



**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Avaliação do custo de oportunidade gerado  
pelo fornecimento de flexibilidade por parte  
das usinas hidrelétricas**

Matheus Bawden Silverio de Castro

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS MECATRÔNICOS

Brasília  
2025

**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Avaliação do custo de oportunidade gerado  
pelo fornecimento de flexibilidade por parte  
das usinas hidrelétricas**

Matheus Bawden Silverio de Castro

Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre

Orientador: Prof. Dr. Eugênio Libório Feitosa Fortaleza

Brasília  
2025

B354a

Bawden Silverio de Castro, Matheus.

Avaliação do custo de oportunidade gerado pelo fornecimento de flexibilidade por parte das usinas hidrelétricas / Matheus Bawden Silverio de Castro; orientador Eugênio Libório Feitosa Fortaleza. -- Brasília, 2025.

57 p.

Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Sistemas Mecatrônicos) -- Universidade de Brasília, 2025.

1. Flexibilidade. 2. Custo de Oportunidade. 3. Hidrelétrica. 4. Fontes renováveis. I. Libório Feitosa Fortaleza, Eugênio, orient. II. Título

**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Avaliação do custo de oportunidade gerado pelo  
fornecimento de flexibilidade por parte das usinas  
hidrelétricas**

Matheus Bawden Silverio de Castro

Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre

Trabalho aprovado. Brasília, 27 de Março de 2025:

---

**Prof. Dr. Eugênio Libório Feitosa  
Fortaleza, UnB/FT/ENM**  
Orientador

---

**Prof. Dr. William Humberto Cuéllar  
Sánchez, UnB/FT/ENM**  
Examinador interno

---

**Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo  
Camargo, ANEEL**  
Examinador externo

Brasília  
2025

*Dedico este trabalho aos meus pais que me apoaram na jornada de me tornar um mestre.  
Minha namorada por me acompanhar em uma jornada cheia desafios e recompensas,  
aos meus amigos e parceiros de laboratório pelo incentivo de sempre ir além  
e a UnB pelas oportunidades que não existiriam sem grandiosa instituição*

# Agradecimentos

Agradeço à UnB pela oportunidade de estudar e me tornar mestre, à CAPES e ao departamento PPMEC por me possibilitar apresentar artigos e tornar parte da comunidade acadêmica. E agradeço à Eletrobras Furnas pela bolsa de pesquisa do projeto PD.2020.15 para um tópico tão importante para o Brasil e o futuro da energia elétrica.

*“Where torrents fall, and turbines spin,  
A captive power, held within.  
From water’s might, a current’s call,  
The switch is struck. A blazing star is born!”*

# Resumo

Com a adoção de fontes renováveis não despacháveis, no mundo todo, as redes elétricas têm enfrentado novos desafios para acomodar a maior requisição de flexibilidade dessas fontes com usinas termoelétricas. No Brasil, os maiores fornecedores do serviço de flexibilidade são as usinas hidrelétricas. Para determinar o custo de oportunidade das usinas hidrelétricas devido o fornecimento desse serviço se criou um método comparativo que calcula a quantidade de energia passível de ser produzida caso não houvesse a restrição da demanda das usinas hidrelétricas junto com a otimização dos volumes ótimos. Nesta dissertação foi testado o método para o caso da usina de Furnas e da usinas Itumbiara, observando um custo de oportunidade de energia de 14,12% e 18,91%, e monetário de 90,32 e 243,77 milhões de dólares respectivamente.

**Palavras-chave:** Flexibilidade. Custo de Oportunidade. Hidrelétrica. Fontes renováveis.

# Abstract

Given the adoption of non-dispatchable renewable sources, the power grids worldwide have faced new challenges to accommodate the increased demand for flexibility from these sources with thermoelectric plants. In Brazil, the largest provider of flexibility services are the hydroelectric power plants. a comparative method was created that calculates the amount of energy that could be produced if there were no restriction on the demand of hydroelectric plants together with the optimization of optimal volumes. In this dissertation, the method was tested for the case of the Furnas and Itumbiara plants, observing an energy opportunity cost of 14.12% and 18.91%, and monetary cost of 90,32 and 243,77 million dollars respectively.

**Keywords:** Flexibility. Opportunity cost. Hydroelectric. Renewable sources.

# Listas de ilustrações

Figura 1 – Curva de energia líquida da califórnia conhecida como curva do pato . . . . .	14
Figura 2 – Curva do Tuiuiú . . . . .	15
Figura 3 – Representação de uma hidrelétrica . . . . .	18
Figura 4 – Curva colina de uma turbina Francis . . . . .	20
Figura 5 – Mapeamento do desgaste de uma turbina em operação . . . . .	20
Figura 6 – Imagem da coleta de dados do reservatório 3 Irmãos . . . . .	22
Figura 7 – Diagrama metodologia proposta . . . . .	24
Figura 8 – Comportamento da geração de energia . . . . .	28
Figura 9 – Comportamento da eficiência nominal com duas turbinas . . . . .	29
Figura 10 – Volume de saturação e volumes ótimos . . . . .	32
Figura 11 – Exemplificação da maquina de estados . . . . .	32
Figura 12 – Exemplificação da histerese de operação das turbinas . . . . .	33
Figura 13 – Simulação do volume do reservatório de Furnas . . . . .	36
Figura 14 – Verificação da produção de energia . . . . .	36
Figura 15 – Erro da verificação da produção de energia . . . . .	37
Figura 16 – Volumes ótimos - Furnas . . . . .	37
Figura 17 – Vazão afluente da UHE Furnas . . . . .	38
Figura 18 – Volume pelo tempo da UHE Furnas . . . . .	39
Figura 20 – Comparação da energia acumulada . . . . .	39
Figura 19 – Implementação da otimização da UHE Furnas . . . . .	40
Figura 21 – Simulação do volume do reservatório de Itumbiara . . . . .	41
Figura 22 – Verificação da produção de energia . . . . .	42
Figura 23 – Erro da verificação da produção de energia . . . . .	42
Figura 24 – Volumes ótimos - Itumbiara . . . . .	43
Figura 25 – Vazão afluente da UHE Itumbiara . . . . .	44
Figura 26 – Volume pelo tempo da UHE Itumbiara . . . . .	45
Figura 27 – Implementação da otimização da UHE Itumbiara . . . . .	45
Figura 28 – Comparação da energia acumulada . . . . .	46

# **Lista de tabelas**

Tabela 1 – Características da Usina Hidrelétrica de Furnas (81).	34
Tabela 2 – Características da Usina Hidrelétrica de Itumbiara (82).	35
Tabela 3 – Volumes de saturação das turbinas de Furnas	38
Tabela 4 – Tabela de preços, energia de Furnas	41
Tabela 5 – Volumes de saturação das turbinas de Itumbiara	43
Tabela 6 – Tabela de preços, energia de Itumbiara	46

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
<b>1.1</b>	<b>Energia no mundo</b>	<b>13</b>
<b>1.2</b>	<b>Energia no Brasil</b>	<b>14</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b>	<b>15</b>
1.3.1	Objetivo Geral	16
1.3.2	Objetivos Específicos	16
<b>1.4</b>	<b>Descrição do manuscrito</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Comportamento de uma hidrelétrica</b>	<b>17</b>
2.1.1	Princípio da conversão de energia	17
2.1.2	Equação de volume de reservatório de hidrelétricas	17
2.1.3	Tipos de turbinas	19
2.1.4	Restrições	21
2.1.5	Erros dos dados	21
<b>2.2</b>	<b>Máquina de estados</b>	<b>21</b>
<b>2.3</b>	<b>Flexibilidade</b>	<b>22</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>24</b>
<b>3.1</b>	<b>Verificação do modelo</b>	<b>26</b>
3.1.1	Dado de volume de água	26
3.1.2	Dados de geração de energia	26
<b>3.2</b>	<b>Eficiência Nominal</b>	<b>27</b>
<b>3.3</b>	<b>Otimização</b>	<b>29</b>
3.3.1	Na literatura	29
3.3.2	Implementação da otimização por ME	31
3.3.3	Calculo do custo da flexibilidade - Custo de oportunidade energética	33
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E ANÁLISE</b>	<b>34</b>
<b>4.1</b>	<b>Escolha das usinas</b>	<b>34</b>
4.1.1	UHE Furnas	34
4.1.2	UHE Itumbiara	34
<b>4.2</b>	<b>UHE Furnas</b>	<b>35</b>
4.2.1	Verificação da simulação	35
4.2.2	Otimização	37
4.2.3	Simulação	38

4.2.4	Análise de custos . . . . .	40
<b>4.3</b>	<b>UHE Itumbiara . . . . .</b>	<b>41</b>
4.3.1	Verificação da simulação . . . . .	41
4.3.2	Otimização . . . . .	43
4.3.3	Simulação . . . . .	44
4.3.4	Análise de custos . . . . .	46
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>47</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>48</b>

# 1 Introdução

## 1.1 Energia no mundo

A mudança climática está transformando as redes elétricas (1), impulsionando uma mudança por fontes energéticas com menor impacto ambiental (2). Ao longo do último século, diferentes tipos de fontes de energia renovável foram criados ou otimizados, como: solar, eólica, hidrelétrica, de ondas e geotérmica (3, 4, 5, 6, 7).

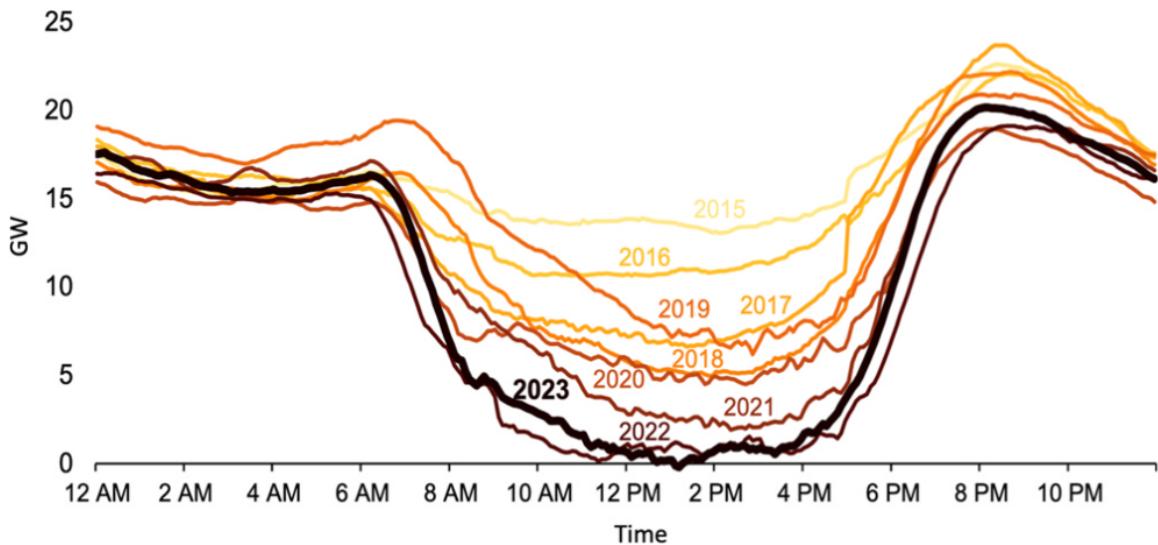
A implementação dessas fontes na rede elétrica tem aumentado globalmente de forma expressiva contudo a intermitência, classificação dadas às fontes que não pode se controlar a produção de energia por demanda solicitada, de geração das fontes renováveis, particularmente a energia solar e eólica tem se tornado um desafio na otimização na programação de geração de energia devido ao fato que pode ser observador em (8) que mostra que de 2017 até 2023 a energia advinda de fontes solar, eólica e hidráulica cresceram por volta de 400%, 200% e 5% aumentando a demanda por flexibilidade que pode ser observada na curva do pato(9), figura 1.

A flexibilidade na geração apresenta diversas definições a depender do autor (10). Podendo englobar as várias requisições da rede (11), como o controle de frequência, a garantia de reserva operativa, etc. Nesta dissertação será adotada a definição de flexibilidade de (2), a capacidade do sistema de potência para responder às mudanças de potência da demanda e da geração. Sendo considerado o custo de flexibilidade neste caso como a perda de energia por não operar no ponto ótimo por atender as demanda da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Para atender a demanda energética e de flexibilidade do existem diversas estratégias para escolha no despacho de energia (13), cada uma com seu custo e vantagem dado objetivo de otimização. Várias estrategias preveem a variação da demanda (14), contudo surge a necessidade de serviços de flexibilidade devido a oscilação da geração de energia (15). Nesse sentido, o impacto de uma fonte intermitente na rede pode ser de um despacho energético ineficiente dada a nova realidade rede elétrica (16).

Atualmente, países ,como os Estados Unidos e a China, utilizam usinas de energia de combustão para realizar a flexibilidade (17, 18, 19), o suprimento de flexibilidade por fontes de energia de combustíveis fósseis pode ser um grande impedimento para a descarbonização das redes elétricas, o que leva a investimentos em pesquisas focadas na redução das emissões de usinas de combustão ou para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia mais limpos (20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28).

Embora a vasta maioria das fontes de energia despacháveis contribua para o efeito



Fonte: figura 1 do artigo (12)

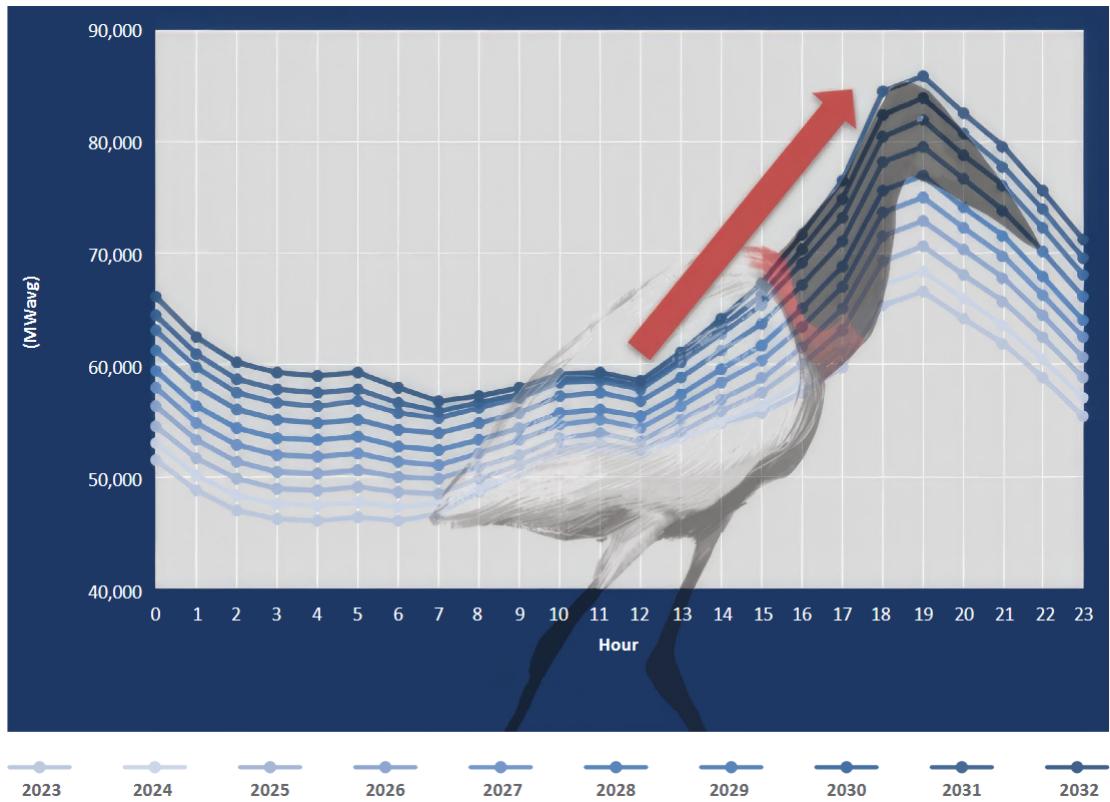
Figura 1 – Curva de energia líquida da califórnia conhecida como curva do pato

estufa através de processos de combustão, existe uma fonte de energia renovável bem conhecida que pode realizar esta flexibilidade: a fonte hidráulica. Sua vantagem já está sendo utilizada em alguns países, por exemplo: Brasil, Noruega e Suécia (29, 30, 31, 32, 33). Nos dois últimos, a venda de energia entre eles é comum, o que levou a uma melhor gestão do despacho e até mesmo a novas abordagens para gerar mais energia combinando usinas fotovoltaicas, eólicas e hidrelétricas bombeadas (33, 34).

## 1.2 Energia no Brasil

Quando se trata do cenário brasileiro, a energia hidrelétrica é responsável por suprir mais da metade da demanda de eletricidade e recebeu a incumbência de realizar a flexibilidade da demanda (31, 35, 36, 37, 38, 39). No entanto, na última década, o percentual de usinas hidrelétricas diminuiu de 90% para 50%, um valor ainda significativo, mas já suficiente para saturar as usinas hidrelétricas (40, 41).

Este cenário ocasionou o aumento na quantidade de usinas de combustão no Brasil, porém neste novo cenário, a flexibilidade brasileira ainda é realizada pelas usinas hidrelétricas mesmo não sendo tão grande quanto era antes (42), mas a quantidade de potência para flexibilidade cresce, sendo reportado de 2018 uma necessidade máxima de rampagem de produção de 9000MW/h e em 2023 o valor de 13000MW/h ,de acordo com (43) e (44) respectivamente. Um valor que deve crescer dado a previsão feita pela *ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, INC* (EPRI) na curva do Tuiuiú ,figura 2, curva análoga da curva do pato que prevê o comportamento da demanda líquida do sistema elétrica devido ao aumento de fontes renováveis não despacháveis na rede elétrica.



Fonte: figura 4 do artigo (45)

Figura 2 – Curva do Tuiuiú

Além disso, o principal sistema elétrico brasileiro opera majoritariamente em um mercado regulado, no qual preços fixos de energia são negociados em leilões (46, 47), levando por vezes a um despacho ineficiente da energia para suprir a demanda (48, 49), diferentemente do Sistema Geral do Mercado Europeu de Eletricidade, onde os preços de energia não regulamentados são negociados e o preço da energia é mais volátil. Isso nos levou a pesquisar quanta energia não está sendo otimamente despachada, uma vez que as usinas brasileiras devem realizar este serviço de flexibilidade.

### 1.3 Objetivos

O projeto *Software e Metodologia para Simulação de Sistema Elétrico, Valoração da Flexibilidade das Hidrelétricas e Estimação dos Custos de Oportunidade devido ao uso desta flexibilidade PD.2020.15*, requisitado e patrocinado pela Eletrobras Furnas, propõe desenvolver uma metodologia para a valoração da flexibilidade e custos de oportunidade no uso desta flexibilidade em um cenário sujeito a incertezas e flutuações na demanda e na geração de energia, principalmente devido ao uso conjunto de diferentes tipos de fontes de energia. A presente dissertação visa calcular o custo de oportunidade energético ligado ao fornecimento de flexibilidade, característica que compõe e complementa o projeto previamente mencionado.

### 1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo dessa dissertação é o desenvolver uma metodologia capaz de determinar o custo de oportunidade para qualquer usina hidrelétrica tradicional ao fornecer flexibilidade a rede elétrica brasileira. Em outras palavras, determinar a quantidade de energia que uma determinada usina deixa de gerar ao prestar os serviços de flexibilidade requeridos.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral desta dissertação foram estabelecidos alguns objetivos específicos:

- Modelo matemático do funcionamento elétrico e hídrico de uma usina hidrelétrica
- Proposição de estratégia de cenário hipotético com otimização construtiva de baixo custo computacional para maximizar a produção de energia e minimizar o número de ciclagem no caso hipotético sem restrições.
- Comparaçao do cenário real com o cenário hipotético para determinar custo devido a demanda por flexibilidade.

## 1.4 Descrição do manuscrito

A dissertação está dividida em introdução 1, parte com enfoque na contextualização do cenário energético do mundo e do Brasil, e mostra a importância das hidrelétricas para o Brasil junto com as maneiras de simular e otimizar as usinas hidrelétricas. O capítulo 2, responsável por introduzir ao leitor os conceitos básicos envolvidos no funcionamento de reservatórios, do conjunto turbina gerador, dos erros presentes nos modelos e nos dados além da definição de uma máquina de estados, que será utilizada para implementação da otimização. O capítulo 3 mostra a metodologia utilizada para atingir os objetivos dessa dissertação, desenvolvendo os conceitos criados de otimização da produção das usinas hidrelétricas e sua implementação com as máquinas de estados. No capítulo 4, são avaliados todos os conceitos criados nas usinas selecionadas, com verificação da acurácia dos modelos e em seguida a implementação da otimização com análise dos dados obtidos posteriormente. Seguido da conclusão em 5, sendo avaliado se os objetivos propostos na pesquisa foram cumpridos.

## 2 Fundamentação Teórica

### 2.1 Comportamento de uma hidrelétrica

#### 2.1.1 Princípio da conversão de energia

A geração de energia elétrica de uma usina hidrelétrica é baseada na relação proporcional que a turbina consegue aplicar na conversão de energia potência em energia elétrica. Dado a energia potencial gravitacional da água:

$$E_{potential} = mgh \quad (2.1)$$

Sendo  $m$  a massa,  $g$  a constante gravitacional e  $h$  a altura. Reescrevendo a massa como o volume vezes a densidade da água, temos a equação:

$$E_{potential} = \rho Vgh \quad (2.2)$$

Com  $\rho$  e  $V$ , sendo a densidade o volume respectivamente. E dado que a potência da turbina será a energia convertida da energia potencial gravitacional no tempo, temos a equação:

$$Potência_{turbina} = \eta \frac{dE_{potencial}}{dt} = \eta \frac{d(\rho Vgh)}{dt} = \eta \rho Qgh \quad (2.3)$$

Permanece constante nessa escala temporal, a única variável que muda com o tempo é o volume. Sendo a derivada do volume no tempo igual à vazão da turbina hidrelétrica. Sendo considerado  $\eta$  a constante de eficiência de conversão da turbina hidrelétrica.

#### 2.1.2 Equação de volume de reservatório de hidrelétricas

Para o cálculo do volume das usinas hidrelétricas, três fatores majoritários influenciam o volume do reservatório das UHE, como na equação 2.4:

$$V[k + 1] = V[k] + Q_{in}[k] + Q_{out}[k] \quad (2.4)$$

Com  $V[k + 1]$  sendo volume do reservatório em  $hm^3$  no passo de tempo a frente do volume atual,  $V[k]$ . Com  $Q_{in}[k]$ , sendo a vazão afluente que chega na montante do reservatório no instante  $k$ . E  $Q_{out}[k]$ , a vazão defluente do reservatório mais o valor evaporado no instante atual.

$$Q_{out}[k] = Q_{turbanado}[k] + Q_{vertido}[k] + Q_{evaporado}[k] \quad (2.5)$$

Sendo  $Q_{turbinado}$  a vazão de água utilizada pelas turbinas hidrelétricas,  $Q_{vertida}$  a vazão de água pelas comportas do reservatório, e  $Q_{evaporado}$  a quantidade de água evaporada no passo de tempo  $k$ .

Com a quantidade de água evaporada sendo uma função do dado de evaporação mensal,  $K_{evap}$ , vezes a área do reservatório,  $Area_R$ .

$$Q_{evaporado} = K_{evap} Area_R \quad (2.6)$$

Sendo que a taxa de evaporação varia de mês a mês. A equação utilizada, ignora o fato da percolação da água por baixo do reservatório e o bombeamento da água para outros usos, contudo nas usinas simuladas, os efeitos dos fatores previamente citados são negligenciáveis no escopo do projeto.

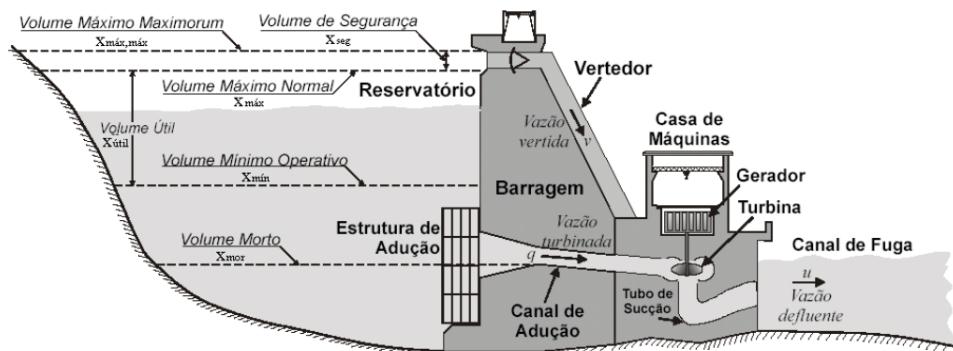
Para o cálculo do valor máximo do fluxo turbinado por um conjunto turbina/generator, primeiro se calcula, dado o volume do reservatório, qual a altura da montante e o nível da jusante sem qualquer valor turbinado com os polinômios Polinômio volume x cota (PVC) e Polinômio vazão defluente x nível da jusante (PVN) e Polinômio cota x área (PCA).

$$PVC[K_0, K_1, K_2, K_3, K_4] \quad H_{montante}(u) = K_0 + K_1u + K_2u^2 + K_3u^3 + K_4u^4 \quad (2.7)$$

$$PCA[K_0, K_1, K_2, K_3, K_4] \quad Area_{reservatório}(u) = K_0 + K_1u + K_2u^2 + K_3u^3 + K_4u^4 \quad (2.8)$$

$$PVNJ[K_0, K_1, K_2, K_3, K_4] \quad H_{jusante}(u) = K_0 + K_1u + K_2u^2 + K_3u^3 + K_4u^4 \quad (2.9)$$

Fazendo uma análise do reservatório na figura 3 com a equação de Bernoulli, temos:



Fonte: (50)

Figura 3 – Representação de uma hidrelétrica

$$H_1 + P_1 + \frac{Q_1^2}{2g} = H_2 + P_2 + \frac{Q_2^2}{2g} \quad (2.10)$$

Sendo que na figura os dois pontos estão sob a mesma pressão atmosférica então  $P_1 = P_2$ . E assim como na análise de tanques de água (51), é assumido que o nível da montante não

varia no passo de tempo analisado, colocando  $Q_1 = 0$ . Podendo então isolarmos  $Q_2$ :

$$Q_2 = \sqrt{\frac{H_1 - H_2}{2g}} \quad (2.11)$$

Com esses dados e equações, é necessário um cálculo iterativo para se determinar qual o engolimento máximo. Pois quando se calcula o engolimento da usina hidrelétrica, o nível da jusante é alterado devido ao crescimento do fluxo de água. Com o crescimento do nível da jusante o engolimento é afetado e é necessária essa iteração até que o cálculo converja a um valor.

---

#### Algorithm 1 Cálculo de volume turbinado possível

---

```

 $Q_{turbinado}[t2] = 0$ 
 $H_{montante} = Poli\_PVC(V[k])$ 
do :
 $Q_{turbinado}[t1] = Q_{turbinado}[t2]$ 
 $H_{jusante} = Poli\_PVN(Q_{turbinado}[t1])$ 
 $Q_{turbinado}[t2] = \sqrt{\frac{(H_{montante} - H_{jusante})}{2g}}$ 
if  $Q_{turbinado}[t2] > Q_{max}$ :
     $Q_{turbinado}[t2] = Q_{max}$ 
     $diff = abs(Q_{turbinado}[t2] - Q_{turbinado}[t1])$ 
while  $diff > \sigma$ 

```

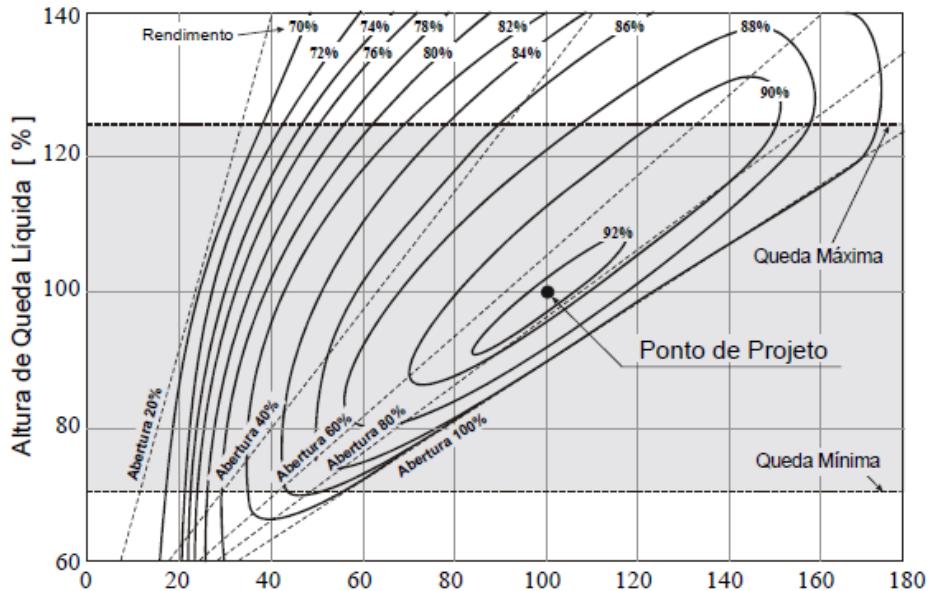
---

Sendo verificado constantemente para que a vazão não ultrapasse a vazão máxima possível que o canal do reservatório permite passar.

### 2.1.3 Tipos de turbinas

As turbinas hidrelétricas são dispositivos hidromecânicos que convertem a energia gravitacional da água em energia cinética que podem ser divididas em turbinas de ação ou reação (52). A seleção do tipo de turbina depende das características hidrológicas do reservatório (53), como a altura da queda d'água e a vazão. A turbina Francis, de fluxo misto e reação, é adequada para quedas médias e vazões variáveis, enquanto a turbina Kaplan, de fluxo axial e reação, é otimizada para baixas quedas e altas vazões, com pás ajustáveis para maximizar a eficiência em diferentes condições de operação. A turbina Pelton, de ação, é projetada para altas quedas e baixas vazões, utilizando jatos de água de alta velocidade para impulsionar suas pás. A turbina bulbo, uma variação da Kaplan, é utilizada em baixas quedas e grandes vazões, com o gerador encapsulado dentro do rotor para otimizar o fluxo de água.

O comportamento das turbinas hidrelétricas é intrinsecamente ligado à otimização da eficiência em diversas condições operacionais (54). Uma das principais maneiras de se observar essa característica é a curva colina, figura 4. Uma representação gráfica da eficiência

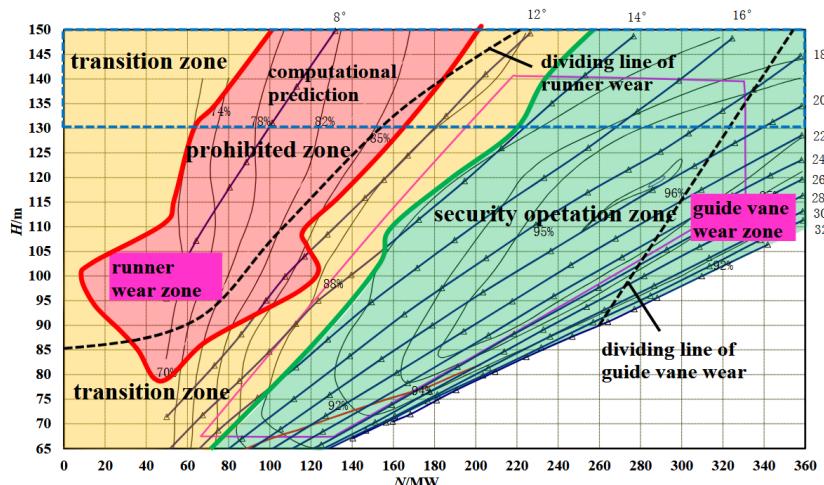


Fonte: segunda figura do artigo (55)

Figura 4 – Curva colina de uma turbina Francis

em função da vazão e queda, desempenha papel crucial na análise e controle da eficiência dessas turbinas. A variação da vazão e da queda impacta diretamente o ponto de operação na curva colina, exigindo ajustes precisos nos parâmetros da turbina para manter a eficiência. A otimização do ponto de operação, através do controle das pás guia e do rotor, é essencial para maximizar a produção de energia em diferentes cenários hidrológicos.

Durante a otimização do comportamento das turbinas, é necessário um controle da trajetória até o ponto ideal escolhido para a operação. O modo de operar a turbina pode gerar vibrações e fluxos turbulentos que danificam e reduzem a vida útil da mesma (56), gerando custos e manutenções extras.



Fonte: figura 10 do artigo (56)

Figura 5 – Mapeamento do desgaste de uma turbina em operação

### 2.1.4 Restrições

Para a simular o comportamento das hidrelétricas, os dados de vazão afluente e defluente, vazão turbinada, nível do reservatório e geração de energia foram coletados do ONS. Com as características, restrições e equações das usinas selecionadas vindo da empresa de pesquisa energética (EPE) e da Eletrobras Furnas.

$$\begin{aligned}
 V_{min} &\leq V \leq V_{max} \\
 H_{min} &\leq H_{montante} \leq H_{max} \\
 P &\leq P_{max} \\
 Q_{turbanado} &\leq Q_{max} \\
 Q_{vertido} &\leq Q_{vertido\ max}
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

Dado que o volume deve operar somente entre o volume mínimo e máximo. E a cota montante operar analogamente com as mesmas restrições. Além que cada gerador apresenta uma potência máxima, se a turbina oferecer mais energia ele ficará saturado. Assim como cada turbina tem uma vazão máxima admissível e a comporta apresenta um valor máximo de vazão que pode ser vertida.

### 2.1.5 Erros dos dados

A verificação dos dados de entrada da ONS é necessária, pois as hidrelétricas apresentam diversos sensores para medição de fluxo, com erro associado apresentando variações de 5% a 20% (57), com a equação 2.4 foi feita a comparação dos dados e se observa na figura 13a que os dados apresentam erros que mostram erros acumulativos contínuos.

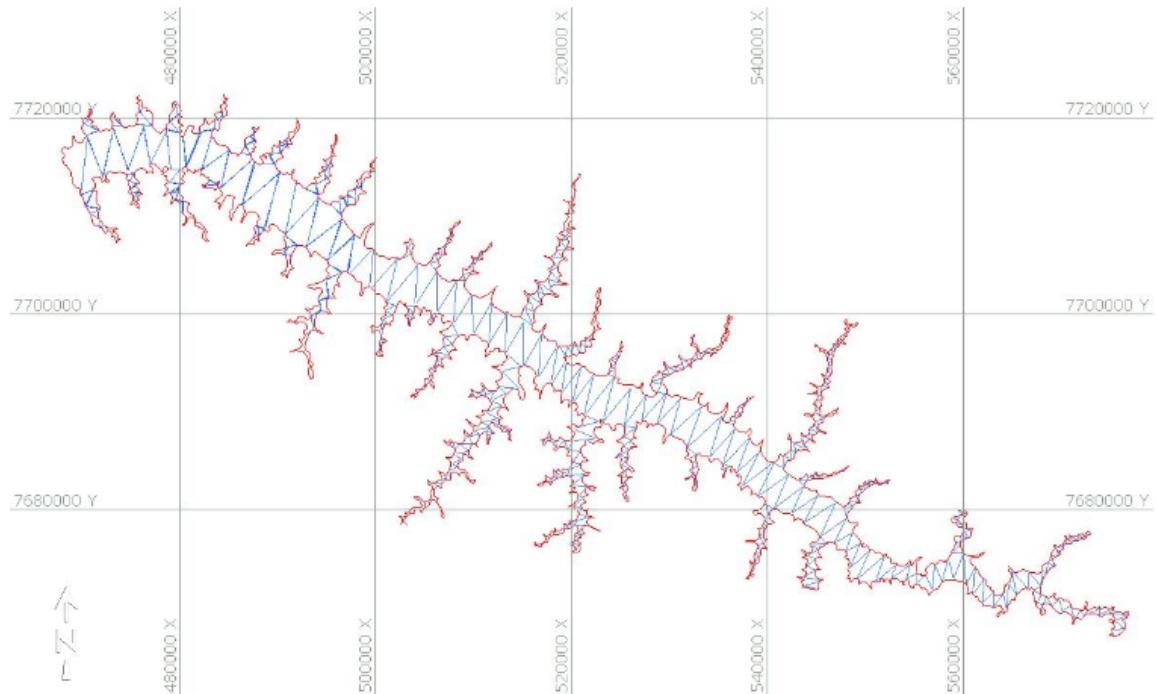
Sendo então necessário o cálculo da correção do dado de afluente, com a equação 2.13 para corrigir os dados de baseado nos dados coletados pelos lineômetros, que apresentam erro entre 0.5 a 1%:

$$Erro_{Afluente}[k] = V[k+1] - (V[k] + Q_{in}[k] + Q_{out}[k]) \tag{2.13}$$

Dado que o lineômetro apresenta a altura da água em relação ao nível do mar, o cálculo do volume do reservatório é feito com a coleta de dados via satélites e a integração das áreas do reservatório versus a altura, como mostra o autor (58) na figura 6:

## 2.2 Máquina de estados

Uma máquina de estados é um modelo matemático que agrupa todas as possíveis ocorrências do sistema, chamadas de estados. Todos os possíveis estados de um sistema são avaliados, mostrando todas as possíveis interações entre sujeitos e objetos (59), sendo classificada como máquina Mealy ou de Moore.



Fonte: terceira figura do artigo (58)

Figura 6 – Imagem da coleta de dados do reservatório 3 Irmãos

No escopo da pesquisa é utilizada a máquina de estados de estados finitos e discretos. Em Ciência da Computação, uma Máquina de Mealy é um tipo específico de Máquina de Estados Finitos (MEF) que se caracteriza pela produção de uma saída baseada tanto no estado atual quanto na entrada recebida.

As Máquinas de Moore são outro tipo fundamental de Máquinas de Estados Finitos, mas com uma característica distintiva: a saída de uma Máquina de Moore é determinada exclusivamente pelo estado atual em que ela se encontra. Diferentemente das Máquinas de Mealy, a saída não depende da entrada que causou a transição, (60).

## 2.3 Flexibilidade

Os elementos presentes no conceito de flexibilidade são diversos, como é o caso do controle de frequência, da garantia de reserva operativa, dentre outros dependendo do autor (61), (62). Contudo, todas têm em comum a capacidade de manter o equilíbrio da demanda e oferta do sistema elétrico, assim como previsto do conceito adotado de (2). Os elementos a seguir compõem a segurança energética, que está diretamente relacionada com a flexibilidade requerida pelo sistema interligado nacional (SIN), pois todos são serviços demandados pela ONS das usinas hidrelétricas para garantia da estabilidade do SIN:

- Deslocamento hidráulico: consiste na transferência de água de um reservatório para outro, aproveitando o potencial energético da água em diferentes momentos e locais;

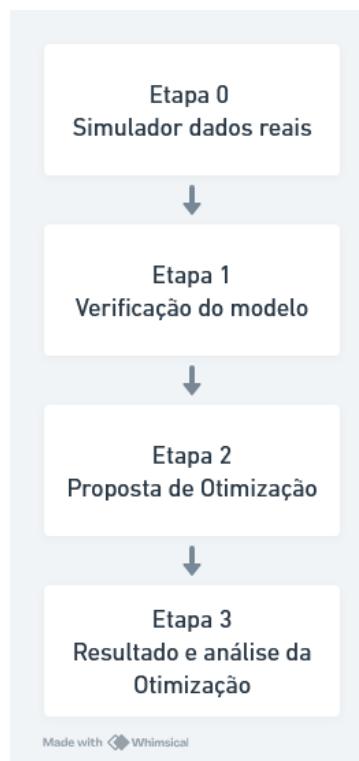
- 
- Compensação síncrona: é um serviço auxiliar do sistema elétrico que visa manter a estabilidade da tensão e a qualidade da energia.;
  - Restrição elétrica(On/Off) ou *Constrained-on/off*: usina que não foi indicada a gerar/-desligar por ordem de mérito, mas que foi despachada/desligada na fase de programação diária (pós-DESSEM) ou em tempo real para atender a critérios operacionais;
  - *Unit commitment cost*: são os custos relacionados ao tempo mínimo de acionamento, ao tempo mínimo de permanência desligada, à rampa de elevação e à rampa de redução/desligamento;
  - Ordem de mérito: é o critério utilizado para definir a ordem de despacho das usinas geradoras em um sistema elétrico, com as usinas organizadas em ordem crescente de custo marginal de geração.

Estes são os elementos definidos pela documentação técnica do modelos centro de pesquisas de energia elétrica (CEPEL) (63) e a metodologia de estimativa de requisitos e recursos de flexibilidade no SIN (44), manuais que explicam o funcionamento de simuladores essenciais para o funcionamento do SIN, como o *NEWAVE*, *DECOMP*, *DESSEM* e o *SUISHI*, além das definições de conceitos de geração de energia seguidas pela ONS e a EPE. Sendo elementos importantes para a saúde da rede elétrica e englobados na definição de flexibilidade utilizada nesta dissertação.

### 3 Metodologia

A metodologia proposta para determinar o custo de oportunidade das usinas hidrelétricas por prover flexibilidade ao sistema elétrico brasileiro, o custo de oportunidade é a energia que deixou de ser gerada devido ao fornecimento de tal flexibilidade. Será utilizado o diagrama da figura 7, que propõe a 4 etapas como a escolha da usina e sua simulação, verificação do modelo, otimização e análise dos resultados junto da comparação, com dados fornecidos pelo ONS junto com os dados das usinas fornecidas por Eletrobras Furnas, escolhidas como *benchmark* para determinar este custo.

Nesta dissertação é proposta uma metodologia que compara dois cenários. O primeiro cenário é representativo da situação do mundo real: a energia hidrelétrica produz energia e fornece flexibilidade de acordo com as demandas da agência reguladora. E o outro cenário de um modelo otimizado para a maior produção de energia sem as restrições operacionais da flexibilidade.



Fonte: autor próprio

Figura 7 – Diagrama metodologia proposta

A etapa 0 da metodologia será a coleta de dados das usinas hidrelétricas, fornecidos por Eletrobras Furnas e a EPE, escolhidas como *benchmark*, com usinas de grande reservatório,  $10^4 hm^3$  de volume útil, e capacidade de produção acima de 50 MW por turbina. Os dados requisitados são:

- Volume Máximo;
- Volume Mínimo;
- Polinômios característicos;
- Características do conjunto turbina gerador;
- Vazão afluente, defluente, turbinada;
- Produção energética.

Na primeira etapa a acurácia do modelo será verificada em um período de 5 anos, sendo verificados o volume de entrada e o modelo de geração de energia. O motivo desta verificação se dá ao fato que os parâmetros e constantes das usinas hidrelétricas e seus reservatórios são alterados com tempo (64, 65), devido à sedimentação e ao desgaste das turbinas dos geradores devido a operação. A sedimentação afeta o volume do reservatório e a acurácia dos polinômios PVC, PCA e PVN, e o desgaste das turbinas afetam constante como da produtibilidade e das perdas hidráulicas.

Na segunda etapa, será feito o estudo da geração de energia das hidrelétricas, determinando os pontos ótimos de operação das turbinas hidrelétricas que será a base de toda a metodologia. Pois é suposto que a maior parte do custo de oportunidade devido fornecimento advindo da flexibilidade advém da operação das usinas fora dos parâmetros definidos como ótimos. Logo após é feita a simulação da produção sob a regra de otimização com foco na maior eficiência de produção de energia. Este modelo sendo o coração de toda a metodologia permite a simulação de um segundo cenário idealizado no qual a usina não é obrigada a fornecer serviços de flexibilidade e produz energia somente em busca dos parâmetros ótimos para maior eficiência nominal continua.

O processo de otimização proposto é baseado no conceito de eficiência nominal, que será formalmente introduzido em detalhes na Subseção 3.3. A ideia central desta estratégia de otimização é a maior quantidade de energia produzida por metro cúbico, sendo um método que decide quando as turbinas devem ser ligadas e desligadas de acordo com o volume variável do reservatório de água, de forma que a usina opere consistentemente com o número ideal de máquinas para atingir a maior eficiência nominal, minimizando simultaneamente o número de ciclos de partida e parada de turbinas necessários.

Na terceira etapa, é comparado com o dado real com o otimizado, verificando a diferença de energia gerada que deixou de ser capitalizada devido ao fornecimento de flexibilidade ao sistema. Observando também o comportamento do nível do reservatório dos dois cenários em como se comportam de formas diferentes devido a decisão do operador da usina.

A simulação teve uma duração 5 anos foi escolhido devido que no começo de 2018 até o final de 2023, foi escolhido este período por ser um cenário desafiador para a metodologia proposta. Pois o nível dos reservatórios começa baixo, menor que 30% do volume útil. Além de ser um cenário competitivo para otimização ser implementada, se utilizou um período de simulação grande para aumentar o número de pontos, tendo em vista que a comparação do cenário real com o cenário hipotético otimizado precisa ter mesmo volume inicial e final.

### 3.1 Verificação do modelo

A verificação do modelo se parte em duas frentes, uma da verificação do volume do reservatório. E na verificação da qualidade do modelo na geração de energia baseado nos dados da ONS.

#### 3.1.1 Dado de volume de água

Para a verificação do volume de água, se faz o cálculo 2.13 em todo o período simulado. Com o algoritmo 2, se consegue calcular o erro associado a todos os dados de entrada de água da simulação com exceção do último dia devido ao dado estar no ano seguinte.

---

#### Algorithm 2 Verificação vazão afluente

```

Carregar Volume útil, vazão de entrada, vazão defluente e taxa de evaporação
Calcular Nível da montante, área do reservatório
for i do range(dias)
    Calcular  $Q_{eva}[k]$ 
    Calcular  $V[k + 1] = V[k] + Q_{in}[k] - Q_{out}[k]$ 
    Calcular  $Erro_{afluente}[k] = V_{ONS}[k + 1] - V[k + 1]$ 
    Armazenar  $Erro_{afluente}$ 
end for

```

---

O algoritmo carrega todos os dados necessários para a simulação, volume útil, vazão de entrada, vazão defluente e taxa de evaporação, e percorrendo todos os dados por dia, calculando o volume resultante do dia seguinte, a partir da taxa de evaporação e da variação de volume do reservatório, e compara com o volume registrado, a diferença de volume calculado é armazenada como o erro para futura correção. E a partir do dado armazenado é corrigido o valor da vazão afluente por dia. Se não ocorrer esta correção, não se pode ter certeza de que os dois cenários comparados possuem a mesma quantidade de recursos para a produção de energia, o que prejudicaria a análise da comparação de resultados.

#### 3.1.2 Dados de geração de energia

Na questão da geração de energia, com os dados de volume, vazão turbina e defluente é feito o cálculo do valor da energia produzida pela UHE e faz-se a comparação com os dados

fornecidos pela ONS. Sendo comparado o valor do RMSE (*Root Mean Square Error*) e do NRMSE (*Normalized Root Mean Square Error*) da simulação, e do sinal original adicionado com ruídos, de  $0.01\%\sigma^2$  e  $0.05\%\sigma^2$ . Com intuito de dimensionar a qualidade da simulação utilizada.

---

**Algorithm 3** algoritmo de verificação de energia

---

**Carregar** Volume útil, vazão de entrada, vazão defluente e vazão turbinada

**Calcular** Nível da montante e nível da jusante

**for** i **do** range(dias)

**Calcular**  $H_{perda} = (H_{montante} - H_{jusante})K_{perda}$

**Calcular**  $H_{liquida} = (H_{montante} - H_{jusante} - H_{perda})$

**Calcular**  $Energy_{sim} = H_{liquida}Q_{turbinado}K_{prod}$

**Armazenar** Dado de Energia

**end for**

**Calcular**  $RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^N (Energy_{sim}[i] - Energy_{ONS}[i])^2}{N}}$

**Calcular**  $NRMSE = \frac{RMSE}{mean(Energy_{ONS})}$

---

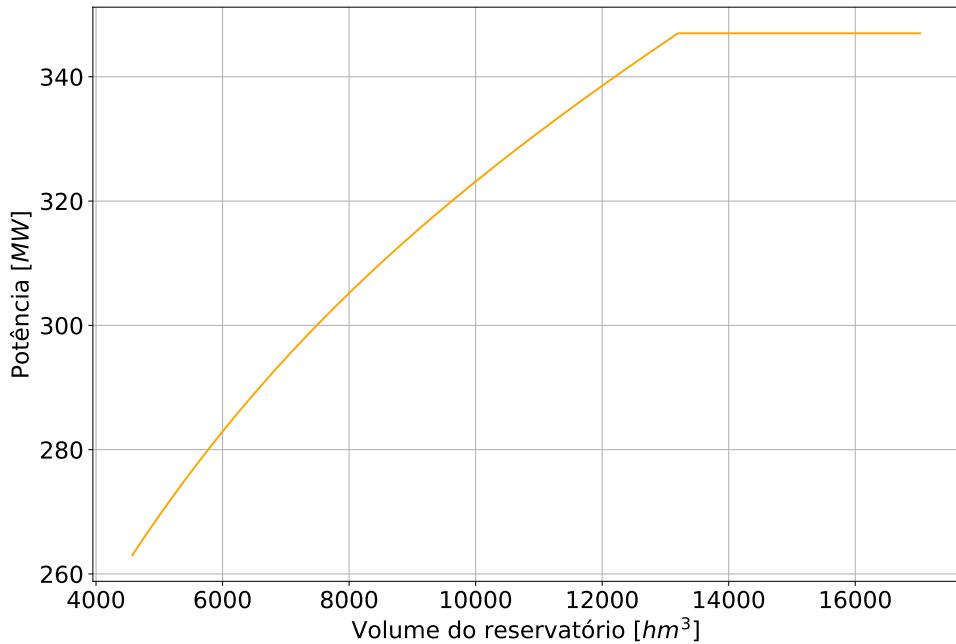
Para cada dia é calculado com o dado do volume a cota montante, do valor da vazão defluente o nível da jusante, assim depois calculadas as perdas de pressão. E se pode obter o valor da energia gerada no dia. Sendo armazenado o valor e comparado com o dado registrado pela ONS e medida a quantidade de erros presente na simulação.

## 3.2 Eficiência Nominal

A potência de saída da turbina não é necessariamente constante no fluxo de saída máximo da turbina, já que a potência varia dependendo da altura líquida (66, 67, 68), Figura 8. Além disso, embora ativar uma turbina adicional possa aumentar a potência de saída total da usina, também reduz a potência gerada por cada turbina individual devido ao aumento associado no nível da água a jusante. Com a Figura 8, sendo uma parte da Figura 4 sendo observado a parte de máximo engolimento com diversas quedas com as equações e constantes de modelo fornecido por Eletrobras Furnas.

Para observar a redução na potência de saída das turbinas individuais, em vez da potência total, consideramos a potência adicional gerada pela i-ésima turbina  $P_{a_i}$ , que é definida como a potência total com  $i$  turbinas ativadas menos a potência produzida com  $i - 1$  turbinas.

Considerando que as turbinas sempre operam em sua capacidade máxima de captação de água e usando a potência adicional, introduzimos o conceito de eficiência nominal de uma turbina da seguinte forma: a eficiência nominal da i-ésima turbina ( $\eta_{nom_i}(V)$ ) é definida como a razão entre a potência adicional gerada pela i-ésima turbina em um volume específico e a potência máxima que essa turbina pode produzir  $P_{turbine}$ .



Fonte: autor próprio

Figura 8 – Comportamento da geração de energia

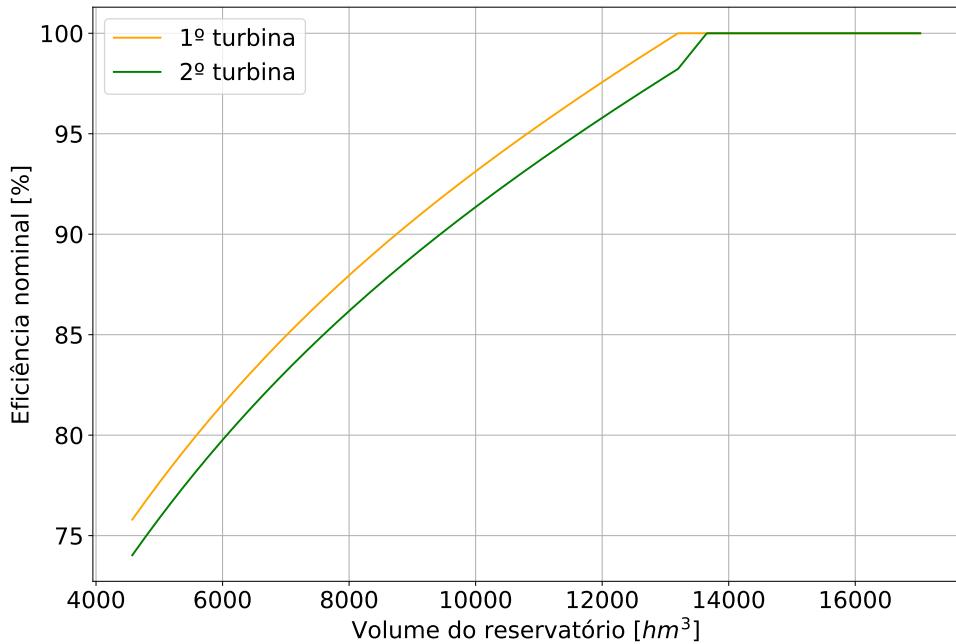
$$\eta_{nominal}[i] = \frac{P[i]}{\max(P[i])} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Prosseguindo a análise, se têm que com a ativação de outra turbina se observa uma queda na eficiência de geração devido à diminuição da altura líquida. Para facilitar a observação da redução na eficiência para cada turbina individual, em vez da potência, consideramos a potência adicionada gerada pela  $i$ -ésima turbina  $P_{ai}$ , que é definida como a potência total com  $i$  turbinas ativadas menos a potência produzida com  $i - 1$  turbinas. O Algoritmo 4 mostra a computação dessa quantidade.

A Figura 9 ilustra um exemplo de eficiência nominal utilizando o algoritmo 4 em função do volume do reservatório para duas turbinas com características idênticas na mesma usina hidrelétrica. Essa correlação entre eficiência e volume do reservatório é comum em modelos hidrelétricos (69, 67).

A eficiência nominal da primeira turbina é uma função crescente do volume do reservatório e satura em um determinado volume do reservatório  $V_1$ . Com a segunda turbina apresentando quase mesmo comportamento até a saturação da primeira turbina, mostrando uma nova taxa de crescimento de eficiência nominal.

Para o cálculo da eficiência nominal, se utiliza o algoritmo 4, no qual se analisa a eficiência de cada turbina individualmente. Como a ativação de uma turbina afeta o desempenho da turbina anterior, toda ineficiência gerada será descontada da turbina ativada, permitindo uma análise que posteriormente torna mais fácil a tomada de decisão operacional.



Fonte: autor próprio

Figura 9 – Comportamento da eficiência nominal com duas turbinas

Assim se pode determinar os níveis ótimos para ativação as turbinas da usina hidrelétrica.

---

#### Algorithm 4 power\_turbine( $n$ )

---

```

if  $n = 1$  :
     $power_{sum} = Power[V]$ 
else:
     $power_{sum} = \sum_{i=1}^n Power_i[V] - \sum_{i=1}^{n-1} Power_i[V]$ 
return  $\frac{power_{sum}}{Power_{turbine}}$ 

```

---

### 3.3 Otimização

#### 3.3.1 Na literatura

A otimização é o processo de se determinar entre várias opções de um objeto aquela que é a melhor possível dentro de certos critérios de escolha e limitações, com os recursos disponíveis (70). Na literatura da produção de energética, algoritmos estocásticos e meta-heurísticos têm sido amplamente aplicados para otimizar a produção de energia (71, 72, 73, 74, 75). Adicionalmente, outros estudos têm se concentrado na gestão da água em configurações hidrelétricas mais complexas, como as dos sistemas em cascata (76, 66, 69). Alguns trabalhos, como (77, 78), analisam seus modelos em uma base de longo prazo, otimizando as operações hidrelétricas ao longo de horizontes de tempo estendidos.

Complementando esses métodos existentes, este estudo emprega uma estratégia baseada no conceito de eficiência nominal para determinar o número ideal de turbinas a serem ativadas em cada passo de tempo. Adotamos uma abordagem de otimização de curto prazo com uma janela de tempo de 24 horas, o que permite um controle mais dinâmico e adaptativo das operações hidrelétricas. Este tipo de otimização de curto prazo tem sido aplicado com sucesso na produção de reservatórios de petróleo, onde reduziu drasticamente os custos computacionais, mantendo um desempenho de produção aceitável (79).

A otimização neste caso a escolha de parâmetros dentro do escopo desejado no processo, como o aumento da produção de energia, da eficiência e minimização da quantidade de ciclagens requeridas. Para a ativação das turbinas de forma otimizada, se tem que nenhuma turbina deve produzir abaixo de um volume específico do reservatório. Será denominado esse volume como o volume ótimo, sendo a base da estratégia de otimização do método proposto. Na figura 10, as duas primeiras retas cinzas são os volumes ótimos das turbinas, sendo os volumes que a apresentam saturação do conjunto turbina gerador.

Para se evitar a chance de um constante chaveamento de ativação da turbinas, se coloca uma histerese na decisão de ativar as turbinas. Exemplificando o comportamento, a primeira turbina será ativada caso o volume esteja posterior à segunda reta cinza tracejada, e será desligada caso fique com uma eficiência menor de 100%. E a segunda turbina ativará na terceira reta cinza e desligará de forma análoga à primeira.

Na figura 10, a última reta cinza é um valor determinado empiricamente, sendo alocado no valor que produz a maior quantidade de energia gerada dada as restrições de eficiência e com uma nova restrição, evitar o vertimento. Para tal o volume de segurança é criado, um critério volumétrico, descrito posteriormente no algoritmo 5, que o reservatório obrigatoriamente precisa ter disponível para evitar vertimento.

---

**Algorithm 5** Análise de integral dupla
 

---

```

1: Inicialização dos dados necessários para simulação das usinas
    • Dados das usinas
    • Dados da entrada de água
    • Integrador A
    • Integrador B
2: for  $i =$  entrada de água - engolimento do inspeção
3:   integrador A  $+= i$ 
4:   if  $i \geq 0$  then
5:     integrador B  $+= i$ 
6:     if Integrador A  $< 0$  then
7:       Armazenar(integrador B)
8:       integrador A  $= i$ 
9:       integrador B  $= i$ 
10:    end if
11:   end if
12: end for
13: Armazenar(integrador B)
14: saída = max(Armazenado)
  
```

---

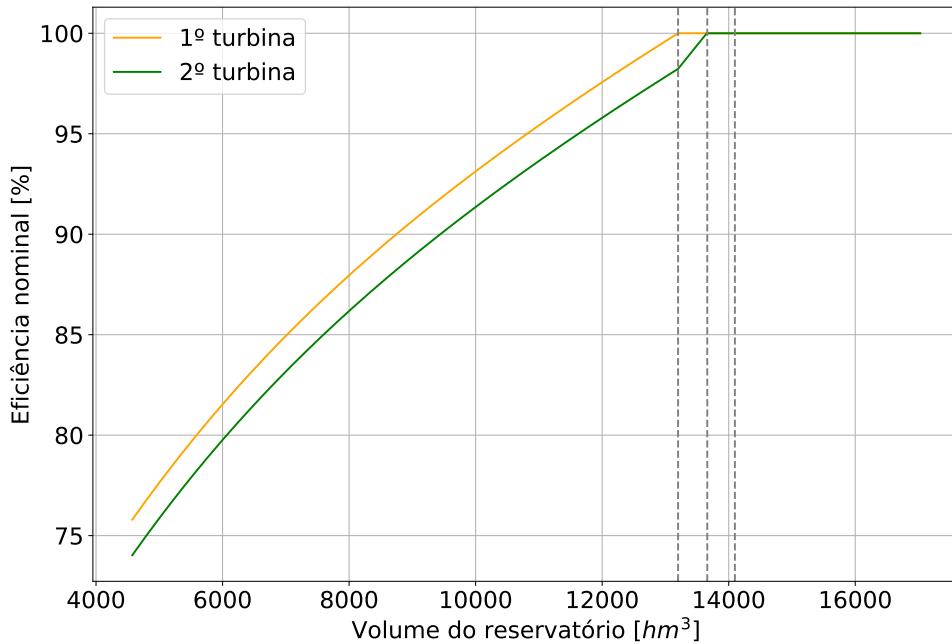
O algoritmo 5, analisa de forma sofisticada com duas integrais do volume da vazão afluente do reservatório subtraído do valor de engolimento máximo da usina, uma considerando somente os pontos positivos e outra todos os pontos. Permitindo a determinação de períodos em que pode ocorrer o vertimento caso o operador não deixe a usina abaixo de certo valor de volume para armazenar o excesso de vazão afluente.

Todas as vezes que o integrador  $A$  de todos os pontos passa de um valor lido negativo para positivo se assume o início de período de cheia. com o inicio do armazenamento da integral da parte positiva no integrador  $B$ , determinando este como o volume de segurança, até se integrar um valor negativo no integrador  $A$  finalizando a determinação do volume de segurança daquele período.

### 3.3.2 Implementação da otimização por ME

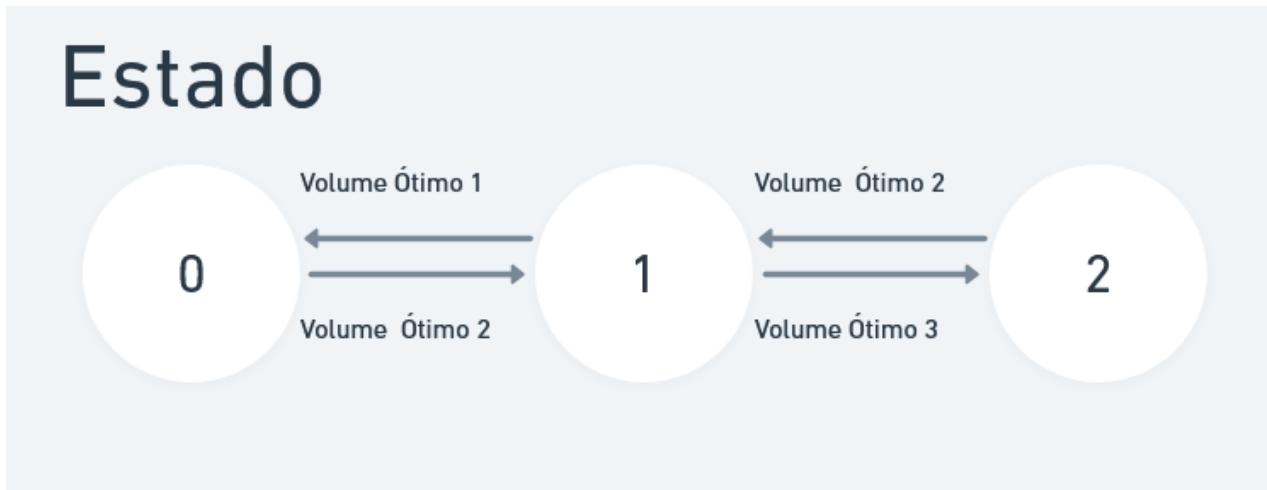
No projeto atual, foi utilizada uma máquina de Mealy, no qual a determinação de ativação de uma turbina depende tanto do estado atual, quanto do volume e da previsão de volume caso ocorresse a ativação de uma turbina. Dado que nem sempre o estado da máquina muda a cada passo de tempo da simulação. O volume dita se a ativação da turbina está com eficiência máxima e a previsão de volume se ocorrerá ciclagem de turbinas muito frequentes da usina hidrelétrica.

O programa se torna uma máquina de Mealy porque cada estado represente uma turbina ativada, e não se permite pular estados, somente passos unitários  $N \pm 1$  são possíveis



Fonte: autor próprio

Figura 10 – Volume de saturação e volumes ótimos

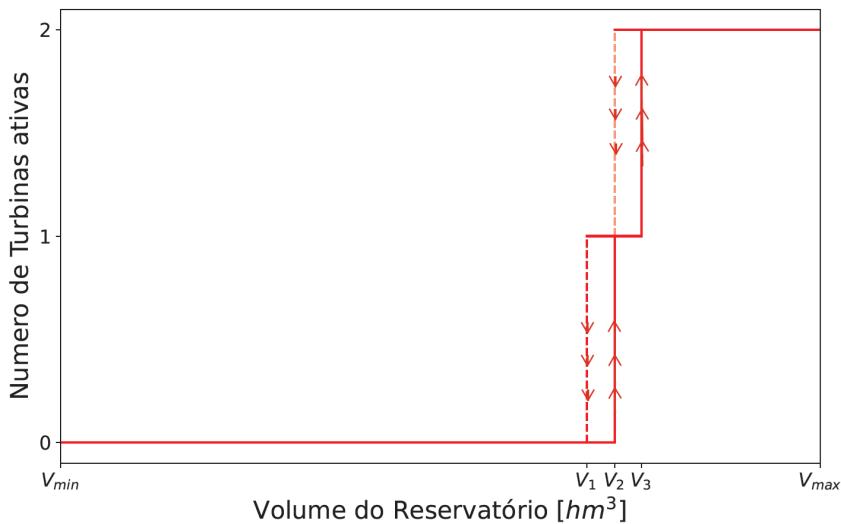


Fonte: autor próprio

Figura 11 – Exemplificação da máquina de estados

na estrutura feita.

Para ilustrar a operação da MEF, considere que o volume do reservatório começa com um volume abaixo de  $V_1$  e em estado 0 então o volume aumenta. A primeira turbina é ativada quando o volume atinge  $V_2$ , alterando do estado 0 para 1, e a segunda é ativada quando o volume atinge  $V_3$ , mudando do estado 1 para 2. Este caminho é indicado pela curva vermelha sólida na [Figura 12](#). Por outro lado, se o volume do reservatório estiver inicialmente acima de  $V_3$  e então diminuir, as duas turbinas permanecerão ativas até que o volume fique abaixo de  $V_2$ , alterando do estado 2 para 1, quando a segunda turbina será desligada, e a primeira turbina será desligada quando o volume ficar abaixo de  $V_1$ , voltando do estado 1



Fonte: autor próprio

Figura 12 – Exemplificação da histerese de operação das turbinas

para o estado 0. Este caminho é indicado pela curva vermelha tracejada na Figura 12.

### 3.3.3 Calculo do custo da flexibilidade - Custo de oportunidade energética

Seguindo na mesma linha de definição, será utilizado a definição de (2), que define flexibilidade como a capacidade do sistema de potência de responder as mudanças de potência da demanda e da geração. E será considerado o custo de flexibilidade neste caso como a perda de energia por não operar no ponto ótimo para atender a demanda da ONS. O valor do preço  $$/MWh$  utilizado é o valor corrigido pela inflação que a câmara de comercialização de energia elétrica informa no Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões de Maio de 2024 (80) divido pelo valor médio do dólar de 2024. Sendo considerado o valor  $R$/MWh$  do preço de venda atualizado com uma média ponderada quando se observa um mesmo período com mais de um contrato e convertido com o valor do dólar do ano em análise.

## 4 Resultados e análise

Os resultados da simulação, verificação e otimização da produção da usina hidrelétrica (UHE) Furnas e da UHE Itumbiara estão dispostos nesse capítulo junto com a análise de seus resultados.

### 4.1 Escolha das usinas

O motivo da escolha dessas usinas hidrelétricas advém de suas características de possuir uma grande capacidade de armazenamento de água e de turbinagem. Características ideais de barragem e geradores para serem utilizados como fontes de armazenamento de energia para o sistema elétrico brasileiro, por serem capazes de ficarem meses sem produzir e são capazes de evitar o desperdício de água, o vertimento, devido a grande capacidade de geração de energia.

#### 4.1.1 UHE Furnas

A UHE Furnas foi escolhida devido a diversas de suas características, como importância ao sistema elétrico, um reservatório com volume útil acima de  $15.95 \cdot 10^3$ , grande capacidade de produção de energia adjunto do valor de engolimento total de sua usina de  $1.382 m^3/s$ . Com os dados de restrição e produtibilidade das usinas apresentados na tabela ??

Volume Máximo Permitido	$22.95 \cdot 10^3 \text{ hm}^3$
Volume Mínimo Permitido	$5.73 \cdot 10^3 \text{ hm}^3$
Altura Máxima da Queda	769.30 m
Altura Mínima da Queda	750 m
Potência Nominal da Turbina	152 MW
Número de Turbinas	8
$K_{Perda}$	0.00803
$\rho g \eta$	0.008995
$Q_{max}$	$1382 \text{ m}^3/\text{s}$
Vazão Máxima Vertida	$13 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{s}$

Tabela 1 – Características da Usina Hidrelétrica de Furnas (81).

#### 4.1.2 UHE Itumbiara

Segue a tabela da UHE Itumbiara. Com os dados de restrição e produtibilidade das usinas. Com a UHE Itumbiara foi escolhida como segundo caso também devido a diversas

Volume Máximo Permitido	$17.01 \cdot 10^3 \text{ hm}^3$
Volume Mínimo Permitido	$4.55 \cdot 10^3 \text{ hm}^3$
Altura Máxima da Queda	521,20 m
Altura Mínima da Queda	495 m
Potência Nominal da Turbina	347 MW
Número de Turbinas	6
$K_{Perda}$	0.00752
$\rho g \eta$	0.00895
$Q_{max}$	$2082 \text{ m}^3/\text{s}$
Vazão Máxima Vertida	$16 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{s}$

Tabela 2 – Características da Usina Hidrelétrica de Itumbiara (82).

de suas características de capacidade de produção e reservatório grande, volume útil acima de  $12.4 \cdot 10^3$  e engolimento total de sua usina de  $2082 \text{ m}^3/\text{s}$ , superior a de UHE Furnas. Com as características da usina apresentado na tabela 2

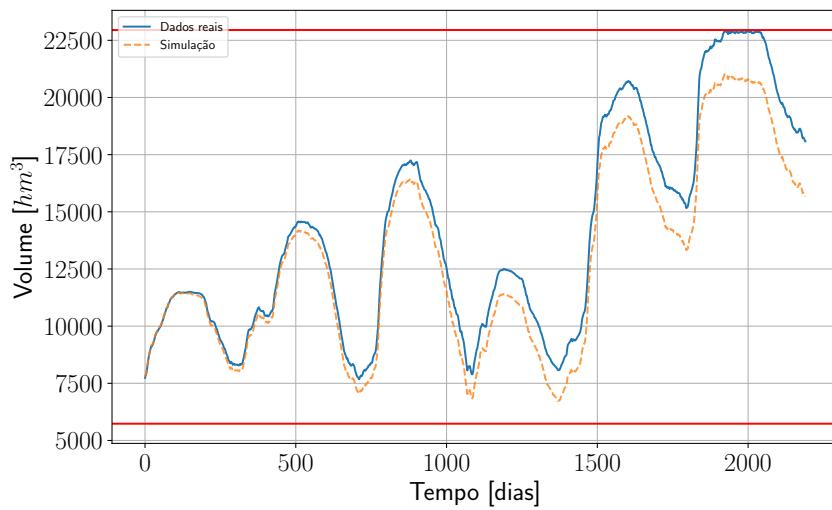
## 4.2 UHE Furnas

### 4.2.1 Verificação da simulação

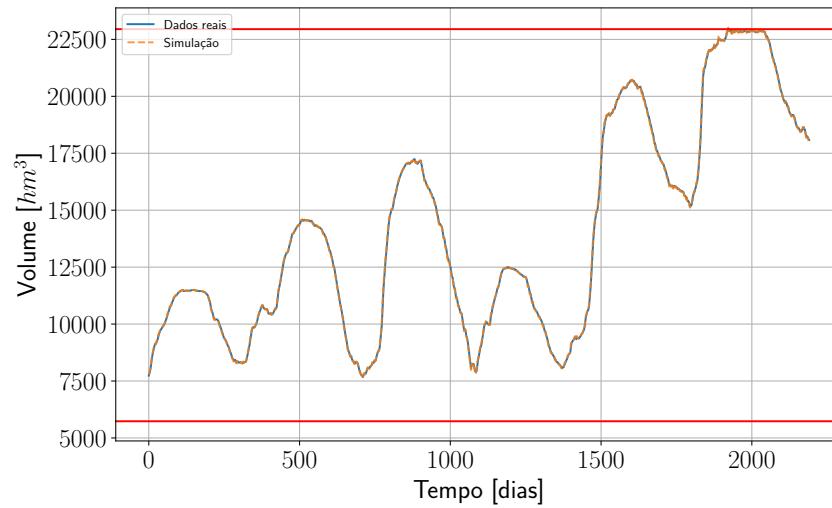
Primeiramente se verificou a veracidade da simulação no período de 5 anos já previamente determinado, utilizando como descrito na metodologia a verificação dos dados de entrada de volume e de geração de energia.

Na figura 13, se observa a simulação do volume de reservatório utilizando os dados da ONS. Apresentando erros de volume grandes com o tempo, e não obedecendo às restrições de volume máximo e mínimo. Contudo na figura 13b já com as correções de afluente se observa um modelo perfeito devido à retirada do erro dos dados da ONS.

Para a simulação elétrica, se utilizou o algoritmo 3, com o resultado nas figuras 14 e 15, os dados apresentam um RMSE de  $11,506 \text{ MWh}$ , com uma análise normalizada pelo valor médio da energia se tem o NRMSE de 2,64%. Comparando o resultado do RMSE e NRMSE do próprio sinal da ONS com um ruido branco de 0,01% da variância dos dados se tem um valor de  $11,36 \text{ MWh}$  e 2,711% e para sinal com um ruido branco de 0,05% se tem  $58,98 \text{ MWh}$  e 13,53% de RMSE e NRMSE respectivamente. Se observa que a simulação então apresenta um valor pequeno de RMSE, menor que um ruído branco de 0,05% da variância. Se supõe que a maior parte dos erros se concentra na parte inferior e superior dos gráficos, podendo ser teorizado que o motivo da existência do erro estar nos dados fornecidos pela ONS, como explicado no capítulo 2, que pelos dados da usina hidrelétrica, no valor da constante de produtibilidade ou nas equações dos polinômios  $PVC$ ,  $PVN$ .



(a) Volume do reservatório sem correção de vazão afluente



(b) Volume do reservatório pós correção de vazão afluente

Figura 13 – Simulação do volume do reservatório de Furnas

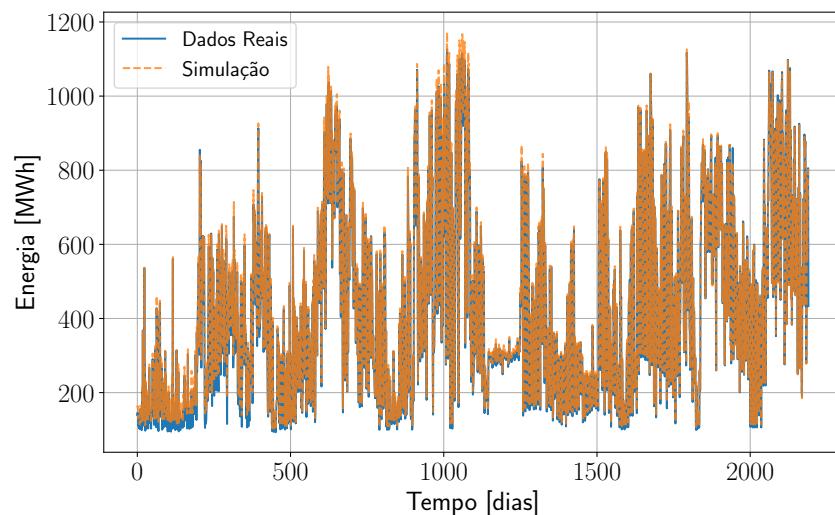


Figura 14 – Verificação da produção de energia

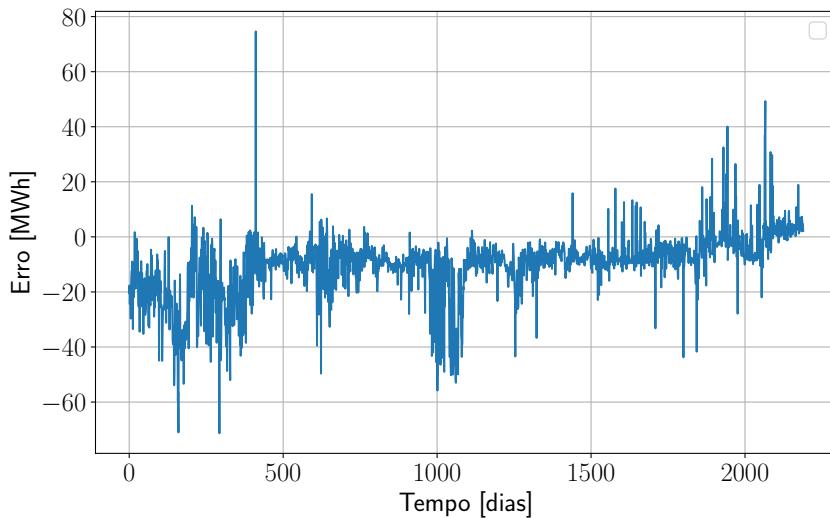


Figura 15 – Erro da verificação da produção de energia

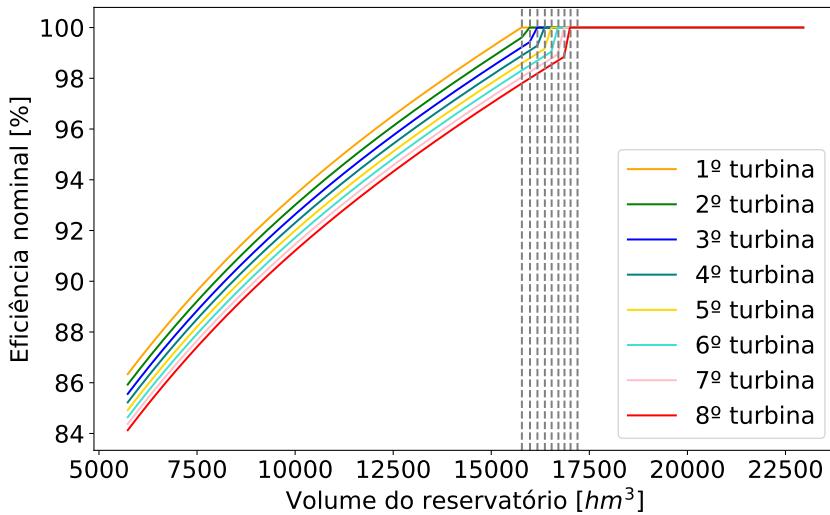


Figura 16 – Volumes ótimos - Furnas

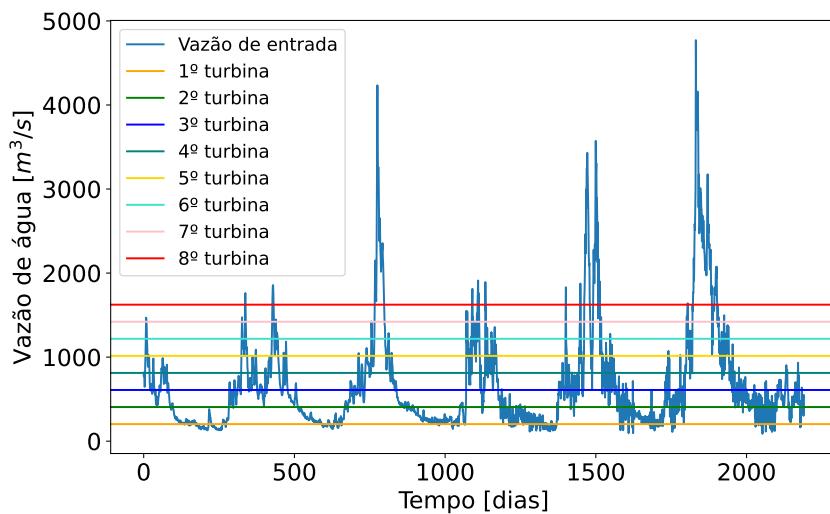
#### 4.2.2 Otimização

Para a otimização da UHE Furnas, se fez a análise do comportamento das suas turbinas/geradores. Constatando que apresentam um comportamento parecido na figura 9, com a saturação da primeira turbina somente ocorrendo a partir de 58,36% do volume útil e a saturação da última turbina em 66,59% do volume útil.

Gerando uma restrição bem específica de volume mínimo para geração com máxima eficiência nominal, para garantir a maior quantidade de energia por metro cúbico utilizado. Além de que o espaçamento entre volumes ótimos diminui a oscilação de acionamento das turbinas da usina. A tabela 3 mostra os volumes em que se ocorre a saturação das turbinas. Para se utilizar esses volumes se cria uma máquina de estados como descrito em 3.3.2, com a determinação do último volume útil pelo método da bissetriz, com o mínimo da bissetriz sendo o volume de saturação com todas as turbinas saturadas somado com a distância

-	$hm^3$	[%]
$V_0$	15780,55	58,35
$V_1$	15987,36	59,56
$V_2$	16176,94	60,66
$V_3$	16366,52	61,76
$V_4$	16538,86	62,76
$V_5$	16711,20	63,76
$V_6$	16866,31	64,66
$V_7$	17021,42	65,56

Tabela 3 – Volumes de saturação das turbinas de Furnas



Fonte: autor próprio

Figura 17 – Vazão afluente da UHE Furnas

média entre volumes de saturação  $n$ ,  $n + 1$  e o máximo da bisetriz o volume de segurança, determinado utilizando o algorítmico 5 e dados de vazão do afluente. Na vazão do afluente, Figura 17, a curva azul é a vazão afluente que entra no reservatório e cada uma das retas representa a capacidade de turbinar do conjunto com uma turbina ativa em laranja até do conjunto com oito turbinas ativas em vermelho.

Com o valor do último valor  $V_8$  sendo determinado como igual a  $17198,68 hm^3$ , 66,59%, devido ao fato de que experimentalmente se gerou mais energia neste valor de volume para acionamento das 8 turbinas apresentando pouca ou nenhuma variação e menor risco de vertimento.

#### 4.2.3 Simulação

A simulação da operação da usina hidrelétrica Furnas começa em primeiro de janeiro de 2018 e termina em 31 de Dezembro de 2023, contudo para uma análise na qual os dois casos utilizam a mesma quantidade de água, se usa o recorte de 01/01/2018 até 18/03/2023. O resultado da operação otimizada está na figura 18 e 19a, mostrando um comportamento

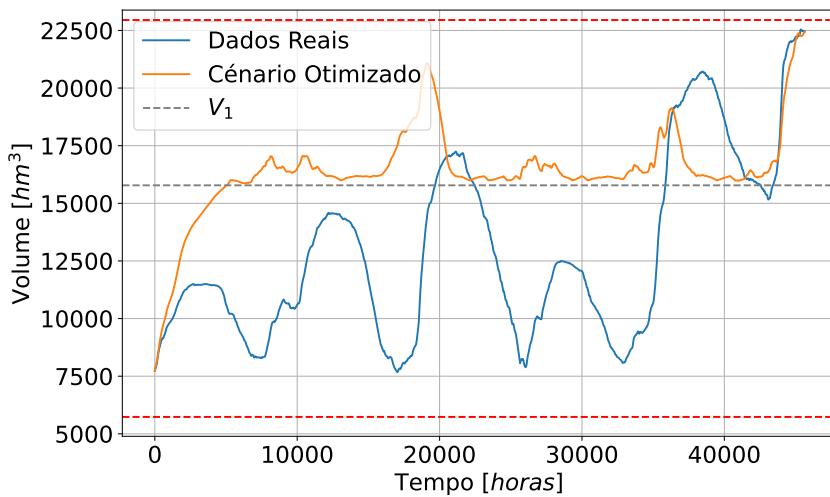
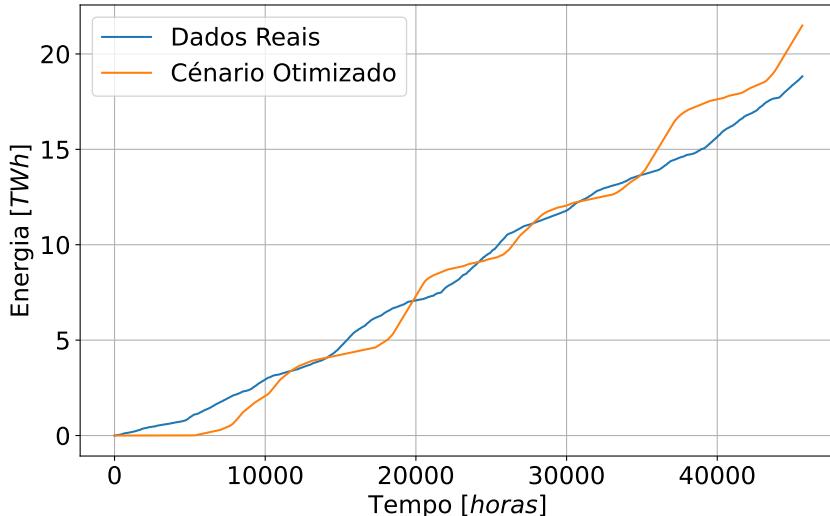


Figura 18 – Volume pelo tempo da UHE Furnas

mais estável, tanto no volume do reservatório quanto na geração de energia, com uma operação menos oscilações de produção.

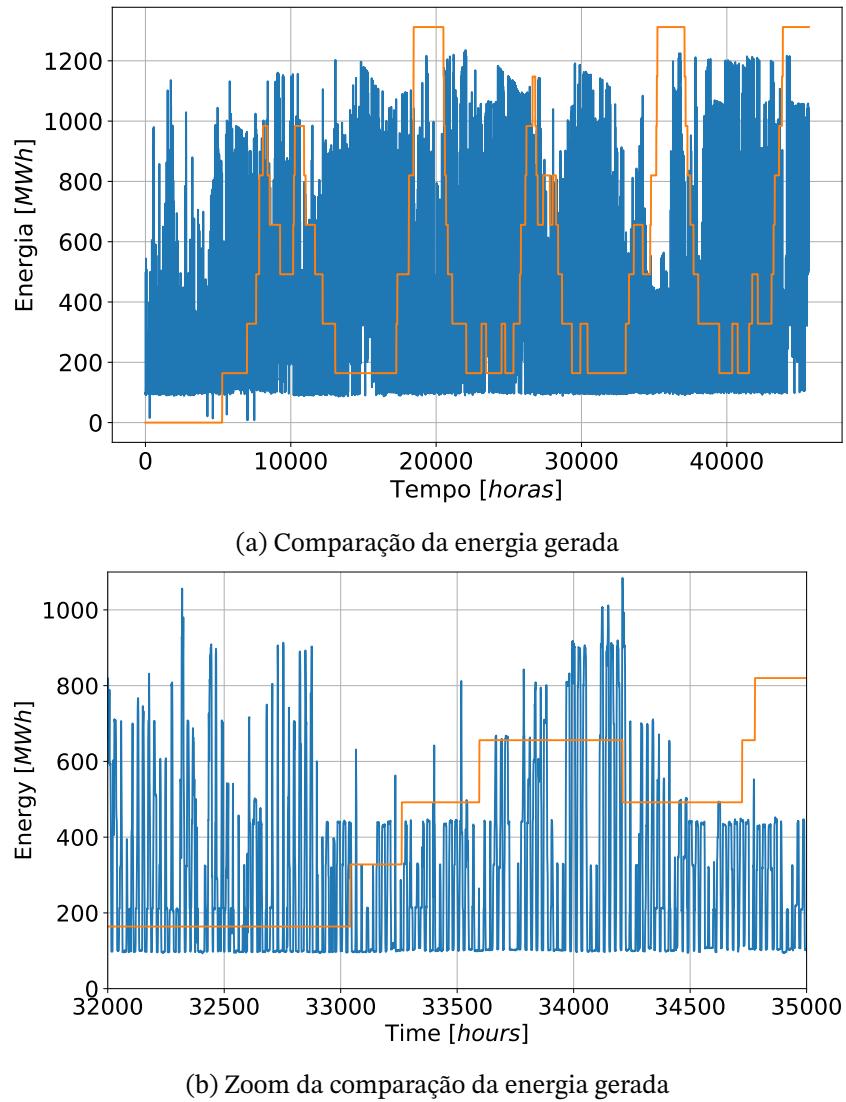
A otimização neste período gerou 14,15% a mais de energia, com um baixo número de ciclagens das turbinas. Considerando que para cada despacho de turbina se alterna a turbina ligada a cada 15 horas de funcionamento junto com o número de vezes que as turbinas foram acionadas se teve 727 ciclagem.

A otimização evita ligar as turbinas nos momentos que o reservatório está abaixo do volume  $V1$ , o que aumenta a eficiência de geração e faz o volume do reservatório oscilar menos durante o período analisado.



Fonte: autor próprio

Figura 20 – Comparação da energia acumulada



Fonte: autor próprio

Figura 19 – Implementação da otimização da UHE Furnas

#### 4.2.4 Análise de custos

Para UHE Furnas, se observa uma perda inicial da otimização nos dois primeiros anos, devido às restrições de produção e seu volume inicial, mas devido a essa restrição se teve um nível do reservatório com menos oscilações e um ganho contínuo a partir do terceiro ano da simulação. Sendo ganhos consistentes de geração de energia até o final da simulação, totalizando uma diferença de 2,66 TWh e 90,32 milhões de dólares, um custo devido à demanda flexibilidade do sistema elétrico em 5 anos de operação. Assim como se pode observar que o número de picos de ativação no gráfico 19b é extremamente menor, mostrando a presença da flexibilidade na determinação da operação das turbinas hidrelétricas.

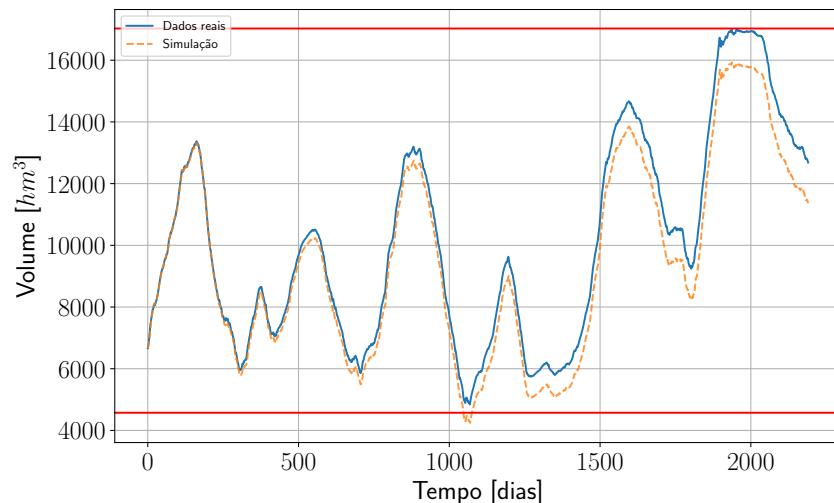
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	total[TWh]	total[·10 <sup>6</sup> \$]
Otimização	1,37	3,34	5,13	3,93	5,32	2,39	21,49	1064,16
Dados Reais	2,35	3,88	4,38	3,07	3,99	1,15	18,83	973,83
Preço [\$/MWh]	66,9	60,37	54,17	41,38	41,38	45,8	-	-

Tabela 4 – Tabela de preços, energia de Furnas

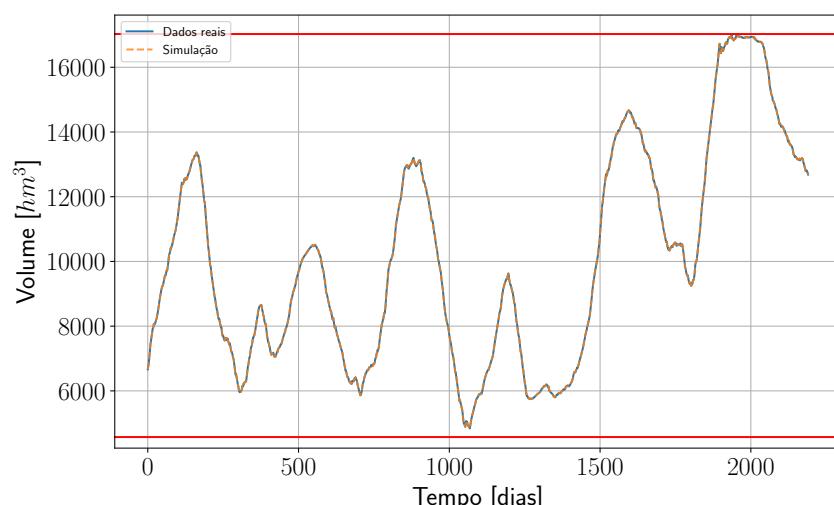
## 4.3 UHE Itumbiara

### 4.3.1 Verificação da simulação

A verificação da simulação da UHE Itumbiara segue de forma análoga que à de UHE Furnas. Apresentando dados volumétricos que necessitam de correção, figura 21 e pequenas discrepâncias da simulação da geração de energia, figuras 22 e 23.



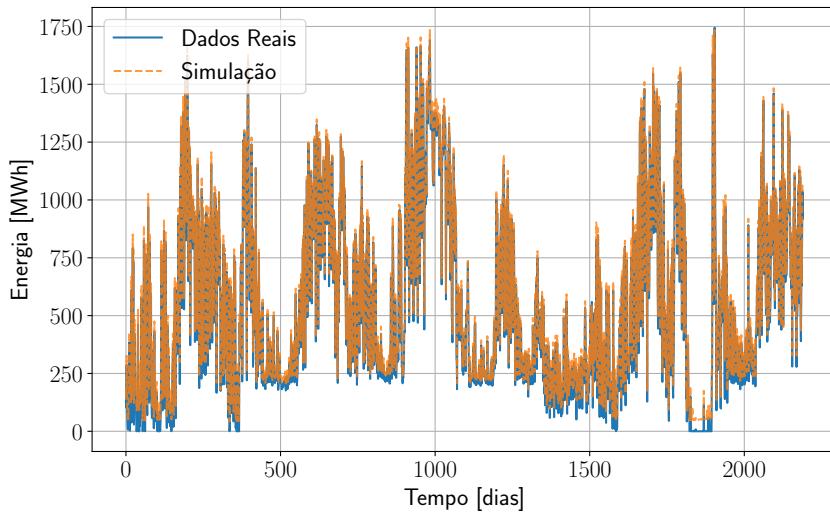
(a) Volume do reservatório sem correção de vazão afluente



(b) Volume do reservatório pós correção de vazão afluente

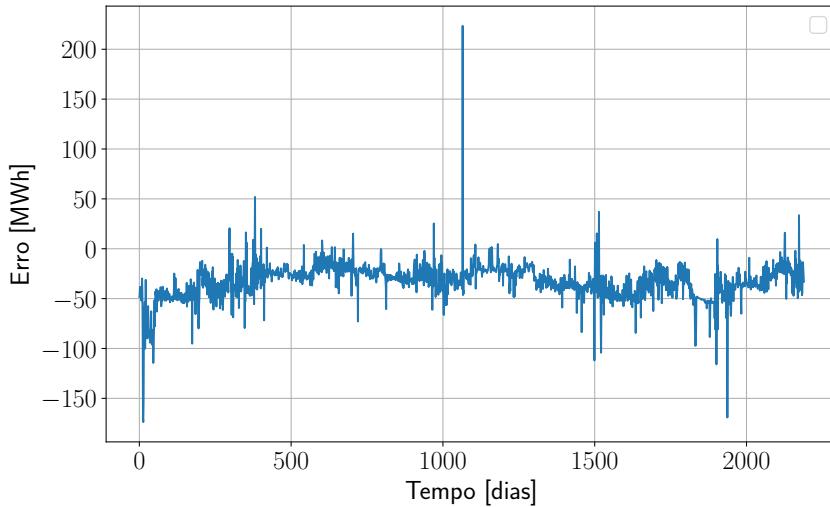
Fonte: autor próprio

Figura 21 – Simulação do volume do reservatório de Itumbiara



Fonte: autor próprio

Figura 22 – Verificação da produção de energia

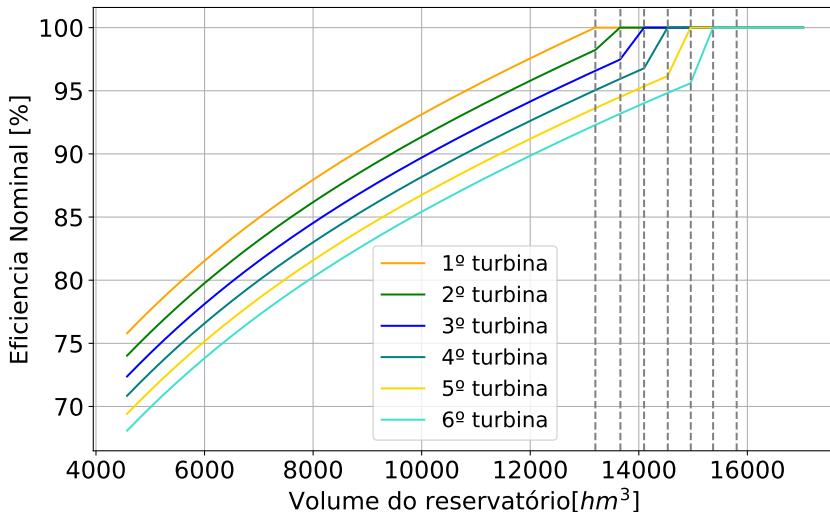


Fonte: autor próprio

Figura 23 – Erro da verificação da produção de energia

No caso de Itumbiara chega a aparecer erros de que o volume ficaria abaixo do volume mínimo durante seu funcionamento, mostrando a necessidade de corrigir os dados antes da simulação. Com os dados da ONS mostrando uma defasagem na medida da vazão constantemente abaixo do valor real a partir do valor de 500 dias.

Na simulação de geração de energia, os dados apresentam um RMSE de  $36,98\text{MWh}$  e um NRMSE de 6,71%. Comparando novamente com os resultados do RMSE e NRMSE do sinal com um ruído branco de 0,01% e 0,05%, tem  $27,95\text{MWh}$  e 5,074% para 0,01% da variância de ruído e apresenta RMSE de  $140,38\text{MWh}$  e NRMSE de 25,49% para sinal com ruído de 0,05%. Os valores do RMSE da simulação são maiores que os da usina anterior mas ainda permitem uma comparação da geração otimizada com os dados reais. Também se observa que a maior parte dos erros se concentra na parte inferior dos gráficos, mantendo a



Fonte: autor próprio

Figura 24 – Volumes ótimos - Itumbiara

-	$hm^3$	[%]
$V_0$	13199,79	69,27
$V_1$	13661,05	72,97
$V_2$	14097,38	76,47
$V_3$	14533,70	79,98
$V_4$	14957,57	83,38
$V_5$	15368,95	86,69

Tabela 5 – Volumes de saturação das turbinas de Itumbiara

teoria de que o motivo da existência dos erros possa estar nos dados fornecidos.

#### 4.3.2 Otimização

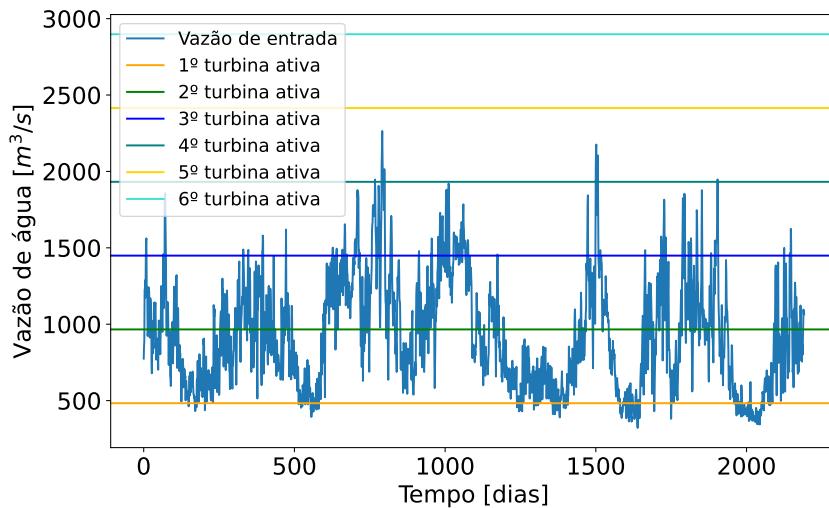
A otimização baseada no comportamento dos geradores da UHE Itumbiara constatam um comportamento parecido no de Furnas Figura 9 mas com um espaçamento maior e com a necessidade de um reservatório mais cheio, com a saturação da primeira em 69,27% do volume útil e a saturação da última turbina em 90,17% do volume útil.

A figura 24 mostra restrição mais rigorosa que a anterior para geração com máxima eficiência nominal, devido que os volumes de saturação para uma turbina e para todos serem mais próximos do volume máximo.

Para contudo uma que por mais que fique perto do volume máximo apresenta nenhum risco de vertimento devido ao fato de que a UHE Itumbiara é capaz de turbinar muito mais que sua vazão afluente máxima.

Na tabela 5, se têm os volumes de saturação das turbinas/gerador. De forma análoga se cria uma máquina de estados, contudo na determinação do último volume ótimo pelo método da bissetriz, se utiliza o mínimo da bissetriz novamente como o volume de saturação

com todas as turbinas saturadas adicionado com distância média entre volumes de saturação consecutivos, mas para o máximo da bissetriz se utiliza o volume de máximo do reservatório. Devido ao fato que UHE Itumbiara possui um sobredimensionamento em relação da razão do máximo afluente com o valor máximo turbinado, figura 25. Assim como a de Furnas, a curva azul representa a vazão de entrada do reservatório, sendo cada reta da primeira a ultima de baixo para cima representando a capacidade de turbinar para cada conjunto de turbinas.



Fonte: autor próprio

Figura 25 – Vazão afluente da UHE Itumbiara

Com o valor do último valor  $V_6$  sendo determinado de forma heurística resultando igual a  $15802,79\text{hm}^3$ , 90,17%, sendo observado um intervalo em que o valor do volume não influencia ou pouca muda a quantidade de energia gerada.

#### 4.3.3 Simulação

A simulação da operação da usina hidrelétrica Itumbiara é feita no mesmo período em totalidade de 01/01/2018 até 31/12/2023, com o período de análise determinado como o recorte de 01/01/2018 até 08/10/2023. O resultado da otimização está na figura 27a, também apresentando um comportamento mais estável de produção de energia.

A otimização neste período gerou 18,91% a mais de energia, com uma grande redução de ciclagem das turbinas. Considerando que para cada despacho de turbina se alterna a turbina ligada a cada 15 horas de funcionamento junto com o número de ativações se teve 683 ciclagens ao todo.

A otimização evita ligar as turbinas nos momentos em que o reservatório está abaixo do volume  $V1$ , o que aumenta a eficiência de geração e faz o volume reservatório oscilar menos durante o período analisado.

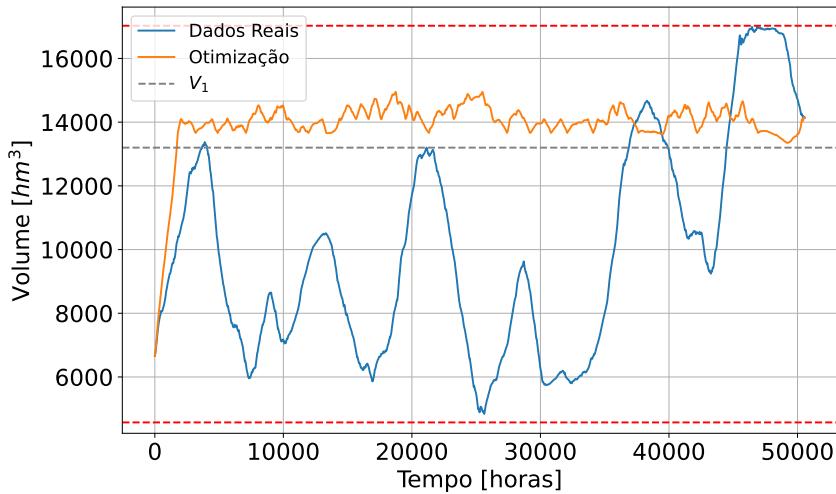
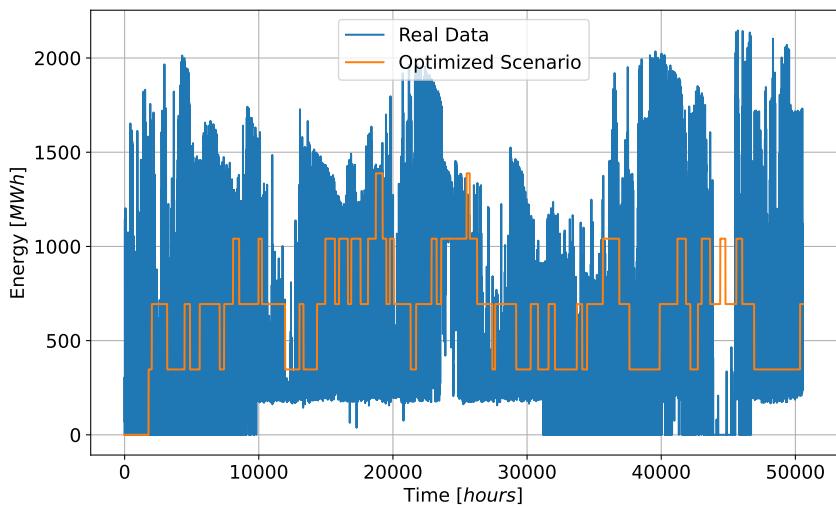
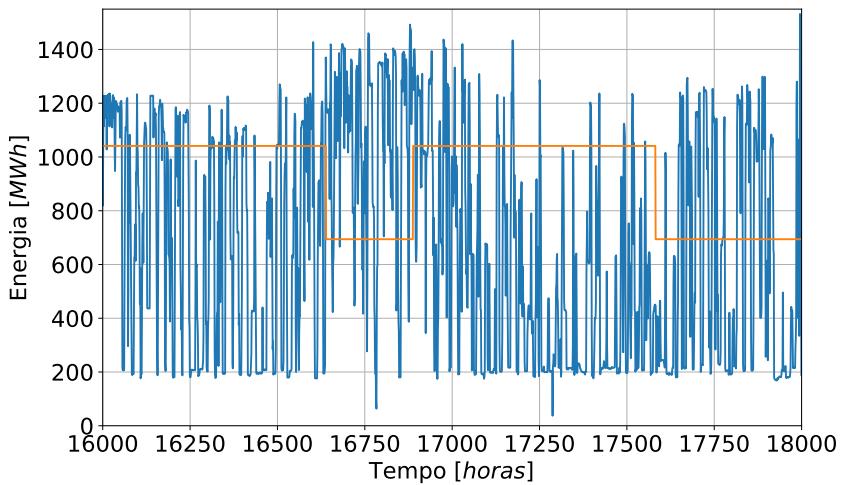


Figura 26 – Volume pelo tempo da UHE Itumbiara



(a) Comparação da energia gerada



(b) Zoom da comparação da energia gerada

Figura 27 – Implementação da otimização da UHE Itumbiara

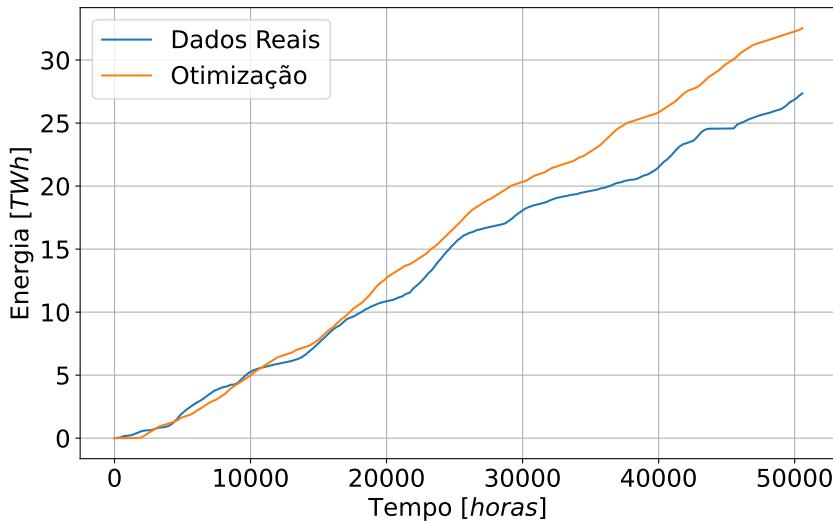


Figura 28 – Comparaçāo da energia acumulada

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	total[TWh]	total[·10 <sup>6</sup> \$]
Otimização	4,10	6,14	7,87	4,67	5,96	3,78	32,53	1684,98
Dados Reais	4,25	5,39	6,72	3,27	4,92	2,80	27,36	1441,21
Preço [\$/MWh]	66,9	60,37	54,17	41,38	41,38	45,8	-	-

Tabela 6 – Tabela de preços, energia de Itumbiara

#### 4.3.4 Análise de custos

Para a UHE Itumbiara, se observa uma perda inicial da otimização na geração de energia, por causa do baixo nível inicial do reservatório contudo devido à restrição de geração de energia a certos volumes. A partir do segundo ano já se observa um ganho de energia em relação ao caso real e um nível mais saudável do reservatório. E ganhos consistentes de geração de energia até o final da simulação, totalizando uma diferença de 5,17 TWh e de 243,77 milhões de dólares em 5 anos de custo incorrido por fornecer flexibilidade ao sistema elétrico.

## 5 Conclusões

A metodologia desenvolvida nesta dissertação é capaz de satisfazer os objetivos cobiçados da pesquisa. Com a definição dos custos associados da flexibilidade, modelos com critérios de alta acurácia, nova proposta de otimização e comparação de resultados de cenário real e otimizado.

Desta maneira o objetivo de calcular custo de oportunidade dos dois cenários, sendo o cenário real satisfazendo a demanda flexibilidade do SIN e o segundo onde a otimização tem como único objetivo a maximização da geração de energia, foi alcançado.

A validação demonstra que o modelo apresenta valores de RMSE e NRMSE no intervalo dos valores de erro apresentados pelos erros do sinal original com ruído branco de 0,05% e 0,01% da variância, e graficamente apresentam um *fit* suficientemente adequado para o sinal de energia elétrica com exceção das partes inferiores do gráfico, tornando-o um modelo adequado para aplicar a otimização e comparar os resultados.

O desenvolvimento da teoria da eficiência nominal e a determinação da restrição de operação por volumes ótimos se mostram eficazes para o objetivo de aumento da produção das Usinas otimizadas. Apresentando para a UHE Furnas e UHE Itumbiara um custo de oportunidade de energia gerada acumulada dos dois cenários de 14,12% e 18,91%, e 90,32 e 243,77 milhões de dólares respectivamente. Tais ganhos foram observados considerando períodos de tempo nos quais as usinas tiveram os mesmos valores iniciais e finais de reservatório. Fazendo a comparação com a mesma quantidade de água turbinada.

Contemplando o objetivo geral da pesquisa, a metodologia determinou o custo impostos à UHE por prover flexibilidade ao SIN, o que causa uma grande quantidade de oscilações de operação, uma menor geração de energia elétrica e um reservatório com níveis mais baixos que o caso ótimo.

O foco de pesquisas futuras no tópico será a otimização com a metodologia desenvolvida do SIN atendendo à demanda de flexibilidade junto da redução de fornecer flexibilidade por melhor uso dos recursos disponíveis. Outra área de trabalho futuro é a determinação do impacto financeiro da ciclagem das hidrelétricas nas otimizações de sistemas hidrotérmicos.

## Referências

- 1 POMBO, D. V.; MARTINEZ-RICO, J.; MARCZINKOWSKI, H. M. Towards 100 renewable islands in 2040 via generation expansion planning: The case of São Vicente, Cape Verde. **Applied Energy**, v. 315, p. 118869, 2022. ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118869>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922003014>>. Citado na p. 13.
- 2 HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. **Energy**, v. 69, p. 236–246, 2014. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002680>>. Citado nas pp. 13, 22, 33.
- 3 HORSTAD, T. I.; CALI, U.; DYNGE, M. F.; KORPAS, M.; CHAPALOGLOU, S.; GALLEGOCALDERON, J. F. Co-Simulation Model for Optimal Wind-Hydro Coordination Using Wind Farm Control Dynamics. In. DOI: [10.1109/SEST57387.2023.10257420](https://doi.org/10.1109/SEST57387.2023.10257420). Citado na p. 13.
- 4 JAFARI AMINABADI, M.; SÉGUIN, S.; FOFANA, I.; FLETEN, S.-E.; AASGÅRD, E. Short-term hydropower optimization in the day-ahead market using a nonlinear stochastic programming model. **Energy Systems**, 2023. DOI: [10.1007/s12667-023-00618-8](https://doi.org/10.1007/s12667-023-00618-8). Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85169315769&doi=10.1007%2fs12667-023-00618-8&partnerID=40&md5=6303a604f4b0aa4b523e1b8c5c11c660>>. Citado na p. 13.
- 5 LAMPE, J.; MENZ, S. Optimized operational strategy of a solar reactor for thermochemical hydrogen generation. **Optimization and Engineering**, v. 25, n. 1, p. 29–61, 2024. DOI: [10.1007/s11081-023-09855-3](https://doi.org/10.1007/s11081-023-09855-3). Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85173729492&doi=10.1007%2fs11081-023-09855-3&partnerID=40&md5=03181e1290e8ec6c6015a0da4e7d0bd1>>. Citado na p. 13.
- 6 HARIS, M.; HOU, M. Z.; FENG, W.; MEHMOOD, F.; SALEEM, A. b. A regenerative Enhanced Geothermal System for heat and electricity production as well as energy storage. **Renewable Energy**, v. 197, p. 342–358, 2022. DOI: [10.1016/j.renene.2022.07.107](https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.07.107). Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85135922302&doi=10.1016%2fj.renene.2022.07.107&partnerID=40&md5=b5a773e9d3316db0fba8f01a0e833ab3>>. Citado na p. 13.

- 7 HODEL, H.; GÖRANSSON, L.; CHEN, P.; CARLSON, O. Which wind turbine types are needed in a cost-optimal renewable energy system? **Wind Energy**, v. 27, n. 6, p. 549–568, 2024. DOI: 10.1002/we.2900. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85184443918&doi=10.1002%2fwe.2900&partnerID=40&md5=3b44c22f5beb8572b1a09f1d26236415>>. Citado na p. 13.
- 8 OUR WORLD IN DATA. **Electricity production by source**. 2023. <https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-substitution>. Online; accessed 20 February 2024. Citado na p. 13.
- 9 HOU, Q.; ZHANG, N.; DU, E.; MIAO, M.; PENG, F.; KANG, C. Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. **Applied Energy**, v. 242, p. 205–215, 2019. ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.067>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919304763>>. Citado na p. 13.
- 10 HEGGARTY, T.; BOURMAUD, J.; GIRARD, R.; KARINIOTAKIS, G. Quantifying power system flexibility provision. **Journal of Applied Energy**, Elsevier, v. 279, p. 115852, 2020. Citado na p. 13.
- 11 HOLTTINEN, H.; TUOHY, A.; MILLIGAN, M.; LANNOYE, E.; SILVA, V.; MÜLLER, S.; SÖDER, L. et al. The flexibility workout: managing variable resources and assessing the need for power system modification. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 11, p. 53–62, 2013. Citado na p. 13.
- 12 HOSSEI, H.; KIM, K. H. Assessing the PV-integrated south facade in mitigating the BIPV system oversupply. **Energy Reports**, v. 12, nov. 2024. DOI: [10.1016/j.egyr.2024.10.023](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.10.023). Citado na p. 14.
- 13 SHEZAN, S. A.; ISHRAQUE, M. F.; MUYEEN, S. M.; ABU-SIADA, A.; SAIDUR, R.; ALI, M.; RASHID, M. Selection of the best dispatch strategy considering techno-economic and system stability analysis with optimal sizing. **Energy Strategy Reviews**, v. 43, p. 100923, 2022. ISSN 2211-467X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100923>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X22001171>>. Citado na p. 13.
- 14 CLAVIER, J.; BOUFFARD, F.; RIMOROV, D.; JOS, G. Generation Dispatch Techniques for Remote Communities With Flexible Demand. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 720–728, 2015. DOI: [10.1109/TSTE.2015.2408335](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2408335). Citado na p. 13.
- 15 YOUSEFI-KHANGAH, B.; GHASSEMZADEH, S.; HOSSEINI, S. H.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Short-term scheduling problem in smart grid considering reliability improvement in bad weather conditions. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 11, n. 10, p. 2521–2533, 2017. Citado na p. 13.

- 16 MLILO, N.; BROWN, J.; AHFOCK, T. Impact of intermittent renewable energy generation penetration on the power system networks – A review. **Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy**, v. 6, n. 1, 2021. Cited by: 84; All Open Access, Bronze Open Access. DOI: [10.1007/s40866-021-00123-w](https://doi.org/10.1007/s40866-021-00123-w). Citado na p. 13.
- 17 DONG, Y.; JIANG, X.; LIANG, Z.; YUAN, J. Coal power flexibility, energy efficiency and pollutant emissions implications in China: A plant-level analysis based on case units. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 134, p. 184–195, 2018. ISSN 0921-3449. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.03.012>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344918301137>>. Citado na p. 13.
- 18 LI, J.; HO, M. S.; XIE, C.; STERN, N. China's flexibility challenge in achieving carbon neutrality by 2060. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 158, p. 112112, 2022. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112112>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000417>>. Citado na p. 13.
- 19 NREL. **The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2**. 2013. Citado na p. 13.
- 20 SANI, S. B.; CELVAKUMARAN, P.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; WALKER, S.; ALRAZI, B.; YING, Y. J.; DAHLAN, N. Y.; RAHMAN, M. H. A. Energy storage system policies: Way forward and opportunities for emerging economies. **Journal of Energy Storage**, v. 32, p. 101902, 2020. ISSN 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101902>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20317394>>. Citado na p. 13.
- 21 ABBASSI, A.; MEHREZ, R. B.; ABBASSI, R.; SAIDI, S.; ALBDRAN, S.; JEMLI, M. Improved off-grid wind/photovoltaic/hybrid energy storage system based on new framework of Moth-Flame optimization algorithm. **International Journal of Energy Research**, v. 46, n. 5, p. 6711–6729, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.7611>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/er.7611>. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.7611>>. Citado na p. 13.
- 22 DENHOLM, P.; HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1817–1830, 2011. ISSN 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.019>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511000292>>. Citado na p. 13.

- 23 ANTONIADOU-PLYTARIA, K.; STEEN, D.; TUAN, L. A.; CARLSON, O.; MOHANDES, B.; GHAZVINI, M. A. F. Scenario-Based Stochastic Optimization for Energy and Flexibility Dispatch of a Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 13, n. 5, p. 3328–3341, 2022. DOI: [10.1109/TSG.2022.3175418](https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3175418). Citado na p. 13.
- 24 CHAPALOGLOU, S.; VARAGNOLO, D.; MARRA, F.; TEDESCHI, E. Data-driven energy management of isolated power systems under rapidly varying operating conditions. **Applied Energy**, v. 314, p. 118906, 2022. ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118906>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922003294>>. Citado na p. 13.
- 25 YUDHISTIRA, R.; KHATIWADA, D.; SANCHEZ, F. A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage. **Journal of Cleaner Production**, v. 358, p. 131999, 2022. ISSN 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131999>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652622016079>>. Citado na p. 13.
- 26 KERMANI, M.; SHIRDARE, E.; PARISE, G.; BONGIORNO, M.; MARTIRANO, L. A Comprehensive Technoeconomic Solution for Demand Control in Ports: Energy Storage Systems Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 2, p. 1592–1601, 2022. DOI: [10.1109/TIA.2022.3145769](https://doi.org/10.1109/TIA.2022.3145769). Citado na p. 13.
- 27 UDDIN, M.; MO, H.; DONG, D.; ELSAWAH, S.; ZHU, J.; GUERRERO, J. M. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. **Energy Strategy Reviews**, v. 49, p. 101127, 2023. ISSN 2211-467X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101127>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X23000779>>. Citado na p. 13.
- 28 YANG, Y.; BREMNER, S.; MENICTAS, C.; KAY, M. Modelling and optimal energy management for battery energy storage systems in renewable energy systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 167, p. 112671, 2022. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112671>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122005639>>. Citado na p. 13.
- 29 SÖDER, L.; LUND, P. D.; KODUVERE, H.; BOLKESJØ, T. F.; ROSSEBØ, G. H.; ROSENLU ND- SOYSAL, E.; SKYTTE, K.; KATZ, J.; BLUMBERGA, D. A review of demand side flexibility potential in Northern Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 654–664, 2018. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.104>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302053>>. Citado na p. 14.
- 30 HUERTAS-HERNANDO, D.; FARAHMAND, H.; HOLTTINEN, H.; KIVILUOMA, J.; RINNE, E.; SÖDER, L.; MILLIGAN, M.; IBÁÑEZ, E.; MARTÍN-MARTÍNEZ, S.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; ESTANQUEIRO, A.; RODRIGUES, L.; CARR, L.; ROON, S. v.;

- ORTHS, A.; ERIKSEN, P. B.; FORCIONE, A.; MENEMENLIS, N. Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources: an iea task 25 collaboration. **WIREs Energy and Environment**, v. 6, 1 2016. DOI: [10.1002/wene.220](https://doi.org/10.1002/wene.220). Citado na p. 14.
- 31 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Histórico da Operação**. 2023. [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Online; accessed 4 June 2024. Citado na p. 14.
- 32 JAMESSEN, E.; DYNGE, M. F.; HORNES, K. S.; KORPÅS, M.; CALI, Ü. Co-simulation Framework for Optimal Operation of Pumped Hydro Storage and Wind Power. In: 2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). 2022. P. 1–6. DOI: [10.1109/SEST53650.2022.9898454](https://doi.org/10.1109/SEST53650.2022.9898454). Citado na p. 14.
- 33 WOLFGANG, O.; HAUGSTAD, A.; MO, B.; GJELSVIK, A.; WANGENSTEEN, I.; DOORMAN, G. Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation. **Energy**, v. 34, n. 10, p. 1642–1651, 2009. 11th Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.025>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209003119>>. Citado na p. 14.
- 34 SHABANI, M.; DAHLQUIST, E.; WALLIN, F.; YAN, J. Techno-economic comparison of optimal design of renewable-battery storage and renewable micro pumped hydro storage power supply systems: A case study in Sweden. **Applied Energy**, v. 279, p. 115830, 2020. ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115830>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920313088>>. Citado na p. 14.
- 35 GALVIS, J.; PADILHA-FELTRIN, A.; LOYO, J. Y. Cost assessment of efficiency losses in hydroelectric plants. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 10, p. 1866–1873, 2011. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.05.006>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611001180>>. Citado na p. 14.
- 36 SOZZI, G. **Formação do Preço de Energia Convencional nas Transações entre Agentes no Mercado de Curto Prazo Brasileiro**. 2014. Diss. (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Citado na p. 14.
- 37 MAYO, R. **Mercados de Eletricidade**. Synergia, 2012. Citado na p. 14.
- 38 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, C. de. Set. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>>. Citado na p. 14.

- 39 BLONDEL, V. D.; GUILLAUME, J. L.; LAMBIOTTE, R.; LEFEBVRE, E. Fast unfolding of communities in large networks. **J. Stat. Mech.-Theory Exp.**, v. 2008, p10008, 2008. Citado na p. 14.
- 40 ZUIN, G.; BUECHLER, R.; SUN, T.; ZANOCCHI, C.; GALUPPO, F.; VELOSO, A.; RAJAGOPAL, R. Extreme event counterfactual analysis of electricity consumption in Brazil: Historical impacts and future outlook under climate change. **Energy**, v. 281, p. 128101, 2023. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128101>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223014950>>. Citado na p. 14.
- 41 JACOBSON, M. Z.; DELUCCHI, M. A. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1154–1169, 2011. ISSN 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.040>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510008645>>. Citado na p. 14.
- 42 PEREIRA, L. E. S. **The impacts of the generation of biomass power plants in the Brazilian hydrothermal dispatch and its influence on the formation of prices of electric power in Brazil; Os impactos da geracao de usinas a biomassa no despacho hidrotermico brasileiro e sua influencia na formacao do preco da energia eletrica no Brasil**. 2009. Citado na p. 14.
- 43 LEOCADIO, C. M.; MELLO MULLER, G. de; TRINKENREICH, J.; MACHADO, R. H. S. Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa e dos Recursos Disponíveis para Atendimento deste Serviço. In: CIGRÉ-BRASIL. XXV Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Belo Horizonte, MG, Brasil, 2019. Citado na p. 14.
- 44 PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E. de. **Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN**. 2023. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-775/NT-EPE-DEE-076-2023\\_Flexibilidade.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-775/NT-EPE-DEE-076-2023_Flexibilidade.pdf)>. Citado nas pp. 14, 23.
- 45 INSTITUTE, E. P. R.; PESQUISA ENERGÉTICA, E. de. **Leading Economy-Wide Carbon Reduction: The Practical Potential of Energy Supply Resources in Brazil**. Out. 2024. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/000000003002031151>>. Citado na p. 15.
- 46 SCHWARTZ, D. L. **The Energy Regulation and Markets Review**. Law Business Research Ltd, 2021. Citado na p. 15.

- 47 ABRACEEL. **Boletim Abraceel – Outubro 2024**. 2024. Available in: <https://abraceel.com.br/biblioteca/boletim/2024/10/boletim-abraceel-outubro/>. Accessed in: Nov. 14<sup>th</sup> 2024. Citado na p. 15.
- 48 MACHADO, J. C. et al. **Partidas e paradas em usinas hidrelétricas: atendimento ao ONS e custos operacionais**. 2023. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Para. Citado na p. 15.
- 49 GASPAR, J. P. M.; NEPOMUCENO, L. Modelo Baseado em Otimizaçao Robusta para o Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos. In: 1. CONGRESSO Brasileiro de Automática-CBA. 2022. v. 3. Citado na p. 15.
- 50 NAZARENO, J. S. **Um algoritmo de otimização determinístico para o estudo e planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência**. 2005. Diss. (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. Acesso em 22 jan. 2025. DOI: [10.11606/D.18.2017.tde-19052017-151953](https://doi.org/10.11606/D.18.2017.tde-19052017-151953). Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/D.18.2017.tde-19052017-151953>>. Citado na p. 18.
- 51 SILVA LIMA, G. da; CASTRO, M. B. S. de; FREITAS, V. R. de; LIBERATO, E. P.; AQUINO LIMAVERDE FILHO, J. O. de; FORTALEZA, E. L. F.; ALMEIDA, R. V. de. A Comparative Study of Flatness Controller Tuning Methods using Bio-Inspired Algorithms for a Coupled Tanks System. In: 2. SIMPÓSIO Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI. 2023. v. 1. Citado na p. 18.
- 52 FELTES, J.; KORITAROV, V.; GUZOWSKI, L.; KAZACHKOV, Y.; LAM, B.; GRANDE-MORAN, C.; THOMANN, G.; ENG, L.; TROUILLE, B.; DONALEK, P. **Review of existing hydroelectric turbine-governor simulation models**. 2013. Citado na p. 19.
- 53 MAYS, L. W. **Water resources engineering**. John Wiley & Sons, 2010. Citado na p. 19.
- 54 SOUSA, T.; JARDINI, J.; MASUDA, M.; LIMA, R. Spinning reserve opportunity cost in hydroelectric plants. In: 2064–2069 vol. 2. ISBN 0-7803-9157-8. DOI: [10.1109/PES.2005.1489193](https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489193). Citado na p. 19.
- 55 SOUSA, T.; JARDINI, J. A.; GOLDEMBERG, C.; LUCCA, Y. de; LIMA, R. de. Otimização da Operação de Usinas Hidrelétricas do Rio Tietê. **CITENEL 2007: Anais**, 2007. Citado na p. 20.
- 56 YAN, Z.; CUI, T.; ZHOU, L.; ZHI, F.; ZHENGWEI, W. Study on safety operation for large hydroelectric generator unit. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 15, p. 2022–, nov. 2012. DOI: [10.1088/1755-1315/15/2/022022](https://doi.org/10.1088/1755-1315/15/2/022022). Citado na p. 20.
- 57 REIS, J. F.; SOUZA, W. L. C. d.; JORGE FILHO, S. L. d. O. **Medição da vazão da usina hidrelétrica de Roncador**. 2011. B.S. thesis – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Citado na p. 21.

- 58 ALBERTIN, L. L.; MATOS, A. J. S.; MAUAD, F. F.; CARLOS, A.; EHRENBERG, A. Determinação do volume do reservatório de Três Irmãos. **Livro de resumos**, 2009. Citado nas pp. 21, 22.
- 59 CONRAD, E.; MISENAR, S.; FELDMAN, J. Chapter 3 - Domain 2: Asset Security. In: CONRAD, E.; MISENAR, S.; FELDMAN, J. (Ed.). **CISSP® Study Guide (Fourth Edition)**. Fourth Edition: Syngress, 2023. P. 81–105. ISBN 978-0-443-18734-6. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-18734-6.00011-8>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780443187346000118>>. Citado na p. 21.
- 60 HOPCROFT, J. E.; ULLMAN, J. D.; MOTWANI, R. Introdução à teoria de autômatos, linguagens e computação. **Rio de Janeiro: Campus**, 2002. Citado na p. 22.
- 61 IRENA. **Power system flexibility for the energy transition**. 2018. Citado na p. 22.
- 62 MA, J.; SILVA, V.; BELHOMME, R.; KIRSCHEN, D. S.; OCHOA, L. F. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. In: IEEE. POWER and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE. 2013. P. 1–11. Citado na p. 22.
- 63 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Documentação Técnica dos Modelos Computacionais do CEPEL para o Setor Elétrico Brasileiro**. 2025. <https://see.cepel.br/manual/libs/latest/index.html>. Citado na p. 23.
- 64 BOROUJENI, H. S. Sediment management in hydropower dam (case study-dez dam project). **Hydropower-Practice and Application**, IntechOpen, 2012. Citado na p. 25.
- 65 CHIRAG TRIVEDI, B. G.; MICHEL, C. J. Effect of transients on Francis turbine runner life: a review. **Journal of Hydraulic Research**, IAHR Website, v. 51, n. 2, p. 121–132, 2013. DOI: 10.1080/00221686.2012.732971. eprint: <https://doi.org/10.1080/00221686.2012.732971>. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/00221686.2012.732971>>. Citado na p. 25.
- 66 PAULO, J.; GASPAR, M.; NEPOMUCENO, L. Modelo Baseado em Otimização Robusta para o Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos. **CBA2022**, v. 3, p. 109585, 2022. DOI: <https://doi.org/10.20906/CBA2022/3695>. Disponível em: <[https://sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/cba/article/view/3695/3224](https://sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/3695/3224)>. Citado nas pp. 27, 29.
- 67 MAYS, L. W. **Water Resources Engineering**. 2<sup>nd</sup>: John Wiley Sons, Inc., 2010. Citado nas pp. 27, 28.
- 68 NERGER, A.; MARTINS, A. C. P.; SOLER, E. M.; BALBO, A. R.; NEPOMUCENO, L. A nonlinear multi-period hydrothermal optimal power flow model for hydropower systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 155, p. 109585, 2024. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109585>.

- Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523006427>>. Citado na p. 27.
- 69 NERGER, A.; MARTINS, A. C. P.; SOLER, E. M.; BALBO, A. R.; NEPOMUCENO, L. A nonlinear multi-period hydrothermal optimal power flow model for hydropower systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 155, p. 109585, 2024. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109585>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523006427>>. Citado nas pp. 28, 29.
- 70 BRASIL, R. M.; SILVA, M. A. da. **Otimização de projetos de engenharia**. Editora Blucher, 2019. Citado na p. 29.
- 71 MAHOR, A.; RANGNEKAR, S. Short term generation scheduling of cascaded hydro electric system using novel self adaptive inertia weight PSO. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 34, n. 1, p. 1–9, 2012. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.011>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061511001207>>. Citado na p. 29.
- 72 GIULIANI, M.; LAMONTAGNE, J. R.; REED, P. M.; CASTELLETTI, A. A State-of-the-Art Review of Optimal Reservoir Control for Managing Conflicting Demands in a Changing World. **Water Resources Research**, John Wiley e Sons Inc, v. 57, 12 dez. 2021. ISSN 19447973. DOI: [10.1029/2021WR029927](https://doi.org/10.1029/2021WR029927). Citado na p. 29.
- 73 OLSSON, M.; SODER, L. Hydropower planning including trade-off between energy and reserve markets. In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003. v. 1, 8 pp. vol.1-. DOI: [10.1109/PTC.2003.1304117](https://doi.org/10.1109/PTC.2003.1304117). Citado na p. 29.
- 74 RAHMLOW, U. M.; AMELIN, M. Comparison of Different Hydropower Equivalent Formulations to Improve High and Low Price Performance. In: 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM). 2024. P. 1–6. DOI: [10.1109/EEM60825.2024.10608912](https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10608912). Citado na p. 29.
- 75 BLOM, E.; SÖDER, L. Single-level reduction of the hydropower area Equivalent bilevel problem for fast computation. **Renewable Energy**, v. 225, p. 120229, 2024. ISSN 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120229>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148124002945>>. Citado na p. 29.
- 76 ZEFF, H. B.; HAMILTON, A. L.; MALEK, K.; HERMAN, J. D.; COHEN, J. S.; MEDELLIN-AZUARA, J.; REED, P. M.; CHARACKLIS, G. W. California's food-energy-water system: An open source simulation model of adaptive surface and groundwater management in the Central Valley. **Environmental Modelling & Software**, v. 141, p. 105052, 2021.

- ISSN 1364-8152. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2021.105052>. Citado na p. 29.
- 77 DOWSON, O.; KAPELEVICH, L. SDDP.jl A Julia Package for Stochastic Dual Dynamic Programming. **INFORMS Journal on Computing**, Institute for Operations Research e the Management Sciences (INFORMS), v. 33, n. 1, p. 27–33, jan. 2021. DOI: [10.1287/ijoc.2020.0987](https://doi.org/10.1287/ijoc.2020.0987). Citado na p. 29.
- 78 DANG, T. D.; CHOWDHURY, A. F. M. K.; GALELLI, S. On the representation of water reservoir storage and operations in large-scale hydrological models: implications on model parameterization and climate change impact assessments. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 24, n. 1, p. 397–416, 2020. DOI: [10.5194/hess-24-397-2020](https://doi.org/10.5194/hess-24-397-2020). Citado na p. 29.
- 79 FORTALEZA, E. L. F.; SANCHEZ, W. H. C.; NETO, E. P. B.; MIRANDA, M. E. R.; MUNERATO, F. P. Robust Optimization Technique Using Modified Net Present Value and Stochastic Simplex Approximate Gradient. **SPE Journal**, v. 27, n. 06, p. 3384–3405, dez. 2022. ISSN 1086-055X. DOI: [10.2118/209828-PA](https://doi.org/10.2118/209828-PA). eprint: <https://onepetro.org/SJ/article-pdf/27/06/3384/3057721/spe-209828-pa.pdf>. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/209828-PA>>. Citado na p. 30.
- 80 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões de Maio de 2024**. 2024. Acessado em: [Data de Acesso]. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=38753&assunto=39056&keyword=consolidado&periodo=1825>>. Citado na p. 33.
- 81 ELETROBRAS FURNAS. **Usina de Furnas**. 2024. Available in: <https://www.furnas.com.br/subsecao/120/usina-de-furnas?culture=pt>. Accessed in: Nov. 14<sup>th</sup> 2024. Citado na p. 34.
- 82 ELETROBRAS FURNAS. **Usina de Itumbiara**. 2024. Available in: <https://www.furnas.com.br/itumbiara>. Accessed in: Nov. 14<sup>th</sup> 2024. Citado na p. 35.