagem hidrelétrica definida na Figura 3. Este objeto recebe a vazão de água das três regiões para comparar (Comparator 4) com a entrada de água observada (*Source* 4). As informações são enviadas para os demais objetos da modelagem hidrelétrica (Figura 5 - canto superior direito) composto por quatro objetos (*Reservoir*, *Turbine*, *Hydropower* e *Downstream*) que recebem a vazão de água do objeto *Junction* Três Marias para calcular a produção de energia e o volume do reservatório.

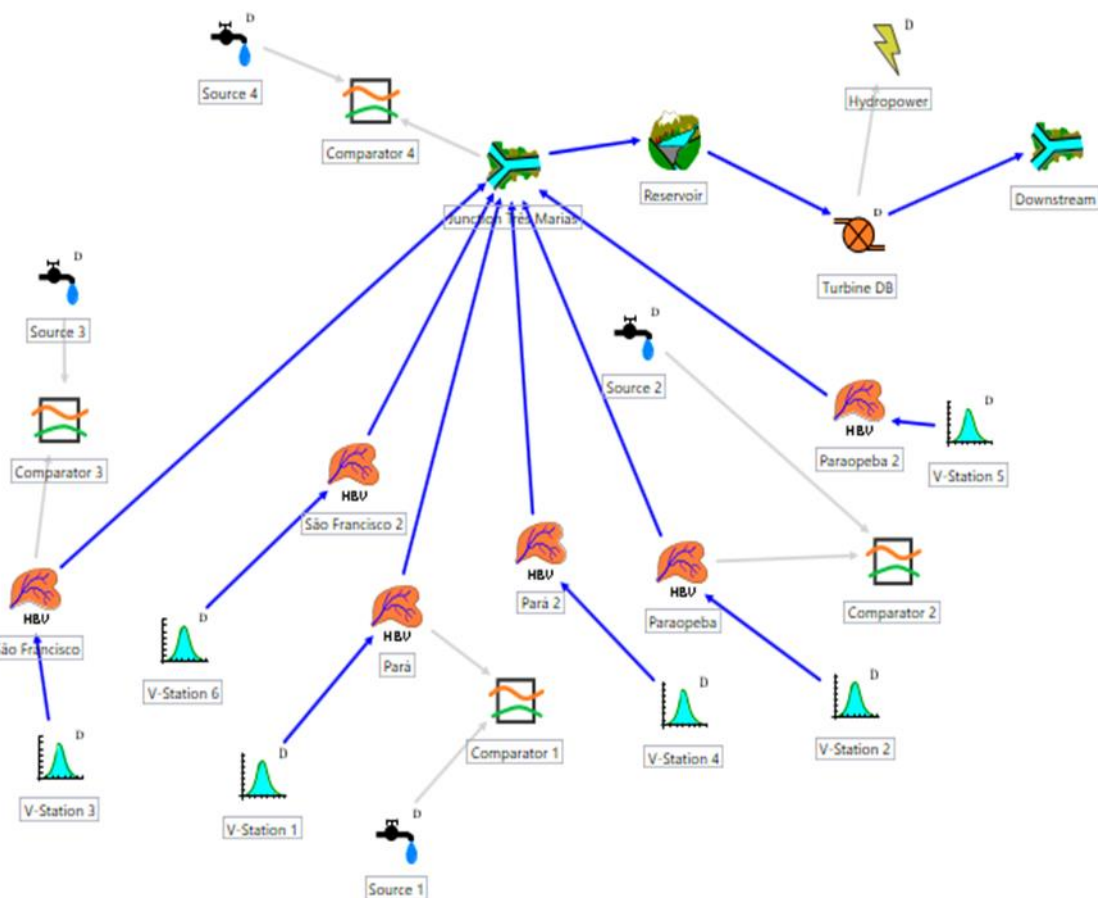


Figura 5: Visão geral da modelagem hidrológica/hidrelétrica completa da BASF.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Calibração, validação e simulação da modelagem hidrológica/hidrelétrica

Para o processo de calibração, validação e simulação da modelagem hidrológica/hidrelétrica é considerado a disponibilidade e a qualidade dos dados. Nesse sentido, a modelagem é calibrada para o período de 1999 a 2001, validada em 2002 e simulada em 2003. Os processos de calibração e validação são realizados utilizando o Objeto *Comparator* 4, conforme

mostrado na Figura 5. Para examinar o desempenho da modelagem, o Objeto *Comparator* 4 é avaliado considerando os oito indicadores de desempenho detalhados na Tabela 2.

Segundo Hernández *et al.* (2019), para os primeiros cinco indicadores {*Nash*, *Nash-In*, *Pearson*, *Kling-Gupta* (KGE), *Bias Score* (BS)}, valores mais próximos de 1 indicam melhor desempenho do modelo. Para os últimos três indicadores {*Relative Root Mean Square Error* (RRMSE), *Relative Volume Bias* (RVB), *Normalized Peak Error* (NPE)}, valores próximos de 0 indicam um bom desempenho. Além disso, Moriasi *et al.* (2007) estabeleceram diretrizes para avaliação de modelos hidrológicos, incluindo alguns modelos hidrológicos inseridos na plataforma RS MINERVE. Em geral, simulações de modelos hidrológicos podem ser consideradas satisfatórias se $0,50 < \text{Nash} \leq 0,65$ e $0,60 < \text{RRMSE} \leq 0,70$.

A Tabela 2 apresenta os resultados dos indicadores de desempenho para calibração e validação da modelagem hidrológica/hidrelétrica. Todos os indicadores de desempenho estão dentro dos limites estabelecidos por Hernández *et al.* (2019) e Moriasi *et al.* (2007). Portanto, pode-se concluir que os resultados da modelagem hidrológica/hidrelétrica apresentam um bom desempenho.

Tabela 2: Indicadores de desempenho após processo de calibração e validação.

Indicador	Calibração	Validação	Valor Ideal
Nash	0,63585	0,72818	1
Nash-In	0,65434	0,90479	1
Pearson	0,94246	0,85618	1
KGE	0,51363	0,80077	1
Bias Score	0,79718	0,99527	1
RRMSE	0,62808	0,55515	0
RVB	0,45036	-0,06437	0
NPE	0,32452	-0,33886	0

3.2 Cenários de Estudo

Prevê-se que as alterações climáticas aumentem a produção hidrelétrica em algumas partes do mundo e diminuam noutras (Gaudard *et al.*, 2014; Turner *et al.*, 2017). O Rio São Francisco é estrategicamente importante devido ao seu potencial hidrelétrico, fornecendo água para irrigação, atividades urbanas e industriais. Assim, são caracterizados os impactos das mudanças nos padrões de precipitação na BASF e na UHE Três Marias. As previsões das alterações climáticas publicadas em Schaeffer *et al.* (2008) e Silveira *et al.* (2014, 2016) para a BHSF e a BASF são consideradas.

Nesse sentido, Shaeffer *et al.* (2008) investigam as possíveis vulnerabilidades do setor energético brasileiro para dezesseis UHEs no período 2071 - 2100. As projeções climáticas são baseadas no *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Silveira *et al.* (2014) realizam projeções de vazão para treze UHEs, utilizando modelos IPCC-AR4 para precipitação. As projeções de vazão média anual para o período 2010 - 2099 foram comparadas com o período 1931 - 1999. Silveira *et al.* (2016) analisam projeções de precipitação e temperatura para a BHSF, utilizando dezessete modelos IPCC-ARS. Cerca de 28% dos modelos não representam adequadamente as variações na precipitação. Os modelos são avaliados para o período 1961 - 2000. Todos os modelos mostram tendências positivas para a temperatura.

Segundo as publicações consultadas, as previsões de precipitação são diferentes em relação à diminuição desta variável, considerando um intervalo de tempo de 10%. Portanto, -20%, -10% são as variações de precipitação analisadas. As previsões de temperatura indicam aumento de até 7°C. Os valores de evapotranspiração para 7°C foram calculados pelo método de Thornthwaite (Thornthwaite, 1948). Os resultados obtidos foram um aumento de 7% na taxa de

evapotranspiração. Estes valores são consistentes com os resultados apresentados em Kosa (2009).

Assim, para uma análise mais detalhada, foram analisados dois cenários de estudo para realizar as simulações da modelagem hidrológica/hidrelétrica. O primeiro cenário (Cenário 1) considera uma diminuição de 10% na precipitação e um aumento de 7% na taxa de evapotranspiração. O segundo cenário (Cenário 2) considera uma diminuição de 20% na precipitação e um aumento de 7% na taxa de evapotranspiração. As alterações nos dados de precipitação e evapotranspiração são feitas nos objetos *Virtual Station* da modelagem hidrológica. Em ambos os cenários de estudo, o suprimento solar será calculado para atender à meta mensal de produção de energia hidrelétrica da UHE Três Marias. Os dias de maior aproveitamento solar também são considerados para dimensionar a capacidade instalada da UFV projetada.

Tabela 3: Suprimento solar mensal da UFV projetada, para os dias com maior aproveitamento solar (Cenário 1).

Mês	Dias	Meta Mensal [MW]	Produção Hidrelétrica [MW]	Suprimento Solar [MW]
Janeiro	10	257,96	256,74	1,22
Fevereiro	24	269,20	265,59	3,61
Março	15	246,42	240,92	5,50
Abril	22	222,92	215,83	7,09
Mai	28	208,17	200,44	7,73
Junho	30	215,94	207,06	8,88
Julho	29	198,45	189,68	8,77
Agosto	27	210,18	198,79	11,39
Setembro	22	200,95	186,03	14,92
Outubro	19	199,17	182,03	17,14
Novembro	14	173,51	157,20	16,31
Dezembro	19	173,18	154,47	18,71

Tabela 4: Volume final mensal de água acumulada (ΔV) no reservatório da UHE Três Marias (Cenário 1).

Mês	Volume Final [hm ³]	Volume Inicial [hm ³]	Volume Acumulado (ΔV) [hm ³]
Janeiro	9620,77	9583,73	37,04
Fevereiro	11634,08	11477,90	156,17
Março	12661,95	12387,21	274,74
Abril	13555,14	13138,38	416,76
Mai	13688,75	13202,67	490,05
Junho	13330,92	12813,90	525,89
Julho	12675,65	12138,95	536,70
Agosto	11893,08	11287,25	605,83
Setembro	11087,94	10324,15	763,78
Outubro	10033,91	9233,43	800,48
Novembro	9041,91	8262,42	779,53
Dezembro	8783,84	7936,90	846,94

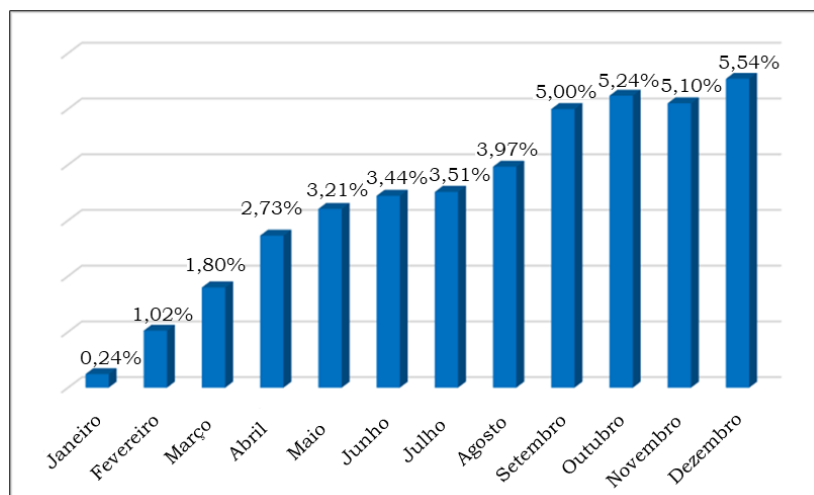


Figura 6: Volume acumulado no reservatório (Porcentagem de Volume Útil) - Cenário 1.

Tabela 5: Suprimento solar da UFV projetada, para os dias de maior aproveitamento solar (Cenário 2).

Mês	Dias	Meta	Produção	Suprimento
		Mensal [MW]	Hidrelétrica [MW]	Solar [MW]
Janeiro	10	257,96	255,65	2,31
Fevereiro	24	269,20	262,57	6,63
Março	15	246,42	236,57	9,85
Abril	22	222,92	210,41	12,51
Mai	28	208,17	194,64	13,53
Junho	30	215,94	200,30	15,64
Julho	29	198,45	181,14	17,31
Agosto	27	210,18	187,28	22,94
Setembro	22	200,95	174,29	26,66
Outubro	19	199,17	169,65	29,52
Novembro	14	173,46	145,53	27,98
Dezembro	19	173,18	141,51	31,67

Tabela 6: Volume final mensal de água acumulada (ΔV) no reservatório da UHE Três Marias (Cenário 2).

Mês	Volume	Volume	Volume
	Final [hm ³]	Inicial [hm ³]	Acumulado (ΔV) [hm ³]
Janeiro	9655,46	9583,73	71,73
Fevereiro	11764,39	11477,90	286,49
Março	12880,00	12387,21	492,79
Abril	13873,39	13138,38	735,01
Mai	14057,46	13198,70	858,76
Junho	13730,87	12805,04	925,83
Julho	13200,93	12138,95	1061,99
Agosto	12512,60	11287,25	1225,35
Setembro	11690,63	10324,15	1366,48
Outubro	10611,87	9233,43	1378,44
Novembro	9601,52	8262,42	1339,10
Dezembro	9484,14	8096,99	1387,15

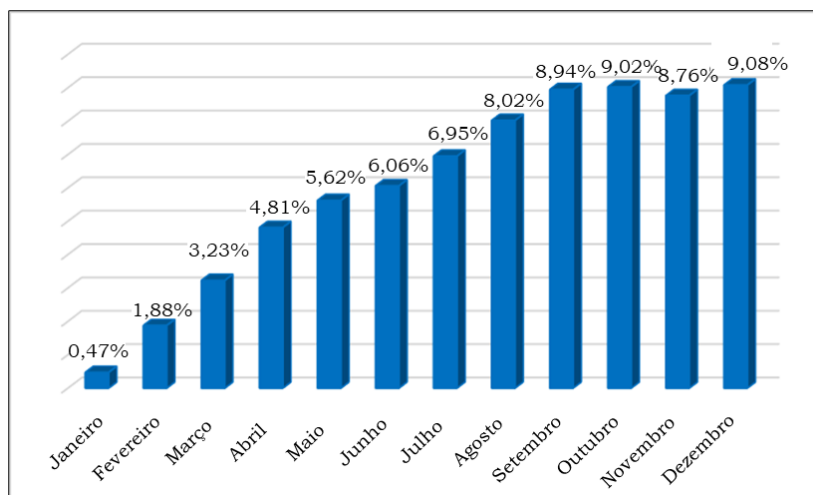


Figura 7: Volume acumulado no reservatório (Porcentagem de Volume Útil) - Cenário 2.

Os cenários estudados consideram um nível inicial do reservatório de 558,31 m, inserido como parâmetro inicial do objeto *Reservoir* da modelagem hidrelétrica. Além disso, no objeto *Turbine* está prevista a partida e parada de unidades geradoras com nível de reservatório de 550,1 m e 549,2 m, respectivamente. Também se cuida para que a vazão defluente mínima da UHE Três Marias varie entre os valores estabelecidos de 300 m³/s e 500 m³/s.

Após a simulação na plataforma RS MINERVE, verifica-se que a meta mensal de produção hidrelétrica da UHE Três Marias não é cumprida para o ano de 2003. Nesse sentido, para cumprir a meta mensal de produção hidrelétrica é calculado o suprimento solar com a qual é dimensionada a capacidade instalada do PVP projetado.

Os resultados mostram aumento no volume do reservatório para todos os meses do ano. Para o primeiro cenário (Cenário 1), o volume mínimo acumulado no reservatório é de 37,04 hm³ (janeiro) e o volume máximo acumulado é de 846,94 hm³ (dezembro), o que corresponde a 0,24 % e 5,54% do volume útil do reservatório da UHE Três Marias, respectivamente (Tabela 4 e Figura 6). A capacidade instalada projetada da UFV é de 18,71 MW para cumprir a meta mensal de produção hidrelétrica (Tabela 3). Para o segundo cenário (Cenário 2), o volume mínimo acumulado

no reservatório é de 71,73 hm³ (janeiro) e o volume máximo é de 1387,15 hm³ (dezembro) o que corresponde a 0,47% e 9,08% do volume útil do reservatório da UHE Três Marias, respectivamente (Tabela 6 e Figura 7). A capacidade instalada projetada da UFV é de 31,67 MW para cumprir a meta mensal de produção hidrelétrica (Tabela 7).

4 CONCLUSÕES

A partir dos cenários de estudo avaliados, pode-se concluir que a capacidade instalada da UFV projetada para atender aos cenários abordados neste trabalho é de 31,67 MW. Esta capacidade instalada corresponde ao pior cenário do estudo com diminuição de 20% na precipitação e aumento de 7% na evapotranspiração (Cenário 2).

Para o Cenário 2 é possível aumentar o volume do reservatório em todos os meses do ano, sendo dezembro o mês com maior aumento (9,08% do volume útil). Ao mesmo tempo, para o Cenário 1 é possível aumentar o volume do reservatório em todos os meses do ano, sendo dezembro o mês com maior aumento (5,54% do volume útil). Desta forma, a complementaridade hídrica/solar na BASF pode ser uma alternativa para a gestão dos recursos hídricos.

5 AGRADECIMENTOS

A pesquisa contou com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES – grant # 88882.435411/2019-01), da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP – grant # 2018-00016-8). Gostaríamos de agradecer à Agência Nacional de Águas e ao Instituto Nacional de Meteorologia pela gentileza de fornecer os dados necessários para a realização deste trabalho.

6 REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA BRASIL. 2014. “Três Marias reduz geração por causa do nível do reservatório”. Acesso: Junho 1, 2020. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-10/hidreletrica-de-tres-marias-reduz-atividade-por-causa-de-nivel-de>.
- ANA(a). 2020. Agência Nacional de Águas. “Divisões Hidrográficas do Brasil”. Acesso: Junho 1, 2020. <https://www.ana.gov.br/panorama-das-aguas/divisoes-hidrograficas>.
- ANA(b). 2020. Agência Nacional de Águas. “Vazão Defluente do Reservatório de Três Marias”. Acesso: Junho 1, 2020. <https://www.ana.gov.br/noticias-antigas/vazapso-defluente-do-reservata3rio-de-traas-marias.2019-03-15.9145499514>.
- ANA(c). 2020. Agência Nacional de Águas. “Sala de Situação da Agência Nacional de Águas”. Acesso: Junho 1, 2020. <https://www.ana.gov.br/sala-de-situacao/sao-francisco/sao-francisco-saiba-mais/>.
- ANA(d). 2020. Agência Nacional de Águas. “Hidroweb Versão 3.1.1”. Acesso: Junho 1, 2020. <http://www.snirh.gov.br/hidroweb/apresentacao>.

- BERGSTRÖM, S. 1992. "The HBV model - Its Structure and Applications". Acesso: Junho 1, 2020. <https://acesse.dev/bSVdZ>.
- CBHSF (a). 2004. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. "Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco". Acesso: Junho 2, 2020. <https://l1nk.dev/NoPgD>.
- CBHSF (b). 2020. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. "Principais Características do Rio São Francisco". Acesso: Abril 9, 2020. <https://cbhsaofrancisco.org.br/a-bacia/>.
- CGEE. 2016. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. "Secas no Brasil". Acesso: Junho 2, 2020. https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/seca_brasil-web.pdf.
- CEMIG (a). 2012. Companhia Energética de Minas Gerais. "Atlas Solarimétrico". Acesso: Junho 2, 2020. <https://encr.pw/C4Hlp>.
- CEMIG (b). 2020. Companhia Energética de Minas Gerais. "Usinas Hidrelétricas". Acesso: Junho 2, 2020. <http://www.cemig.com.br/en-us/Pages/default.aspx>.
- COUTO, H. J. B., OLIVEIRA, R. A. E., BRAGA, P. F. A. 2015. "Previsão de Radiação Solar Incidente no Estado do Ceará - Brasil". Revista Holos. DOI: <https://doi.org/10.15628/holos.2016.2706>.
- EUCLYDES, H. P., RUBERT, O. A. V., FERREIRA, P. A., SANTOS, R. M. 2001. "Hydrological Regionalization in the Upper São Francisco Basin Upstream of the Três Marias Dam, Minas Gerais". Brazilian Journal of Water Resources. DOI: <https://doi.org/10.21168/rbrh.v6n2.p81-10>.
- GAUDARD, L., ROMERIO, F. 2014. Reprint of "The Future of Hydropower in Europe: Interconnecting Climate, Markets and Policies". Environmental Science & Policy. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2014.05.005>.
- HERNÁNDEZ, J. G., FOEHN, A., FLUIXÁ-SANMARTÍN, J., ROQUIER, B., ARQUIOLA, J. P., CESARE, G. 2019. RS MINERVE. "Technical Manual". Acesso: Junho 2, 2020. https://crealp.ch/wp-content/uploads/2021/09/rsminerve_technical_manual_v2.25.pdf.
- INMET. 2020. Instituto Nacional de Meteorologia. "Banco de Dados Meteorológicos". Acesso: Junho 2, 2020. <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>.
- KOSA, P. 2009. "Air Temperature and Actual Evapotranspiration Correlation Using Landsat 5 TM Satellite Imagery". Nat. Sci. Journal. DOI: <https://doi.org/10.33899/rengi.2013.75441>.
- MEDEIROS, I. P. M., ANDRÉ, T. S., VALCACER, S. M., BARBOSA, C. R. F. 2020. "Avaliação da Eficiência de Protótipo Solar de Baixo Custo com Movimento Baseado em Sensor de Luminosidade". Revista Holos. DOI: <https://doi.org/10.15628/holos.2020.5616>.
- MENDIETA, J. D. P. 2018. "Operação Integrada Hidro/Solar na Bacia do Alto São Francisco". Acesso: Junho 2, 2020. <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/331524>.

- MORIASI, D. N., ARNOLD, J. G., VAN LIEW, M. W., BINGNER, R. L., HARMEL R. D., VEITH, T. L. 2007. "Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulations". American Society of Agricultural and Biological Engineers. DOI: <http://dx.doi.org/10.13031/2013.23153>.
- MOTA, F. S., BEIRSDORF, M. I. C., ACOSTA, M. J. C. 1977. "Estimates of Solar Radiation in Brazil". Agricultural Journal . DOI: [https://doi.org/10.1016/0002-1571\(77\)90016-4](https://doi.org/10.1016/0002-1571(77)90016-4).
- ONS. 2020. National Operator of the Electric System. "Inventory of Technical Data on Hydroelectric Plants". Acesso: Junho 2, 2020. <https://l1ng.com/OspCR>.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A. S., LUCENA, A. F. P., SOUZA, R. R., BORBA, B. S. M. C., COSTA, I. V. L., PEREIRA JR, A. O., CUNHA, S. H. F. 2008. "Climate Change and Energy Security in Brazil". Acesso Junho 2, 2020. <https://encr.pw/cBjUf>.
- SEIBERT, J. 1997. "Estimation of Parameter Uncertainty in the HBV Model". Nordic Hydrology Journal. DOI: <https://doi.org/10.2166/nh.1998.15>.
- SILVEIRA C. S., SOUZA FILHO F. A., LOPES, J. E. G., BARBOSA, P. S. F., TIEZZI, R. O. 2014. "Analysis of Flow Projections in Brazilian Basins with Hydroelectric Power Plants using Data from the IPCC-AR4 for the 21st Century". Brazilian Journal of Water Resources. DOI: <https://doi.org/10.21168/rbrh.v19n4.p59-71>.
- SILVEIRA, C. S., SOUZA FILHO, F. A., MARTINS, E. S. P. R., OLIVEIRA, J. L., COSTA, A. C., NOBREGA, M. T., SOUZA, S. A., SILVA, R. F. V. 2016. "Climate Change in the São Francisco River Basin: Analysis of Precipitation and Temperature". Brazilian Journal of Water Resources. DOI: <https://doi.org/10.21168/rbrh.v21n2.p416-428>.
- THORNTON, C. W. 1948. "An Approach Toward a Rational Classification of Climate". Geographical Review. DOI: <https://doi.org/10.2307/210739>.
- TIBA, C., REIS, R., COSTA, J. C. E., ABREU, J. F., AMONI, M., GUIMARAES, D. P., PORTO, M. A. D. 2014. "On The Development of Spatial/Temporal Solar Radiation Maps: A Minas Gerais (Brazilian) Case Study". Journal of Geographic Information System. DOI: <https://doi.org/10.4236/jgis.2014.63024>.
- TURNER, S. W. D., HEJAZI, M., KIM, S. H., CLARKE, L., EDMONDS, J. 2017. "Climate Impacts on Hydropower and Consequences for Global Electricity Supply Investment Needs". Energy. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.089>.

COMO CITAR ESTE ARTIGO:

Páez Mendieta, J. D., & Geriberto Hidalgo, I. COMPLEMENTARIEDADE HIDRO/SOLAR NA BACIA DO ALTO SÃO FRANCISCO: UMA ALTERNATIVA PARA GERENCIAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS. HOLOS. Recuperado de <https://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/16842>.



SOBRE OS AUTORES

J. D. P. MENDIETA

Possui graduação em Engenharia Eletromecânica - Faculdade de Engenharia (Universidad Nacional de Asunción, UNA, Paraguay), Especialização em Didática Universitária (UNA) e Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos (Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP). Tem experiência em pesquisa acadêmica na área de energias renováveis (Hidro/Solar) e Modelagem de Bacias Hidrográficas.

Atualmente está finalizando o Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos na UNICAMP.

E-mail: paezjor@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9343-8874>

I. G. HIDALGO

É Professora Associada II (MS-5.2) na Faculdade de Tecnologia da UNICAMP, doutora em Engenharia Elétrica (UNICAMP - 2009), mestra em Engenharia Elétrica (UNICAMP - 2004), especialista em Matemática (CEUNSP - 2000) e graduada em Processamento de Dados (UNESP - 1996). Realizou pós-doutorado em Engenharia Civil na Colorado State University (CSU - 2011), na University of California at Los Angeles (UCLA - 2013) e na Universitat Politècnica de València (UPV - 2017). Foi pesquisadora visitante na CSU durante o doutorado sanduíche (2009), no Institut Français du Pétrole et des Énergies Nouvelles (IFP - 2014) e na Università di Roma, La Sapienza (UniRoma - 2018). Em 2017, recebeu o reconhecimento da ELSEVIER (Energy) pela "Outstanding Contribution of Reviewing". De 2017 a 2020, foi bolsista de produtividade em pesquisa do CNPq. De 2004 a 2006 e de 2019 a 2021, foi coordenadora de cursos de graduação na Área de Computação no CEUNSP e na UNICAMP. Em 2021, recebeu o prêmio ProEC de Extensão Universitária pela UNICAMP. Faz parte do corpo docente de professores plenos no programa de pós-graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos (FEM/UNICAMP) e em Tecnologia (FT/UNICAMP). É membro do comitê de Hydroinformatics da International Association for Hydro-Environment Engineering and Research (IAHR). Leciona há 28 anos e tem 20 anos de experiência em pesquisa com sistemas de geração de energia, atuando em projetos de PD com as seguintes empresas do setor elétrico: ONS, ANEEL, CESP, CPFL, Duke Energy e AES Tietê. Áreas de interesse: sistemas de geração de energia (fontes renováveis), disponibilidade de sistemas de energia, modelos de otimização/previsão/simulação de sistemas, viabilidade econômica e financeira de investimentos, e gerenciamento de recursos hídricos.

E-mail: ihidalgo@unicamp.br

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6347-7189>

Editor(a) Responsável: Francinaide de Lima Silva Nascimento



Recebido 29 de setembro de 2020

Aceito: 01 de dezembro de 2023

Publicado: 31 de dezembro de 2023