

**TIAGO FORTI DA SILVA**

**MODELOS DE PORTFÓLIO PARA COMPANHIAS GERADORAS  
EM MERCADOS HIDROTÉRMICOS**

Pós-doutorando: Tiago Forti da Silva  
Supervisor: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

UNESP - Campus de Bauru  
2025

**TIAGO FORTI DA SILVA**

**MODELOS DE PORTFÓLIO PARA COMPANHIAS GERADORAS  
EM MERCADOS HIDROTÉRMICOS**

Relatório de Pós-doutorado realizado na Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB), Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), Bauru - SP.

Supervisor: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno.

Bauru  
2025

# Resumo

As empresas que atuam em mercados de energia enfrentam o desafio de decidir a proporção de sua capacidade de geração a ser alocada entre as diversas modalidades de comercialização disponíveis. Cada uma dessas modalidades apresenta um lucro esperado e uma volatilidade associada distintos, configurando, assim, um problema de otimização de portfólio. Tais decisões precisam ser tomadas em um contexto de informação incompleta, uma vez que tanto a evolução dos preços quanto a disponibilidade hídrica ao longo do ano são desconhecidas. Uma abordagem relevante na literatura para tratar essa complexidade consiste no uso de modelos bi-nível. Nesse formato, o problema de nível superior modela a gestão do portfólio da empresa, enquanto o nível inferior simula o funcionamento do sistema elétrico no qual a empresa está inserida. No caso de sistemas hidrotérmicos, essa representação deve incorporar as incertezas relacionadas às vazões afluentes, bem como os aspectos hidráulicos inerentes à geração de energia. Neste contexto, a presente pesquisa teve como objetivo analisar esses dois aspectos, buscando desenvolver modelos linearizados que sejam compatíveis com a aplicação no nível inferior de modelos bi-nível. Adicionalmente, desenvolveu-se um sistema de teste hidrelétrico de grande porte para fins de validação. Os resultados obtidos revelaram-se promissores, demonstrando melhorias nos custos de geração no planejamento energético de longo prazo, com tempos computacionais adequados para a aplicação em sistemas de grande escala.

# Abstract

Companies operating in energy markets face the challenge of deciding the proportion of their generation capacity to allocate among the various available commercialization options. Each of these options has a distinct expected profit and associated volatility, thereby constituting a portfolio optimization problem. These decisions must be made under incomplete information, as both price evolution and water availability throughout the year are uncertain. A relevant approach in the literature to address this complexity involves the use of bi-level models. In this framework, the upper-level problem models the company's portfolio management, while the lower-level problem simulates the operation of the electric power system in which the company operates. In the case of hydrothermal systems, this representation must incorporate the uncertainties related to inflow rates as well as the hydraulic aspects inherent to energy generation. In this context, the present research aimed to analyze these two aspects, seeking to develop linearized models that are compatible with the application in the lower level of bi-level models. Additionally, a large-scale hydroelectric test system was developed for validation purposes. The results obtained proved to be promising, demonstrating improvements in generation costs for long-term energy planning, with computational times suitable for large-scale systems.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>4</b>
1.1	Planejamento Energético . . . . .	6
1.2	A representação das incertezas . . . . .	7
1.3	A modelagem dos aspectos hidráulicos . . . . .	11
<b>2</b>	<b>Metodologia</b>	<b>18</b>
<b>3</b>	<b>Resultados e Discussão</b>	<b>19</b>
3.1	Representação das incertezas . . . . .	19
3.2	Modelagem dos aspectos hidráulicos . . . . .	21
3.3	Aplicação da modelagem hidráulica no fluxo de potência ótimo . . . . .	23
3.4	Aplicação da modelagem hidráulica no procedimento de compensação de mercados hidrotérmicos . . . . .	25
3.5	Problema de portfólio do dia-seguinte . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Atividades desenvolvidas</b>	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>Comentários do supervisor</b>	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>36</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>38</b>
<b>A</b>	<b>Artigos Publicados - Comprovação</b>	<b>43</b>

# Lista de Abreviaturas

AS-PESH	Modelo de Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos por Horizonte Rolante Adaptativo;
CVaR	Valor Condicional de Risco;
EE	Abordagens Estocásticas Explícitas;
EI	Abordagens Estocásticas Implícitas;
FPO	Fluxo de Potência Ótimo;
FPOH	Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico;
FPOH-CPB	Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico com Abordagem por Convexificação;
FPOH-Q	Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico com Abordagem Quadrimensional;
FPOH-NL	Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico com Abordagem Não-Linear;
OHR	Otimização por Horizonte Rolante;
OHRA	Otimização por Horizonte Rolante Adaptativo;
OIS	Operador Independente do Sistema;
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia;
PDED	Programação Dinâmica Estocástica Dual;
PESH	Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos;
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças;
PU	Representação “por unidade”;
RH-PESH	Modelo de Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos por Horizonte Rolante;
UHE	Usina Hidrelétrica.

# Lista de Figuras

1.1	Opções de uma companhia geradora. . . . .	5
1.2	Cascata de teste desenvolvida para validação dos modelos. . . . .	8
1.3	Separação em estágios utilizada na modelagem estocástica. . . . .	9
1.4	Estrutura de tomada de decisão no modelo adaptativo. . . . .	10
1.5	Usina hidrelétrica esquemática. . . . .	12
1.6	Representação gráfica da função de produção. . . . .	12
1.7	Influência da altura de queda nos limites de potência para a usina de Furnas. . . . .	13
1.8	Influência da altura de queda nos limites de turbinagem para a usina de Furnas. . . . .	13
1.9	Aproximação de segundo grau para a cota de montante da UHE Marimbondo. . . . .	15
1.10	Aproximação de primeiro grau para a cota de montante da UHE Marimbondo. . . . .	15
1.11	Planos da função quadrimensional. . . . .	16
1.12	Aproximações lineares para os limites do par turbina-gerador. . . . .	17
3.1	Custo de geração dos modelos de janela rolante “tradicional” e “adaptativo”. . . . .	20
3.2	Tempo de resolução dos modelos de janela rolante “tradicional” e “adaptativo”. . . . .	20
3.3	Geração hidrelétrica nos três modelos. . . . .	22
3.4	Volume armazenado nos três modelos. . . . .	22
3.5	Preço da energia nos três modelos. . . . .	23
3.6	Sequência de tomada de decisões. . . . .	26
3.7	Oferta no mercado do dia-seguinte por usina. . . . .	27
3.8	Oferta no mercado de ajustes por usina. . . . .	28
3.9	Oferta no mercado de regulação por usina. . . . .	29
3.10	Pontos obtidos da fronteira eficiente. . . . .	29

# Lista de Tabelas

3.1	Resultado obtido pelos três modelos. . . . .	23
3.2	Comparação dos resultados dos modelos FPOH-CPB e FPOH-Q com a referência não-linear. . . . .	24
3.3	Comparação entre os modelos FPOH-CPB, FPOH-Q e FPOH-NL. . . . .	25
3.4	Aplicação da altura de queda no procedimento de compensação de mercados. . . . .	26

# Capítulo 1

## Introdução

A descentralização dos sistemas elétricos pelo mundo, iniciada pelo Chile em 1982 e seguida por outros países a partir dos anos 1990, resultou no surgimento dos mercados de eletricidade, estimulando a competição entre os participantes. Isso fez com que novos processos de tomada de decisão fossem necessários, abordando os desafios dos geradores, consumidores e órgãos reguladores (Rudnick, 1996; Rudnick e Zolezzi, 2001).

Ao longo do tempo surgiram diferentes possibilidades de comercialização de energia no contexto descentralizado, como os contratos bilaterais e os mercados de futuros, do dia-seguinte, de ajustes e de tempo-real, além dos mercados de reserva e regulação, que destinam-se ao fornecimento dos serviços auxiliares de energia de reserva e de balanço carga-frequência, respectivamente (Conejo et al., 2010; Strbac e Kirschen, 2004).

Frente a essa gama de opções, que pode variar em estrutura e regulamentação conforme cada país ou sistema elétrico, surge o problema de portfólio das companhias geradoras. O desafio é determinar a porcentagem da sua capacidade de geração que deve ser ofertada em cada um dos diferentes mercados, além do fornecimento de serviços auxiliares, de forma alinhada com o seu perfil de atuação, uma vez que cada ambiente de negociação apresenta diferentes níveis de volatilidade e de preço esperado (Conejo et al., 2008; Gökgöz e Atmaca, 2012).

O problema de portfólio de uma companhia geradora é ilustrado pela Figura 1.1, com uma indicação da escala de tempo envolvida em cada opção de comercialização.

Uma das dificuldades desse processo é que as decisões são tomadas em um contexto de informação incompleta, já que, exceto pelos contratos bilaterais e o mercado de futuros, os mercados de energia são organizados em mecanismos de leilão, onde os preços e a quantidade de energia despachada são definidos a partir dos lances de todos os participantes (Garcia et al., 2017; Roald et al., 2023).

É importante que as informações de preço utilizadas no processo de decisão sejam consistentes com o que ocorre nos mercados reais, pois são eles que orientam a

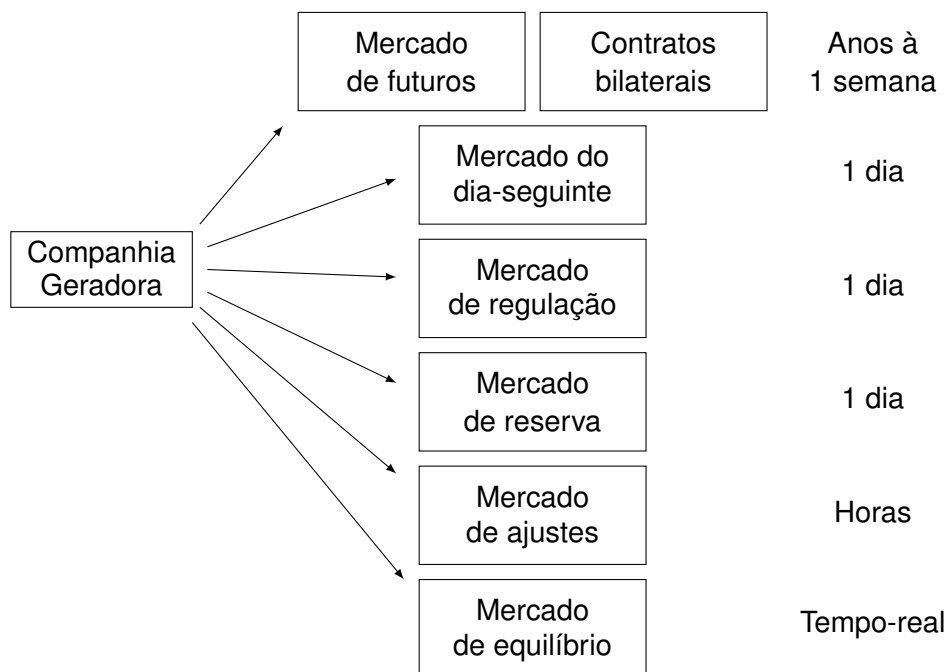


Figura 1.1: Opções de uma companhia geradora. Adaptado de Conejo et al. (2010).

operação do sistema elétrico e a tomada de decisão de seus participantes. Dessa forma, optou-se por iniciar esta pesquisa através do desenvolvimento de ferramentas para modelagem dos preços, área que se revelou um campo promissor de pesquisa.

Isso deve-se ao fato de que os preços não são, necessariamente, adaptáveis de um sistema elétrico para outro, já que ocorrem diferenças de composição da matriz energética, das características operativas, das variações da demanda ao longo das estações do ano e do comportamento do ciclo hidrológico, dentre outros fatores.

Além disso, possuir uma modelagem adequada do despacho da energia permite que controle-se os níveis de preço esperado e de volatilidade, bem como pode-se optar por trabalhar tanto com cenários de preço, via otimização estocástica, ou utilizar problemas de equilíbrio, onde o mercado de energia e o problema de portfólio são descritos nos níveis inferior e superior de um modelo bi-nível (Helseth et al., 2010; de Queiroz, 2016; Conejo e Ruiz, 2020).

No caso de sistemas elétricos onde a participação hidráulica é predominante, como o brasileiro, os preços devem refletir adequadamente a disponibilidade hídrica, uma vez que esta determina a capacidade de oferta de energia do sistema elétrico. Dessa forma, para realizar estudos que visem as companhias hidrelétricas, é necessário que os preços sejam correlacionados com as características hidrológicas do seu ambiente de atuação (Pereira et al., 2017; Bregadioli et al., 2016).

Como os ciclos hidrológicos ocorrem ao longo do ano, os despachos de curto e longo prazo devem ser acoplados, de forma que a geração de energia durante o período chuvoso não comprometa a segurança operativa no período seco, o que faz com

que os preços do curto e longo-prazo se tornem correlacionados. No Brasil os preços de longo prazo são determinados através de um estudo de *Planejamento Energético*, que determina o preço futuro de acordo com a disponibilidade prevista da água (Maceiral et al., 2018; Diniz et al., 2018).

Dessa forma, a pesquisa citada iniciou-se pelo estudo dos modelos de planejamento energético, que determinam os preços de longo prazo no Brasil.

## 1.1 Planejamento Energético

O Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos (PESH) é um problema de otimização dinâmico e estocástico que busca determinar o despacho de energia durante longos períodos de tempo, usualmente de um a cinco anos. Seu propósito é gerar uma política de uso do recurso hídrico ao longo do ciclo hidrológico que garanta a segurança do fornecimento da energia e minimize os custos de geração, transferindo parte da água do período úmido para o seco (Costa e Soares, 2021; Machado et al., 2021).

O objetivo adotado no Brasil é a minimização da complementação termelétrica ao longo do horizonte de planejamento, representando-se a incerteza na disponibilidade hídrica, o atendimento de demanda e as restrições operativas do sistema elétrico (Maceiral et al., 2018).

Para tal, o despacho de energia é realizado por um conjunto de *softwares* desenvolvidos pelo CEPEL, denominados de NEWAVE, DECOMP e DESSEM. O NEWAVE é o modelo responsável pelo planejamento de longo prazo, considerando um intervalo de até cinco anos, resolvido através de Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED). Sua modelagem é feita através de reservatórios equivalentes para cada subsistema ou bacia hidrológica, dependendo da sua potência instalada.

O resultado do NEWAVE é refinado pelo DECOMP, que realiza o despacho semanal por usina. Esses valores são então enviados para o DESSEM, que realiza o despacho do dia-seguinte, gerando o preço de liquidação das diferenças (PLD) para cada intervalo de trinta minutos durante o período de um dia.

A modelagem dos aspectos hidráulicos envolve a representação de dois fatores importantes: a estocasticidade da vazão afluyente e as relações não-lineares entre altura de queda, turbinagem e energia elétrica gerada, que foram abordados separadamente, resultando em duas frentes de pesquisa ao longo do período de realização deste pós-doutorado: a representação das incertezas associadas às vazões afluentes e a modelagem dos aspectos não-lineares da geração hidrelétrica.

## 1.2 A representação das incertezas

Uma das frentes de estudo foi a estocasticidade da vazão afluyente, representando a incerteza presente na disponibilidade hídrica ao longo do ciclo hidrológico. Para isso, foi retomada a pesquisa de mestrado realizada por Chaves (2022), resultando na publicação do artigo Chaves et al. (2025), conforme reportado no Capítulo 4.

Para validação dos modelos propostos, foi desenvolvido um banco de dados de teste de grande porte composto por uma cascata hidráulica com as sessenta e quatro usinas hidrelétricas da cascata do Rio Paraná, totalizando 48.4 GW de potência instalada, o que representa 47,4% da capacidade hidráulica brasileira, reproduzida na Figura 1.2. Os dados das usinas e seus respectivos cenários de vazão afluyente foram elaborados a partir das informações e das séries históricas disponíveis no *software* HydroData (HydroByte, 2019). O sistema resultante foi publicado no portal *Mendeley Database* (Silva e Nepomuceno, 2024a).

A estocasticidade da vazão afluyente representa uma fonte de incerteza adicional para os participantes de sistemas hidrotérmicos, uma vez que impacta a capacidade de geração do sistema e os preços dos diferentes mercados. Assim, é necessário que os processos de tomada de decisão dos agentes capturem a incerteza de maneira adequada (Gaudard et al., 2016; Navarro et al., 2024).

O tratamento das incertezas na literatura pode ser dividido em duas abordagens principais: as Estocásticas Implícitas (EI) e Estocásticas Explícitas (EE) (Labadie, 2004).

As abordagens implícitas dividem o problema em duas etapas, um modelo de otimização determinístico e um simulador de vazões afluyentes (Zambelli et al., 2011; Costa e Soares, 2021). Essa separação diminui o esforço computacional do modelo de otimização, porém tornam ela inadequada para a utilização em modelos bi-níveis, utilizados nos problemas de portfólio.

Já as abordagens explícitas representam a incerteza nas vazões afluyentes diretamente no modelo, através de otimização estocástica ou robusta (Yang et al., 2023).

Na otimização estocástica utiliza-se um conjunto de cenários para representar a estocasticidade das vazões afluyentes, encontrando-se uma solução que seja ótima para a esperança matemática da sua função objetivo (Conejo et al., 2010). Por outro lado, a otimização robusta posiciona-se contra o pior cenário dentro de uma faixa de probabilidade de ocorrência das vazões afluyentes, buscando soluções com alto nível de segurança, porém que apresentam, via de regra, maior custo (Mohammadi-Ivatloo e Nazari-Heris, 2019).

Considerando as modelagens explícitas que utilizam otimização estocástica, duas técnicas usuais de resolução são a Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED) e a Otimização por Horizonte Rolante (OHR).

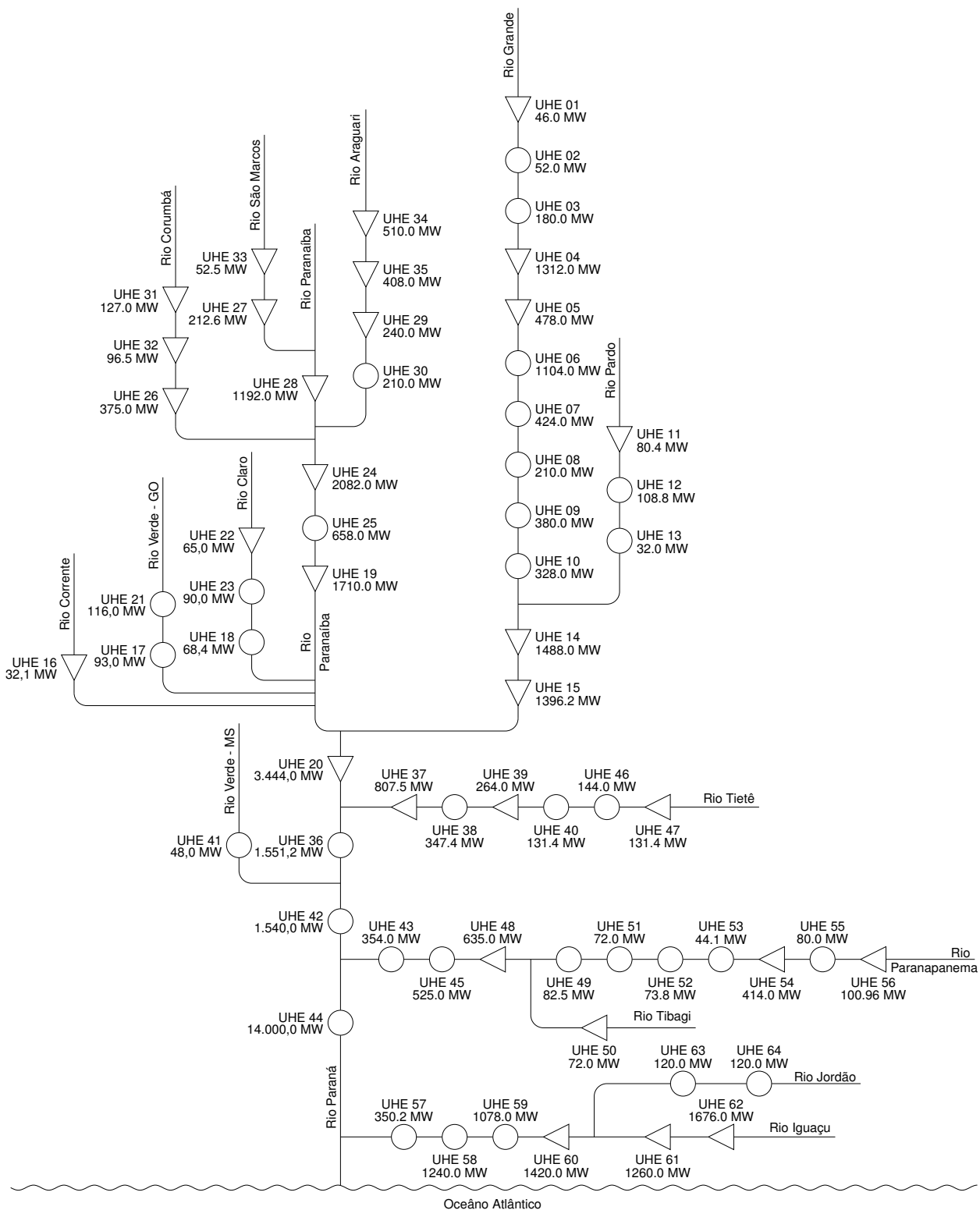


Figura 1.2: Cascata de teste desenvolvida para validação dos modelos, publicada em Silva e Nepomuceno (2024a).

A PDED tem sido utilizada com sucesso em diferentes situações, incluindo a resolução do despacho hidrotérmico brasileiro (Pereira e Pinto, 1991). Entretanto, seu uso acarreta em alto custo computacional, sendo pouco indicada para aplicações com aversão ao risco (Guigues e Sagastizábal, 2012) e para modelagens bi-nível.

As abordagens OHR apresentam uma boa relação entre precisão e custo computacional, facilitando seu uso em situações de aversão ao risco e em modelagens bí-nível (Guigues e Sagastizábal, 2012). Seu princípio de funcionamento consiste em dividir o período de planejamento em decisões *here and now* e *wait and see*, como as decisões da primeira semana e do restante do ano, por exemplo. Para uma modelagem com um conjunto de cada tipo de decisão, denominada de bi-estágio, esse processo pode ser resumido pelas seguintes etapas:

1. As decisões  $x$  são tomadas;
2. O processo estocástico  $\lambda$  ocorre como  $\lambda(\omega)$ ;
3. São tomadas as decisões  $y(x, \omega)$ .

Uma maneira de representar visualmente esse processo é através de gráficos em forma de árvore, como mostrado na Figura 1.3. O primeiro nó do gráfico, denominado de raiz, representa as decisões de primeiro estágio, enquanto os nós da segunda parte, chamados de folhas, representam as decisões de segundo estágio. Os elos entre eles recebem o nome de ramos, representando cada possibilidade do processo estocástico (Conejo et al., 2010).

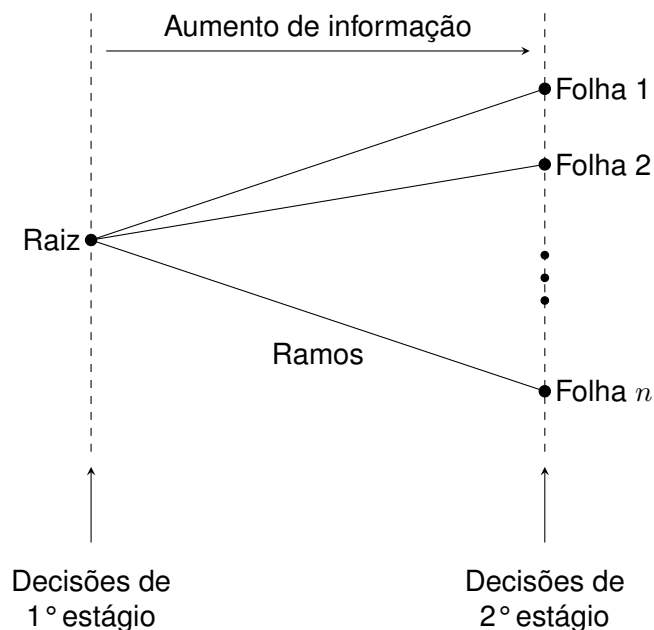


Figura 1.3: Separação em estágios utilizada na modelagem estocástica. Adaptado de Conejo et al. (2010).

Uma vez que a decisão de um período tenha sido tomada, para a primeira semana, por exemplo, desloca-se a janela temporal para o próximo período e calcula-se as novas decisões *here and now*, até que o planejamento completo tenha sido resolvido (Conejo et al., 2010). Como exemplo, em Chaves et al. (2025) utilizou-se um planejamento energético para um período de 144 semanas, o que resultou na resolução de 144 problemas de forma sequencial, cada qual calculando a decisão da primeira semana dentro de um horizonte de 48 semanas.

Uma vez que as decisões de um período são consideradas dados de entrada para os subproblemas posteriores, pode-se acarretar em um erro de otimalidade. Para investigar esse efeito foi proposta uma abordagem alternativa denominada de Otimização por Horizonte Rolante Adaptativo (OHRA).

A abordagem proposta acrescenta um grau de liberdade na formulação do modelo, propondo um subproblema com decisão *here-and-now* para cada semana do planejamento e então combinando todos os subproblemas em um único problema de otimização, de forma que sejam resolvidos simultaneamente, o que resulta em um erro de otimalidade nulo. O processo de tomada de decisão é representado na Figura 1.4.

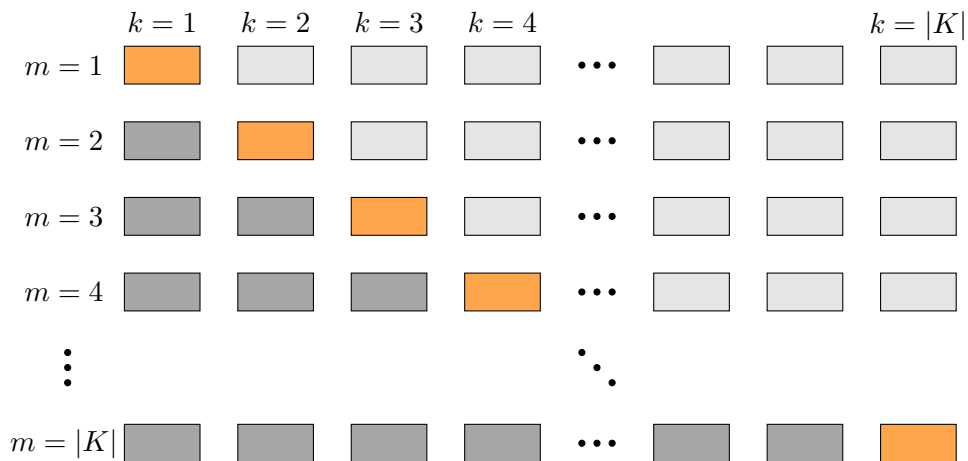


Figura 1.4: Estrutura de tomada de decisão no modelo adaptativo. Adaptada de Chaves et al. (2025).

Cada linha na estrutura de decisão descrita na Figura 1.4 representa um problema de otimização estocástico bi-estágio  $m$  dentro do conjunto  $M$  de problemas necessários para resolver o planejamento completo. Diferente da abordagem “tradicional” de horizonte rolante, aqui todos os subproblemas são escritos com 144 semanas, abrangendo o período completo do planejamento energético.

Os elementos da diagonal principal, preenchidos em laranja, representam a semana que é considerada a decisão *here-and-now* para aquele subproblema em particular. Os retângulos acima da diagonal principal, preenchidos em cinza claro, são decisões *wait-and-see* para aquele subproblema, pois são considerados eventos futuros em relação à tomada de decisão. Já os elementos abaixo da diagonal principal, preen-

chidos em cinza escuro, representam as semanas anteriores à decisão *here-and-now*, de forma que um conjunto de equações propostas, denominadas de restrições de continuidade, garantem que seus valores sejam idênticos para todos os períodos  $k$  nos subproblemas que estão abaixo da diagonal principal.

A representação da incerteza foi realizada através do conceito de leque de cenários, descrito por Helseth et al. (2010), utilizando-se nove cenários de vazão, representando os valores médios de cada década da série histórica disponível no *software* HydroData (HydroByte, 2019).

A abordagem utilizada mostrou-se capaz de representar adequadamente a incerteza associada às vazões afluentes, tendo sido validada posteriormente através da simulação com mil cenários de vazão afluente gerados randomicamente dentro da faixa de um desvio-padrão ( $\pm 1\sigma$ ) em torno da média dos dados históricos.

O modelo adaptativo obteve custos de geração significativamente menores que a abordagem por horizonte rolante, quando aplicados em um planejamento energético para um período de três anos, com discretização semanal, para as sessenta e quatro usinas hidrelétricas que compõem a cascata do Rio Paraná, conforme relatado no Capítulo 3.

### 1.3 A modelagem dos aspectos hidráulicos

A segunda frente de trabalho considerada ao longo desta pesquisa foi a representação da variação da altura de queda no Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos (PESH), uma vez que esta envolve diferentes aspectos não-lineares, como a modelagem das cotas de montante e jusante, os limites do par turbina-gerador e a função de produção hidráulica.

As cotas de montante e jusante representam, respectivamente, a altura da água no reservatório e no trecho do rio imediatamente à jusante da usina, conforme ilustrado na Figura 1.5. A diferença entre as duas cotas é denominada de altura de queda bruta, da qual usualmente desconta-se uma parcela de perdas para obter a altura de queda líquida da usina (Cicogna, 1999).

No Brasil, as cotas de montante e jusante são descritas através de curvas geradas por polinômios de grau 4. Já a altura de perdas é representada como uma função da turbinagem, podendo ser constante, linear ou quadrática, dependendo da usina.

A partir da turbinagem  $q$  e da altura de queda  $h$  pode-se calcular a geração hidrelétrica através da função de produção da usina, dada pela Equação (1.1), onde os termos  $\kappa$  e  $\eta$  referem-se à produtividade da usina e ao rendimento do par turbina-gerador.

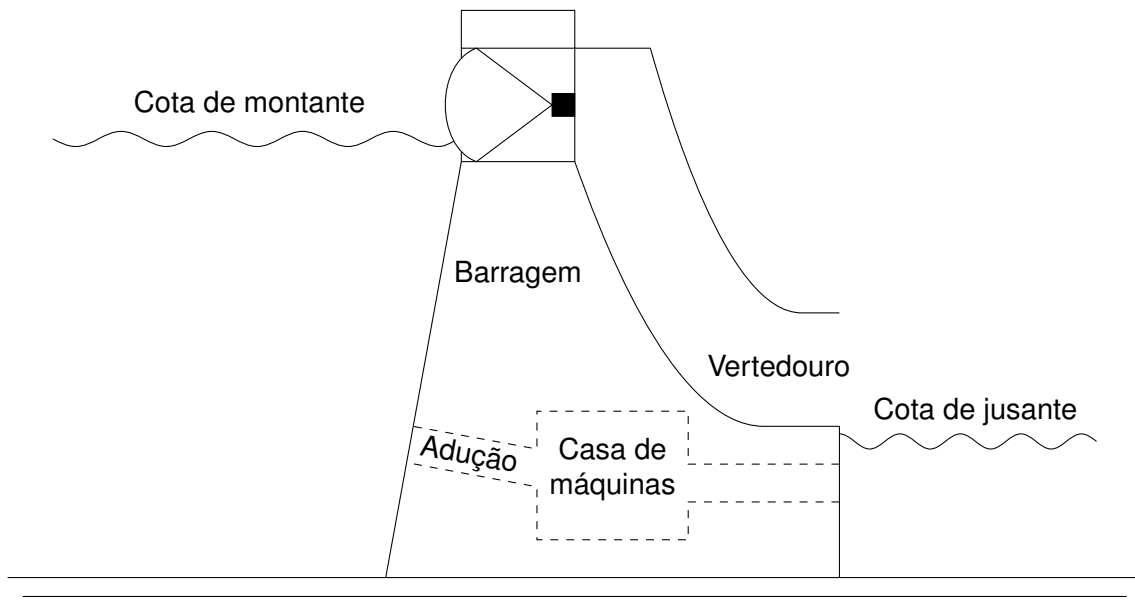


Figura 1.5: Usina hidrelétrica esquemática. Adaptado de Cicogna (1999).

$$p = \kappa \eta h q. \quad (1.1)$$

Como exemplo, é apresentada na Figura 1.6 a representação gráfica da função de produção da usina de Furnas, localizada no Rio Grande (MG) e possuindo uma potência instalada de 1.312 MW (HydroByte, 2019).

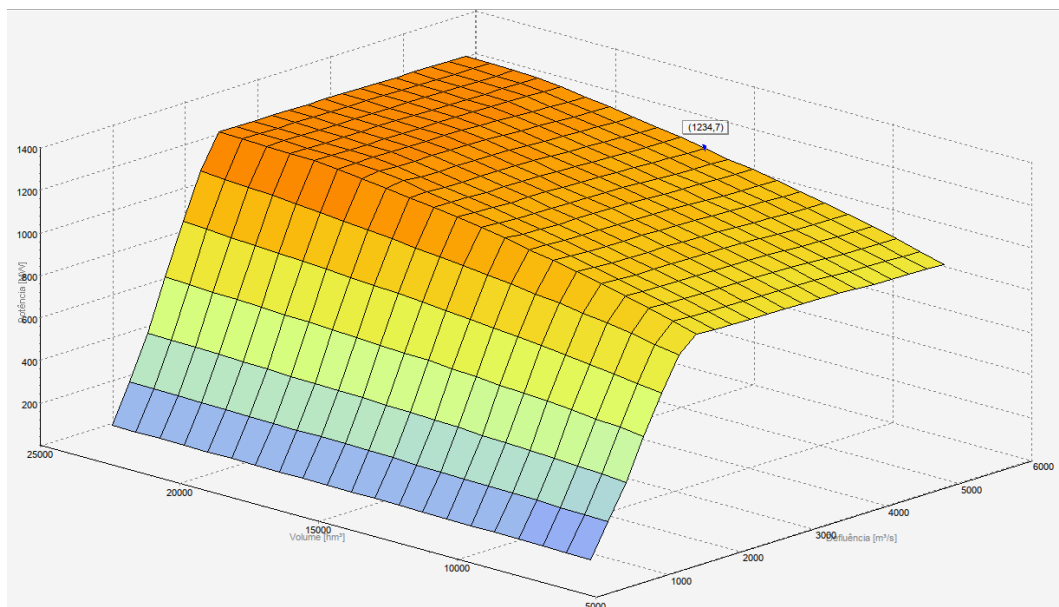


Figura 1.6: Representação gráfica da função de produção. Figura retirada do *software* Hydrodata (HydroByte, 2019).

A altura de queda influencia nos limites de potência e turbinagem das hidrelétricas, gerando curvas de atuação divididas em duas partes, as regiões de limitação pelo

funcionamento da turbina e do gerador elétrico, como exemplificado nas Figuras 1.7 e 1.8, respectivamente.

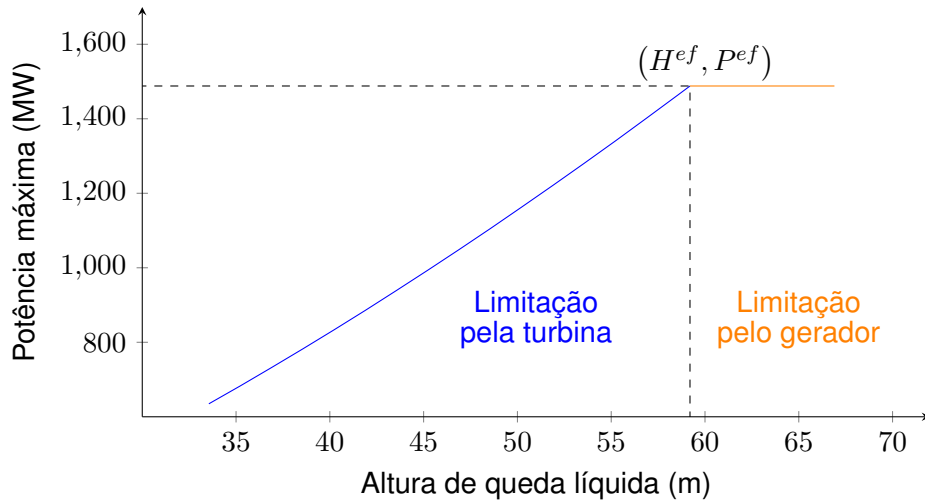


Figura 1.7: Influência da altura de queda nos limites de potência para a usina de Furnas, utilizando dados do *software* HydroData (HydroByte, 2019).

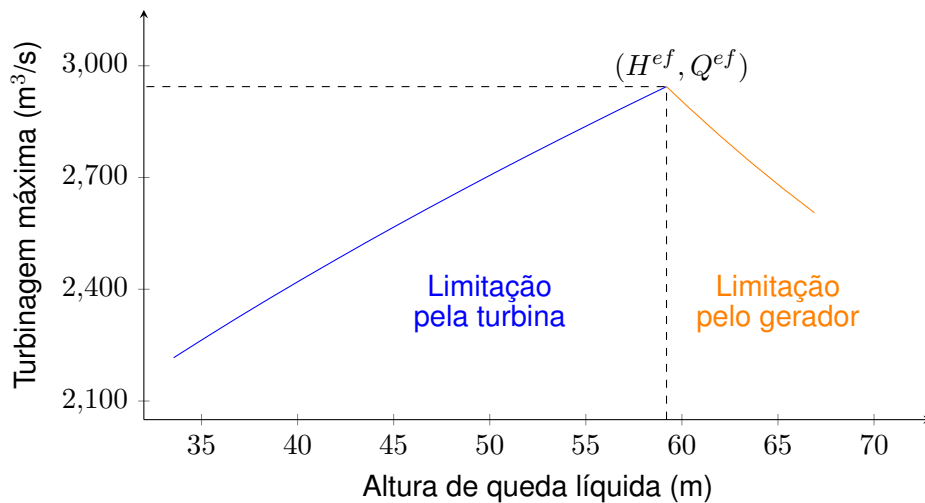


Figura 1.8: Influência da altura de queda nos limites de turbinagem para a usina de Furnas, utilizando dados do *software* HydroData (HydroByte, 2019).

No planejamento de longo prazo usualmente considera-se a altura de queda como constante, adotando-se o valor efetivo para todo o período de planejamento, como realizado pelo NEWAVE para reservatórios agregados. Posteriormente, a solução obtida é refinada pelos modelos DECOMP e DESSEM, que consideram diferentes formulações dos aspectos hidráulicos (Maceiral et al., 2018; Diniz et al., 2018).

Considerar a altura de queda constante tem como vantagem a redução do custo computacional, pois elimina a necessidade da modelagem das cotas do reservatório e dos limites do par turbina-gerador, bem como torna a função de produção linear. O problema dessa abordagem é que ela pode gerar distorções na política operativa

calculada, impactando nos indicadores de preço e reduzindo a eficiência de operação do sistema elétrico.

Zambelli et al. (2011) compara as soluções do NEWAVE, que utiliza altura de queda constante e é resolvido por Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED), com o modelo ODIN, que representa os fenômenos hidráulicos de forma não-linear em uma abordagem Estocástica Implícita (EI), obtendo resultados que mostram uma operação com menor volume armazenado e maior complementação térmica pelo modelo NEWAVE. A partir disso, conclui-se no artigo que a não representação da variação da altura de queda resulta em uma operação menos eficiente do sistema elétrico.

Uma vez que, conforme mencionado na Seção 1.2, as abordagens EI e PDED não são adequadas para problemas bi-nível, comuns nos estudos de portfólio, surge o questionamento de como desenvolver um modelo que seja linear, represente a altura de queda variável, utilize uma abordagem do tipo Otimização por Horizonte Rolante (OHR) e tenha uma relação satisfatória entre fidelidade na modelagem e factibilidade do custo computacional.

A primeira etapa foi analisar o impacto isolado da representação da altura de queda variável na política operativa gerada pelo PESH, eliminando os demais efeitos que impactam no comportamento dos preços. Para tal, adotou-se inicialmente vazão afluyente determinística e demanda constante. Foram então utilizados três modelos: um não-linear, para referência de operação, um linear com altura de queda constante, igual ao valor efetivo de cada usina, e um com a abordagem linearizada proposta.

No modelo não-linear os limites operativos e as cotas da usina foram representados utilizando funções de segundo grau, com o uso da função de produção diretamente pela Equação (1.1). Como exemplo, na Figura 1.9 é reproduzida a aproximação de segundo grau do comportamento da cota de montante da UHE Marimbondo, com sua respectiva equação e fator de correlação.

Não foi considerada nesta pesquisa a ocorrência de afogamento, quando o nível do reservatório da usina imediatamente abaixo na cascata influencia a cota de jusante da usina localizada à montante. Em usinas onde isso acontece, optou-se pelo uso da curva intermediária da cota de jusante.

Na abordagem linearizada proposta, as cotas de montante e jusante, a altura de perdas e os limites do par turbina-gerador foram aproximados por funções lineares, enquanto a função de produção foi representada através da técnica quadrimensional proposta por Diniz e Maceira (2008). Como exemplo, na Figura 1.10 é reproduzida a aproximação de primeiro grau do comportamento da cota de montante da UHE Marimbondo, com sua respectiva equação e fator de correlação.

A função de produção foi representada utilizando a técnica quadrimensional proposta por Diniz e Maceira (2008), que busca traçar planos que formem uma caixa convexa em torno do gráfico da Figura 1.6. Para isso, a técnica é dividida em duas

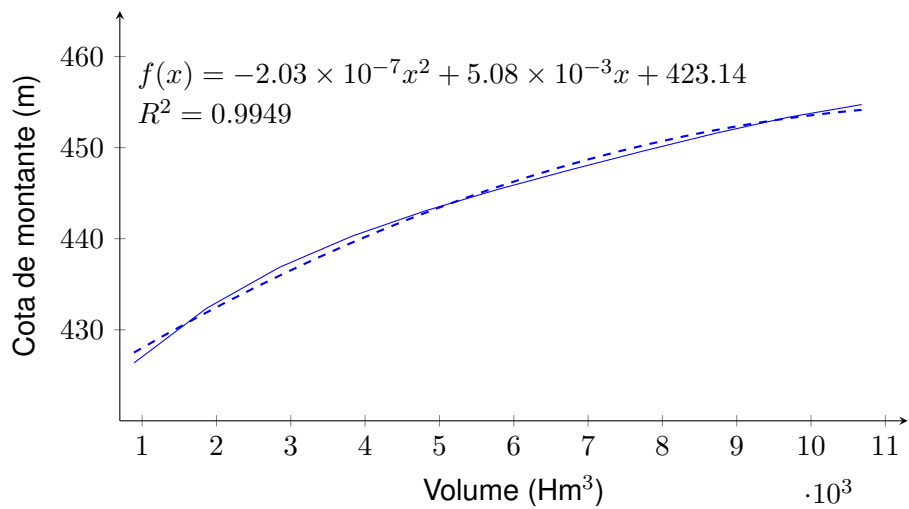


Figura 1.9: Aproximação de segundo grau para a cota de montante da UHE Marimbondo, utilizando dados do *software* HydroData HydroByte (2019).

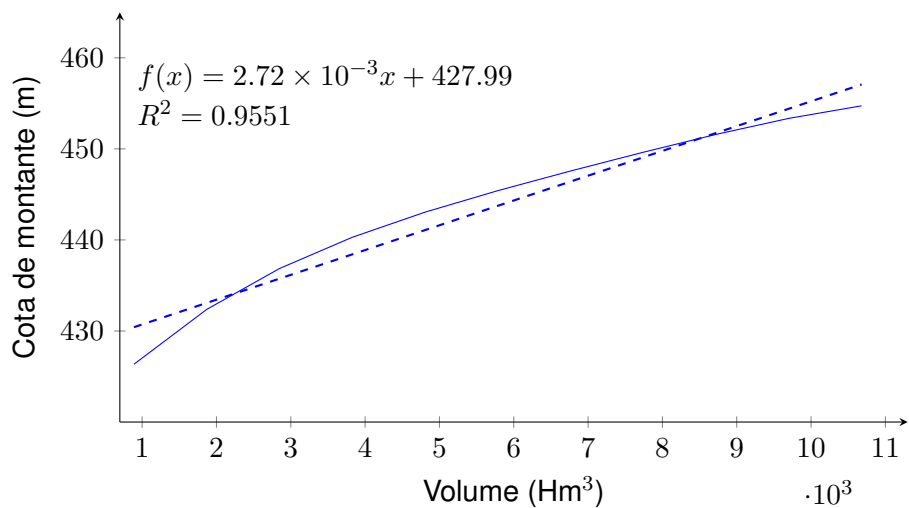


Figura 1.10: Aproximação de primeiro grau para a cota de montante da UHE Marimbondo, utilizando dados do *software* HydroData HydroByte (2019).

etapas: a elaboração dos planos e a representação do impacto do vertimento.

A primeira etapa inicia-se com a elaboração de uma malha de pontos de volume e turbinagem, calcula-se então a potência para trios de pontos e define-se um plano, conforme ilustrado na Figura 1.11. Isso resulta na determinação de três coeficientes lineares para cada plano,  $\gamma^0$ ,  $\gamma^q$  e  $\gamma^v$ , permitindo determinar sua inclinação.

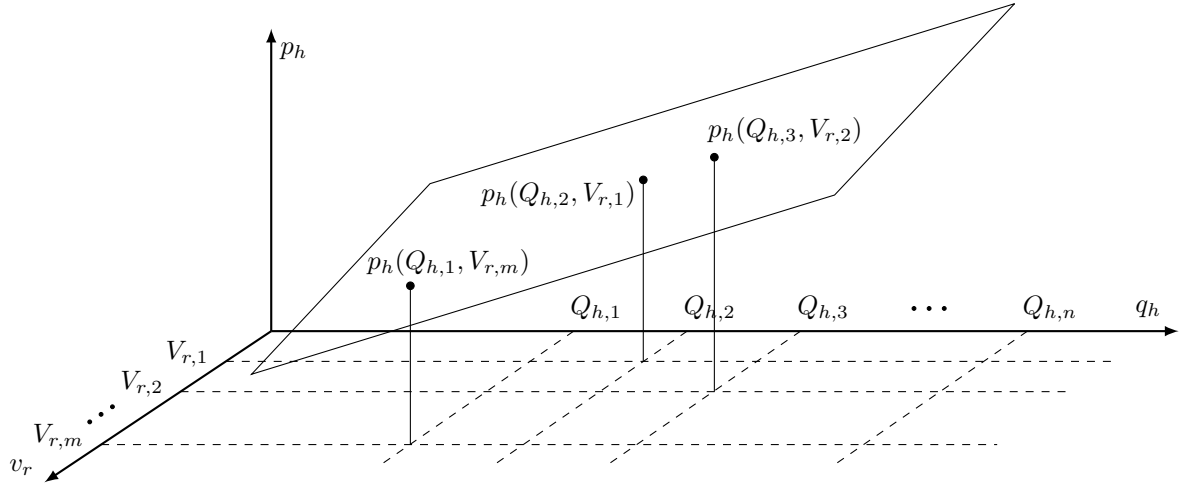


Figura 1.11: Planos da função quadrimensional. Adaptado de Cabral (2022).

São testados os planos para todas as combinações possíveis de três pontos, selecionando-se apenas os que aproximam a função superiormente, formando-se uma caixa convexa. Para evitar uma aproximação excessivamente otimista, é calculado um fator de ajuste  $\alpha$ , que minimiza o erro quadrático médio entre os valores estimados pela caixa convexa e os calculados pela função não-linear.

A segunda etapa busca representar o efeito do vertimento na geração de energia, uma vez que o deslocamento da água pelo vertedouro irá diminuir a altura de queda da usina. Para isso, é feita uma aproximação secante da influência do vertimento, calculando um coeficiente  $\gamma^s$ .

Uma vez calculados os quatro coeficientes e o fator de ajuste  $\alpha$ , escreve-se a Equação (1.2), onde  $v$ ,  $q$  e  $s$  são os valores de volume, turbinagem e vertimento, respectivamente. Essa equação é então utilizada como uma aproximação linear para a função de produção.

$$p^h \leq \alpha (\gamma^0 + \gamma^q q + \gamma^v v) - \gamma^s s. \quad (1.2)$$

Finalmente, os limites do par turbina-gerador foram modelados através de restrições lineares, conforme ilustrado na Figura 1.12.

Os resultados iniciais foram promissores, resultando na publicação de artigos em anais de eventos e abrangendo, além do planejamento energético, os problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e de Compensação de Mercados em Sistemas Hidro-térmicos, em parceria com outros integrantes do grupo de pesquisa, conforme descrito

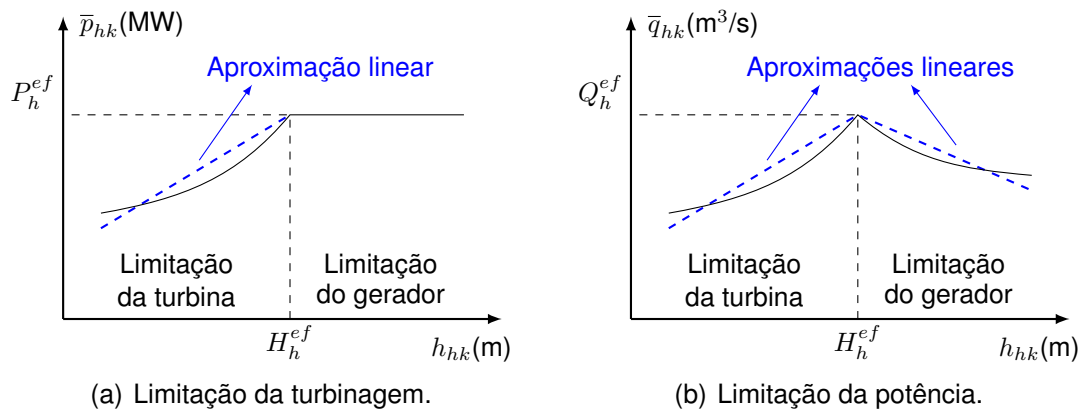


Figura 1.12: Aproximações lineares para os limites do par turbina-gerador. Reproduzido de Silva e Nepomuceno (2023).

no Capítulo 3. Adicionalmente, encontra-se em elaboração um artigo sobre a técnica quadridimensional em um planejamento energético estocástico aplicado em um sistema de grande porte para submissão em periódico, conforme relatado no Capítulo 4.

# Capítulo 2

## Metodologia

As atividades descritas neste relatório foram desenvolvidas durante o período de 24 meses entre janeiro de 2023 e dezembro de 2024, correspondendo à realização de um estágio de pós-doutorado sob supervisão do Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno, do Departamento de Engenharia Elétrica - DEE, nas dependências do Laboratório de Otimização e Estudos Econômicos em Sistemas de Potência - LOESP.

Para o desenvolvimento dos modelos foram utilizados os *softwares* CPLEX Optimizer 22.1.1 (IBM) e GAMS 24.7.4 (GmbH, 2024), conforme o contexto, e o *software* GNU Octave 8.4.0 (Eaton, 2024) para a implementação da técnica quadridimensional descrita na Seção 1.3.

Parte dos resultados obtidos durante a realização do estágio de pós-doutorado, com colaborações envolvendo diferentes membros do grupo de pesquisa, foram publicados no periódico *Applied Energy* e em anais de eventos científicos, enquanto o banco de dados desenvolvido foi disponibilizado no portal *Mendeley Datasets*, conforme relatado no Capítulo 4.

# Capítulo 3

## Resultados e Discussão

Este capítulo apresenta um resumo dos resultados obtidos nas publicações realizadas durante o período do estágio, envolvendo colaborações com diferentes membros do grupo de pesquisa.

Além dos dois temas principais, que são a representação das incertezas e dos aspectos hidráulicos no problema de planejamento energético, descritos no Capítulo 1, ocorreram publicações em eventos envolvendo os problemas de fluxo de potência ótimo, fechamento de mercados e portfólio do dia-seguinte.

### 3.1 Representação das incertezas

A representação das incertezas nas vazões foi abordada através da retomada da pesquisa de mestrado realizada por Chaves (2022), resultando na publicação do artigo Chaves et al. (2025). Para validação do modelo proposto foi utilizado o sistema de teste apresentado na Figura 1.2.

A abordagem proposta consistiu em acrescentar um grau de liberdade adicional ao modelo, eliminando o erro de otimalidade causado pelo deslocamento da janela rolante de planejamento, conforme descrito na Seção 1.2.

O modelo adaptativo (AS-PESH) foi então comparado com a abordagem “tradicional” dos métodos de janela rolante (RH-PESH), aplicados a um planejamento energético para um período de 144 semanas, divididos em três ciclos hidrológicos completos.

Os testes realizados começaram com 10 hidrelétricas e aumentou-se o sistema com incrementos de 5 usinas, seguindo a numeração apresentada na Figura 1.2, até atingir as 64 hidrelétricas da cascata do Rio Paraná, totalizando uma potência instalada de 48,4 GW, o que representa 47,4% da capacidade hidrelétrica brasileira.

Os custos obtidos para cada dimensão da cascata de teste nas duas abordagens são compilados na Figura 3.1, onde nota-se que a abordagem adaptativa (AS-PESH) obteve valores menores para todos os casos testados, chegando a uma redução da

ordem de 20% no custo de geração para a simulação com as 64 hidrelétricas.

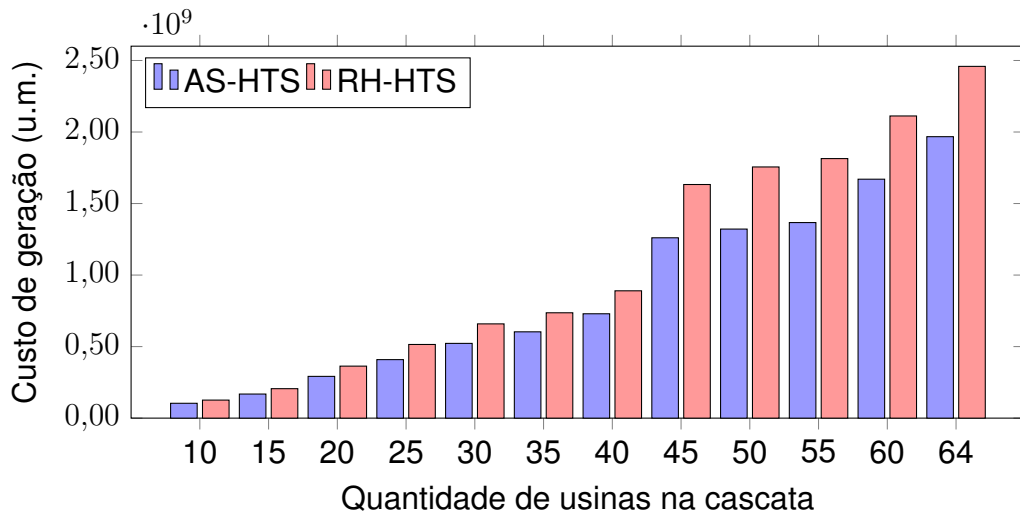


Figura 3.1: Custo de geração dos modelos de janela rolante “tradicional” e “adaptativo”. Adaptado de (Chaves et al., 2025)

Os tempos computacionais para cada simulação são apresentados na Figura 3.2, onde a abordagem adaptativa apresenta tempos computacionais superiores aos obtidos pelo modelo com horizonte de janela rolante. Para o sistema com 64 UHEs, os tempos computacionais para resolução do sistema com 64 UHEs, utilizando o *software* IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 20.1 em um computador com processador Intel Core i5-10400 e 64 GB de RAM, foi de 132.9 segundos para o modelo RH-HTS e de 24,5 minutos para o modelo AS-HTS.

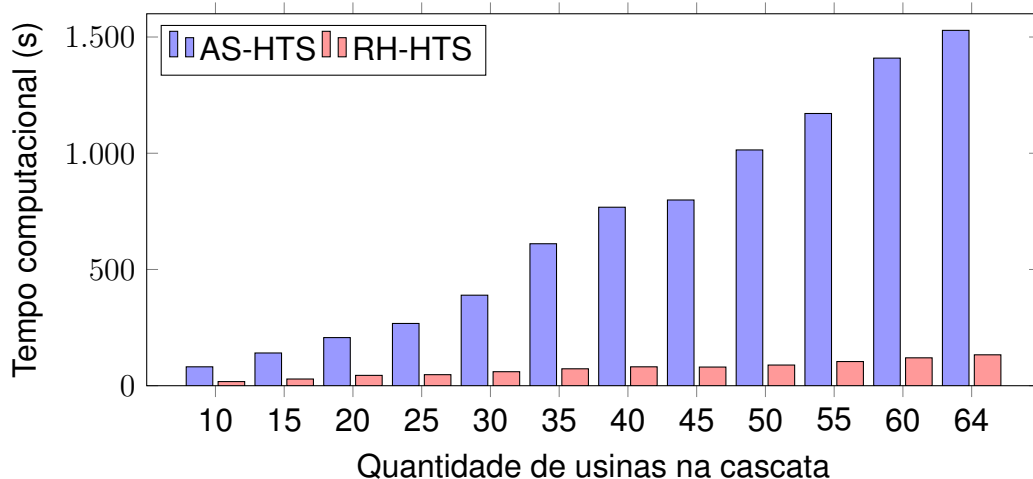


Figura 3.2: Tempo de resolução dos modelos de janela rolante “tradicional” e “adaptativo”. Adaptado de (Chaves et al., 2025)

Posteriormente, para validação dos cenários de vazão utilizados, as decisões operativas obtidas para os casos com 10 e 64 usinas foram aplicadas em mil cenários de vazão afluente gerados aleatoriamente dentro de uma faixa um desvio-padrão ( $\pm 1\sigma$ )

em torno da média dos valores históricos, sendo que para ambos os modelos não ocorreram ineficiências. Um segundo teste foi realizado, ampliando a faixa em 5% para mais e para menos ( $\pm 1,05\sigma$ ), quando ocorreram ineficiências em 231 cenários para o modelo AS-HTS e 50 cenários para o modelo RH-HTS, ambos para o sistema com 64 UHEs.

## 3.2 Modelagem dos aspectos hidráulicos

A modelagem dos aspectos hidráulicos teve como foco a influência da variação da altura de queda no resultado do planejamento energético hidrotérmico. Esse aspecto foi investigado por Zambelli et al. (2011), concluindo que a inclusão da altura de queda na modelagem resultava em uma política operativa mais segura e eficiente para o sistema hidrotérmico no longo prazo.

Uma vez que a abordagem adotada para representação das incertezas feita por Zambelli et al. (2011) é implícita (EI), utilizando um simulador não-linear determinístico para os aspectos hidráulicos, essa abordagem não é adequada para o uso em modelos bi-nível, levando à proposta do desenvolvimento de um modelo linearizado com altura constante baseado na abordagem por horizonte rolante (OHR), conforme mencionado na Seção 1.3.

Para investigar o impacto da altura de queda na política operativa do sistema, manteve-se a demanda constante e a vazão afluente determinística, isolando assim o efeito da altura de queda na formação dos preços. Isso foi feito comparando-se três modelos de planejamento energético determinísticos: um que utiliza altura de queda constante, um não-linear e um linearizado.

Em Silva et al. (2024) o planejamento foi resolvido para um período de cinco anos com discretização diária, utilizando como teste um sistema com quinze hidrelétricas, numeradas de 1 a 15 na Figura 1.2, totalizando uma potência instalada de 7,6 GW.

A geração hidrelétrica dos três modelos é apresentada na Figura 3.3, onde percebe-se que a geração hidrelétrica no modelo que utiliza a altura efetiva é constante, refletindo a decisão de manter a demanda fixa. Já para o modelo não-linear, a geração começa menor e vai aumentando com o passar do tempo, o que concorda com os resultados obtidos por Zambelli et al. (2011).

A explicação para esse comportamento é que o sistema está armazenando a água para elevar a altura de queda, o que permite operar na região de limitação pelo gerador da curva exemplificada na Figura 1.7, conseguindo obter a mesma potência gerada com uma turbinagem menor, conforme evidenciado pelos níveis de volume armazenado apresentados na Figura 3.4.

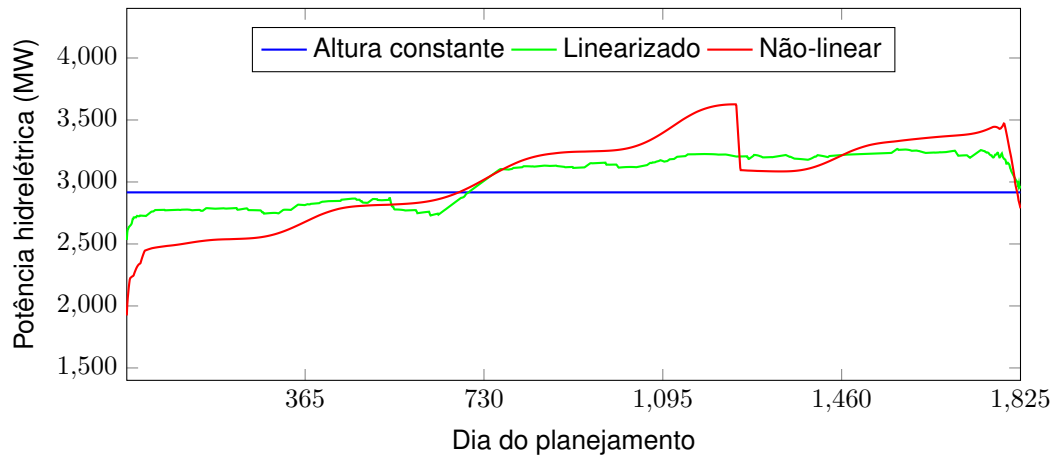


Figura 3.3: Geração hidrelétrica nos três modelos. Reproduzido de (Silva et al., 2024).

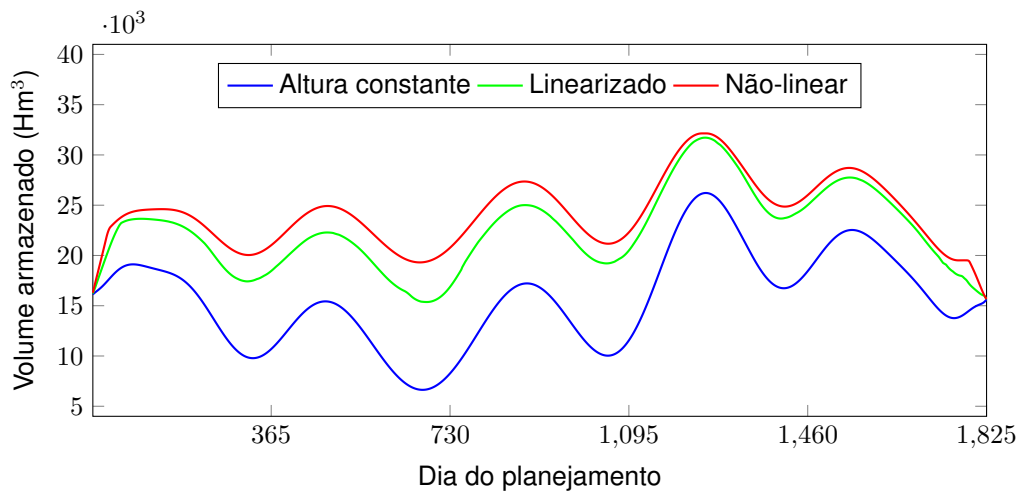


Figura 3.4: Volume armazenado nos três modelos. Reproduzido de (Silva et al., 2024).

Esse comportamento permite um uso mais eficiente do recurso hidráulico, resultando em um menor custo total de geração ao longo dos cinco anos de planejamento, bem como aumenta a segurança operativa do sistema, já que opera-se com níveis maiores de volume armazenado.

No caso do sistema linearizado proposto, percebe-se que ele foi capaz de capturar a influência da altura de queda variável, apresentando um comportamento similar ao do modelo não-linear para as curvas de geração hidrelétrica e volume armazenado.

O preço resultante da energia apresenta um comportamento decrescente nos modelos não-linear e linearizado, uma vez que o aumento da geração hidrelétrica reduz a necessidade de complementação termelétrica, conforme apresentado na Figura 3.5.

A Tabela 3.1 apresenta o custo total dos três modelos, o tempo computacional e o número de iterações, considerando-se a resolução no *software* GAMS versão 24.7.4 com o *solver* IPOPT, em um computador com processador Intel Core i7-4790 de 3.60 GHz e 16 GB de memória RAM.

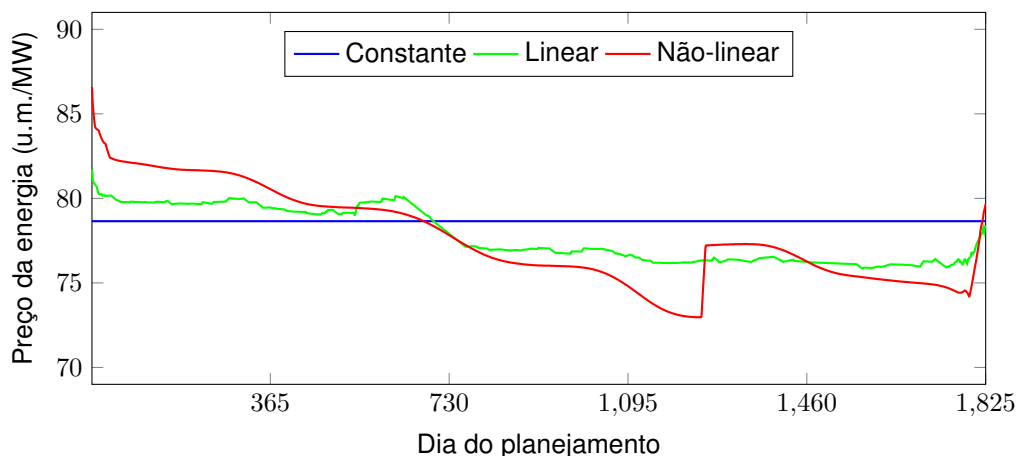


Figura 3.5: Preço da energia nos três modelos. Reproduzido de (Silva et al., 2024).

Tabela 3.1: Resultado obtido pelos três modelos. Reproduzido de (Silva et al., 2024).

	Custo total (u.m.)	Tempo total (s)	Número de iterações
Constante	11.147.226.750,26	266,53	28
Linearizado	10.766.722.959,10	341,22	85
Não-linear	10.747.042.627,04	7.938,83	2.595

O custo total dos modelos linearizado e não-linear são similares, apresentando uma redução de 3,41% e 3,59% em relação à modelagem com altura constante. Por outro lado, os tempos de processamento obtidos foram 28,02% e 2.878,59% superiores, respectivamente.

Atualmente encontra-se em elaboração a aplicação de uma versão estocástica do modelo linearizado proposto no planejamento energético de um sistema hidrotérmico de grande porte, abrangendo a cascata completa apresentada na Figura 1.2, conforme mencionado no Capítulo 4.

### 3.3 Aplicação da modelagem hidráulica no fluxo de potência ótimo

O problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) relaciona-se com a otimização da operação do sistema elétrico, levando em consideração os aspectos físicos e operacionais dos subsistemas de geração e transmissão ou distribuição de energia.

Nerger et al. (2024a) analisou o impacto dos aspectos hidráulicos em um FPO ativo/reactivo diário em sistemas hidrotérmicos propostos de 24, 118 e 300 barras, utilizando uma modelagem não-linear da altura de queda, da função de produção hidráulica, dos limites de geração e turbinagem e a coordenação com estudos de longo prazo através de metas de volume. Conclui-se no artigo que os aspectos hidráulicos e de coordenação analisados impactaram significativamente o resultado do FPO, influ-

enciando a política de geração, os volumes dos reservatórios e o custo de operação.

A relação do problema de FPO com a pesquisa reportada neste relatório teve início com a proposta de desenvolvimento de uma formulação convexa para o problema de FPO. Para tal, em Nerger et al. (2024b) foram comparados os resultados obtidos por um modelo de FPO não-linear com duas possibilidades de representação da função de produção, a técnica quadridimensional proposta por Diniz e Maceira (2008), descrita na Seção 1.3, e a substituição da função de produção pela subtração de funções quadráticas, aplicando-se a técnica de convexificação descrita em Constante-Flores et al. (2022).

Os desvios dos resultados obtidos pelos modelos de FPO utilizando as técnicas de convexificação (FPOH-CPB) e quadridimensional (FPOH-Q) quando comparados com a referência do modelo não-linear são apresentados na Tabela 3.2, considerando um FPO ativo/reactivo hidrotérmico diário, com discretização horária, para um sistema com 24 barras com demanda total de 59.8 GW em situações de seca e cheia.

Tabela 3.2: Comparação dos resultados dos modelos FPOH-CPB e FPOH-Q com a referência não-linear. Reproduzido de (Nerger et al., 2024b).

	Cheia		Seca	
	FPOH-CPB	FPOH-Q	FPOH-CPB	FPOH-Q
Custo	0,08%	0,92%	1,05%	1,99%
Preço	0,34%	0,31%	0,64%	0,47%
Potência total	0,68%	0,18%	0,82%	0,17%
Potência hidráulica	0,68%	0,23%	0,87%	0,27%
Potência térmica	0,12%	1,48%	1,10%	2,40%
Vazão turbinada	13,97%	6,34%	13,85%	5,61%
Volume total	0,24%	0,02%	0,12%	0,02%

Os resultados obtidos pelos dois modelos são similares, com a abordagem FPOH-CPB apresentando valores mais próximos aos da referência não-linear para o custo e potência térmica, enquanto o modelo FPOH-Q teve erros menos no preço, potência total, potência hidráulica, vazão turbinada e volume total.

Outro aspecto analisado foi o custo computacional, apresentado na Tabela 3.3, juntamente ao custo total obtido pelos três modelos. Os testes foram realizados no *software* GAMS usando o solver IPOPT em um computador com processador Intel Core i5-9300 de 2.40 GHZ e 16 GB de RAM.

Os modelos FPOH-CBP e FPOH-Q apresentaram custos similares ao da referência não-linear, com vantagem para o erro menor da abordagem FPOH-CBP. Por outro lado, o tempo computacional e a quantidade de iterações do sistema FPOH-Q foram menores que a abordagem por convexificação, ainda que ambas tenham tempos superiores ao do modelo não-linear.

Atualmente está sendo elaborada sua aplicação nos sistemas de 118 e 300 barras,

Tabela 3.3: Comparação entre os modelos FPOH-CPB, FPOH-Q e FPOH-NL. Adaptado de (Nerger et al., 2024b).

Situação	Modelo	Tempo computacional (s)	Iterações	Custo (u.m.)
Cheia	FPOH-NL	8,09	89	70.861,65
	FPOH-CPB	98,11	766	70.932,06
	FPOH-Q	14,12	104	71.744,52
Seca	FPOH-NL	10,29	103	85.299,24
	FPOH-CPB	79,04	640	86.075,96
	FPOH-Q	15,45	114	87.147,89

para verificar como o comportamento operativo e o custo computacional das técnicas propostas em sistemas de grande porte.

### 3.4 Aplicação da modelagem hidráulica no procedimento de compensação de mercados hidrotérmicos

A co-orientação de mestrado mencionada no Capítulo 4 está atrelada à uma pesquisa que investiga a aplicação da modelagem hidráulica descrita na Seção 1.3 no desenvolvimento de um procedimento de compensação de mercados (PCM) em sistemas hidrotérmicos, analisando-se assim o impacto da altura de queda em um modelo de leilão de curto-prazo.

O PCM, quando aplicado à ambientes de comercialização de energia elétrica, corresponde ao algoritmo que controla o leilão de energia, onde os geradores e consumidores ofertam blocos de venda e compra de energia, informando a potência e o preço desejado. Uma vez que o sistema controlado seja hidrotérmico, sobretudo em ambientes com alta participação hidrelétrica como no Brasil, representar adequadamente os efeitos hidráulicos torna-se importante para garantir uma política operativa adequada com o real funcionamento das usinas.

Em Bettin et al. (2024) foram divulgados os resultados preliminares dessa pesquisa, onde foi apresentado um modelo linear inteiro misto com discretização horária para o leilão de energia do dia-seguinte, utilizando a técnica quadrimensional proposta por Diniz e Maceira (2008), as aproximações lineares das alturas de montante, jusante e de perdas e dos limites do par turbina-gerador, descritos no Capítulo 1, além de metas de volume e representação dos limites do sistema de transmissão, desconsiderando-se as perdas nas linhas.

O modelo proposto foi aplicado em um leilão com discretização horária para um sistema com 24 barras, 10 usinas hidrelétricas e 2 termelétricas, comparando-se os resultados com um modelo que utiliza altura de queda constante igual ao valor efetivo de cada usina.

Os resultados obtidos são compilados na Tabela 3.4, onde nota-se uma menor geração hidrelétrica para o modelo com altura de queda variável. Isso ocorre pois, nesse caso, o modelo está representando a operação da usina na região à esquerda do ponto efetivo nas curvas de limites operativos descritas na Seção 1.3.

Tabela 3.4: Aplicação da altura de queda no procedimento de compensação de mercados. Adaptado de (Bettin et al., 2024).

Modelo	Geração hidrelétrica (pu)	Geração termelétrica (pu)	Demanda atendida (pu)
Altura variável	470,59	82,56	553,15
Altura constante	607,13	26,13	633,26

Dessa forma, no modelo com altura variável a quantidade de energia hidrelétrica disponível é menor, fazendo com que o preço do leilão suba, o que causa uma resposta de diminuição da demanda, impactando no preço e no despacho do leilão em contraste com o modelo que utiliza altura de queda constante.

Atualmente encontra-se em fase de elaboração uma versão não-linear do PCM proposto, para validação dos resultados, bem como sua transferência para sistemas de grande porte, permitindo analisar o comportamento operativo e o custo computacional em situações realistas de operação.

### 3.5 Problema de portfólio do dia-seguinte

O último tópico contemplado durante o período do estágio de pós-doutorado descrito neste relatório foi o problema de portfólio do dia-seguinte de uma companhia hidrelétrica, através da publicação de resultados obtidos em Silva (2019).

O problema de portfólio analisado consiste na atuação ótima de uma companhia hidrelétrica nos mercados do dia-seguinte, de regulação e de ajustes, conforme ilustrado na Figura 3.6, onde as decisões referentes à atuação no dia  $d$  são tomadas em um ambiente de informação incompleta no dia  $d - 1$ .

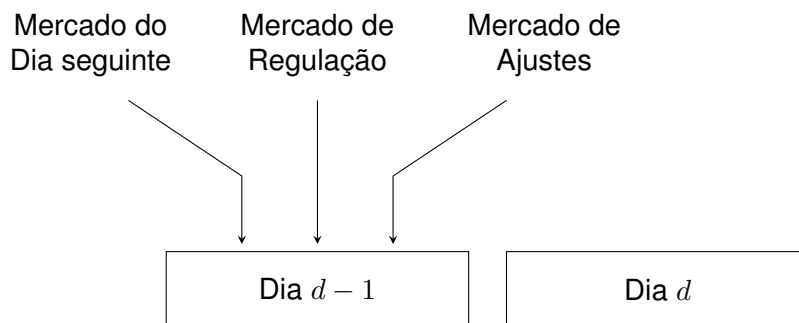


Figura 3.6: Sequência de tomada de decisões. Adaptado de Conejo et al. (2010).

O problema de portfólio publicado em Silva e Nepomuceno (2024b) foi representado através de um modelo estocástico inteiro misto de três estágios bi-objetivo, que busca maximizar a receita obtida pela companhia nos três mercados enquanto reduz o risco associado, mensurado através da métrica de valor condicional de risco CVaR.

A modelagem da altura de queda utilizou a técnica de discretização em níveis de altura de queda proposta em Conejo et al. (2002), considerando três patamares de volume: baixo, médio e alto. Os dados hidráulicos e os custos de geração são de Conejo et al. (2002), enquanto os cenários de preço utilizados foram adaptados do Mercado Ibérico (OMIE, 2023), aplicando-se um fator de sazonalidade.

O primeiro caso analisado é a situação de risco neutro, quando o resultado do CVaR é desconsiderado. Para uma aplicação em um sistema de teste com 8 usinas hidrelétricas, a atuação no mercado do dia-seguinte é apresentada na Figura 3.7, com as faixas em cores representando cada uma das oito hidrelétricas da cascata utilizada. Nota-se que os montantes de energia reservados para o mercado do dia-seguinte acompanha a curva de preços previstos, conforme esperado.

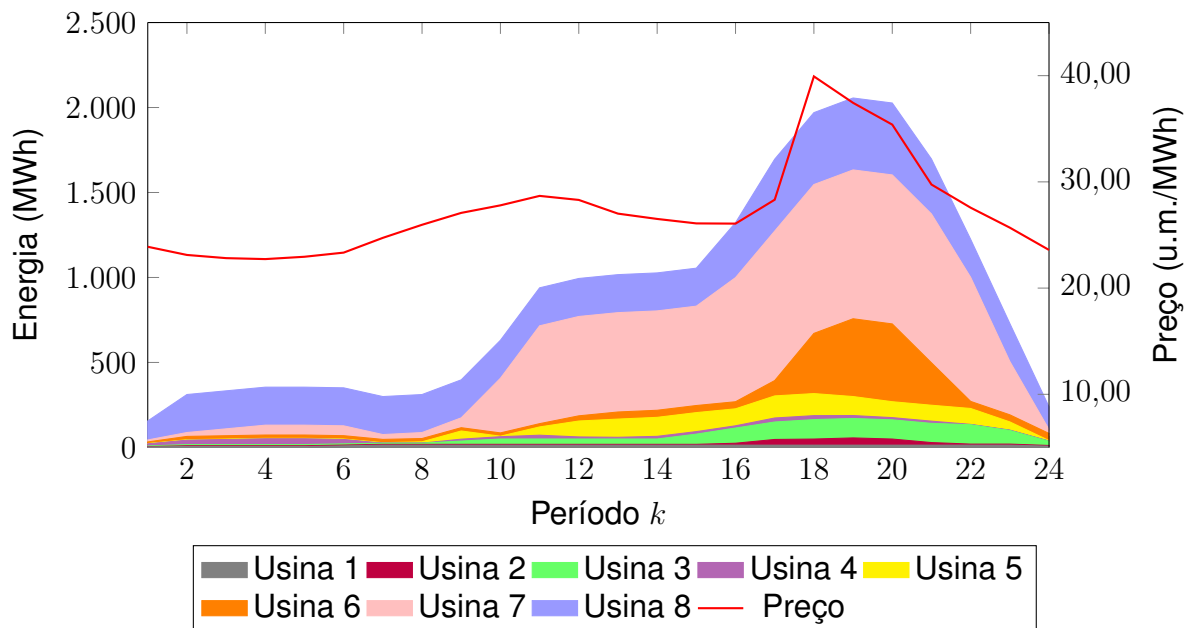


Figura 3.7: Oferta no mercado do dia-seguinte por usina. Adaptado de (Silva e Nepomuceno, 2024b).

Na Figura 3.8 são apresentadas as curvas de energia reservada para atuação no mercado de ajustes. O comportamento volátil e a pouca oferta de energia é explicada pelo comportamento considerado para esse mercado durante a etapa de modelagem.

Como o seu fechamento ocorre com menor antecedência ao momento do despacho, usualmente ele movimenta quantidades menores de energia, sendo tipicamente usado para corrigir flutuações na geração não-despachável e na demanda prevista. Dessa forma, na sua modelagem foi considerada a ocorrência de poder de mercado

pela companhia geradora, reduzindo o preço esperado da energia com o aumento do montante de energia ofertado.

Pode-se notar que os momentos de pico de oferta coincidem não apenas com os picos do valor de preço esperado, mas também ocorrem fora do período de pico do mercado do dia-seguinte, que acontece a partir do período 18.

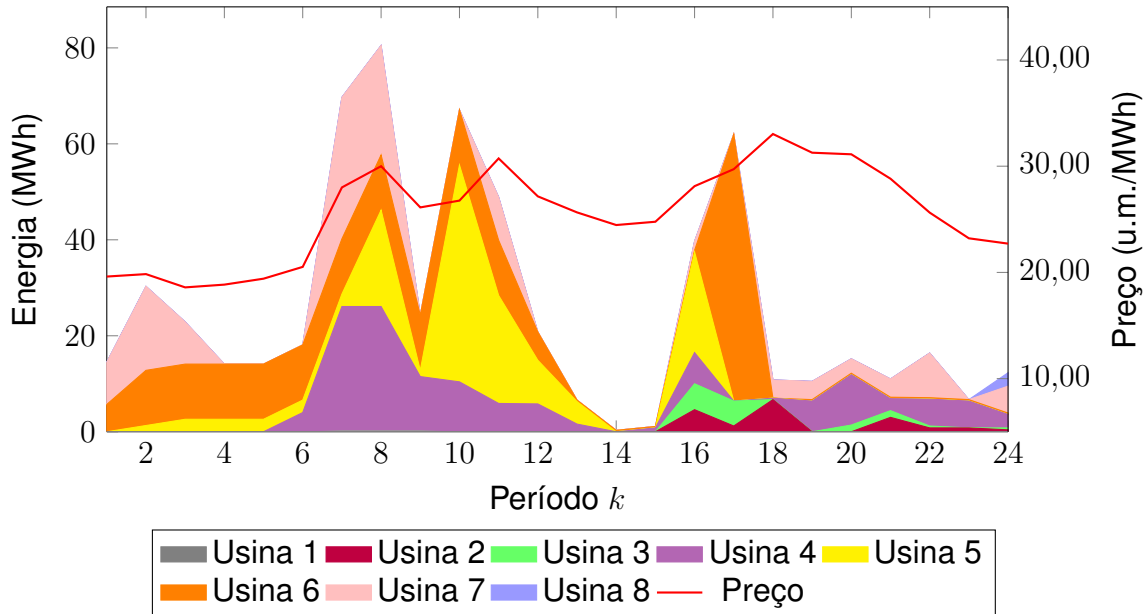


Figura 3.8: Oferta no mercado de ajustes por usina. Adaptado de (Silva e Nepomuceno, 2024b).

A Figura 3.9 apresenta as curvas de atuação no mercado de regulação, onde é possível perceber um montante aproximadamente constante durante quase todo o período. Isso é resultado do comportamento considerado para o mercado de regulação, que consiste na comercialização de faixas de potência na qual a geração das unidades pode ser variada para mais ou para menos pelo Operador Independente do Sistema (OIS), para realizar o balanço de carga-frequência.

Dessa forma, a atuação no mercado de regulação não implica em aumento do consumo esperado da água disponível no reservatório, uma vez que a esperança matemática das oscilações dentro da faixa de regulação será nula. Isso faz com que a única consequência esperada para a companhia ao fornecer o serviço de regulação seja a impossibilidade de controlar a operação das suas unidades durante os períodos onde a regulação ocorrer.

Por esse motivo, os momentos de redução na oferta no mercado de regulação correspondem aos momentos onde a atuação prevista da usina no mercado do dia-seguinte e/ou no de ajustes oscila, como ocorre para a usina 7 nos períodos 10, 16, 22 e 23 ou para a usina 6 no período 21, por exemplo.

Finalmente, para a verificação do comportamento de aversão ao risco, foram levantados os pontos da fronteira eficiente apresentados na Figura 3.10, onde percebe-se

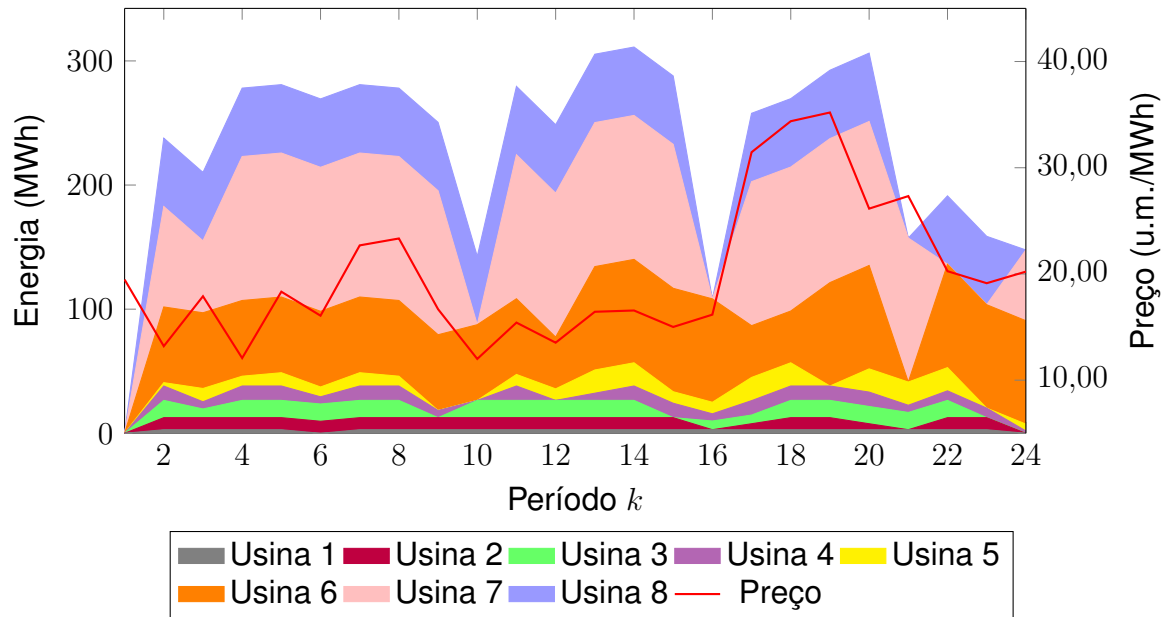


Figura 3.9: Oferta no mercado de regulação por usina. Adaptado de (Silva e Nepomuceno, 2024b).

que o aumento do valor do CVaR resulta em uma redução do lucro esperado, evidenciando a relação de compromisso entre a captação de receita e o risco associado à atuação nos diferentes mercados.

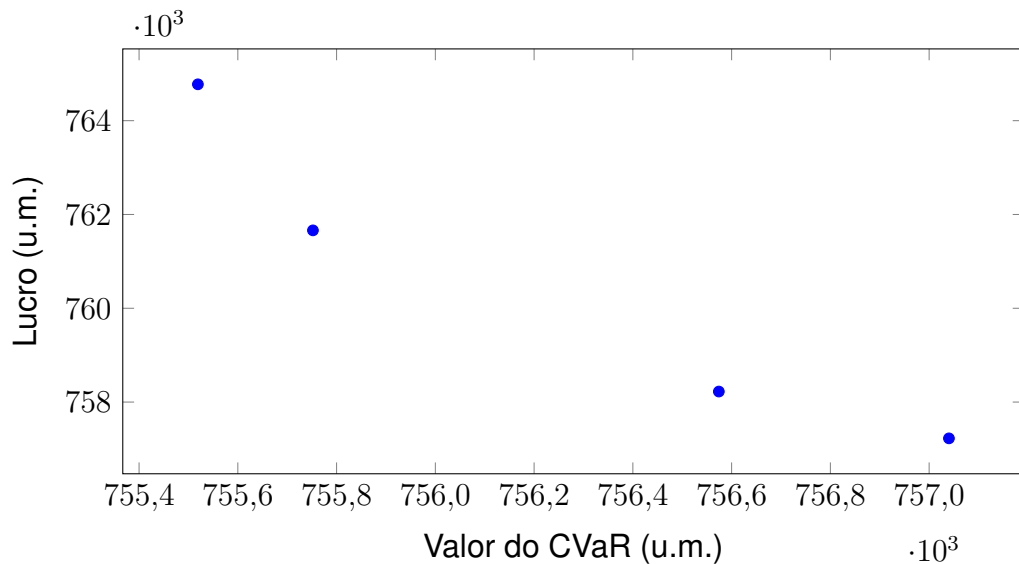


Figura 3.10: Pontos obtidos da fronteira eficiente. Adaptado de (Silva e Nepomuceno, 2024b).

A ausência de pontos no centro da curva está relacionada com a dificuldade da obtenção da fronteira eficiente em problemas multi-objetivo não-convexos através da técnica da soma ponderada, uma questão que pretende-se explorar futuramente através da substituição da modelagem hidráulica pelas técnicas descritas na Seção 1.3,

que tende a melhorar a sua convexidade, da exploração de outras técnicas de otimização bi-objetivo e do uso da técnica de bandas restritas progressivas, proposta por Gonçalves et al. (2019).

Outros aspectos previstos para os trabalhos futuros nesta linha de pesquisa envolvem a utilização de cenários de preço gerados especificamente para o sistema hidrotérmico brasileiro, conforme discutido no Capítulo 1, e a sua aplicação em sistemas de grande porte, bem como a investigação do problema de portfólio de longo-prazo e a coordenação entre as duas escalas de tempo.

# Capítulo 4

## Atividades desenvolvidas

### Artigo publicado em periódico

1. Chaves, C. N.; **Silva, T. F.**; Gaspar, J. P. N.; Martins, A. C. P.; Soler, E. M.; Balbo, A. R.; Nepomuceno, L. Adaptive Stochastic Approach for Solving Long-Term Hydrothermal Scheduling Problems. *Applied Energy*, Volume 378, Parte A, 15 jan. 2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124730. Fator de impacto: 10.1.

### Artigo em elaboração para periódico

1. **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Long-Term Stochastic Hydrothermal Energy Planning with Variable Head Height. Periódico sugerido: *Applied Energy*.

### Desenvolvimento de banco de dados

1. **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Adaptive Stochastic Approach for Solving Long-Term Hydrothermal Scheduling Problems: Datasets and Supplementary Material. *Mendeley Datasets*, 20 set. 2024. DOI: 10.17632/kt9jv3x47k.1.

### Artigos publicados em eventos

1. **Silva, T. F.**; Cabana, T. G. Nepomuceno, L. Impact of Representing Variable Head Height in Long-Term Hydrothermal Energy Planning. XV Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE 2024. Mar del Plata, Argentina. 2024.

2. Nerger, A.; **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Linearization of the Hydraulic Production Function in a Hydrothermal Optimal Power Flow Problem. XV Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE 2024. Mar del Plata, Argentina. 2024.
3. Bettin, U. B.; **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Modelo de Compensação de Mercados de Sistemas Hidrotérmicos com Altura de Queda Variável. XXXI Simpósio de Engenharia de Produção, SIMPEP 2024. Bauru, São Paulo. 2024.
4. **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Atuação Ótima de uma Companhia Geradora Hidrelétrica nos Mercados do Dia-Seguinte, de Regulação e de Ajustes. VII Encontro Regional de Matemática Aplicada e Computacional, ERMAC 2024. Bauru, São Paulo. 2024.
5. Nerger, A.; **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Uma Comparação de Métodos Não-Linear e Lineares Aplicada em um Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico Multiperíodo. VII Encontro Regional de Matemática Aplicada e Computacional, ERMAC 2024. Bauru, São Paulo. 2024.
6. **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Planejamento Energético de Longo Prazo com Altura de Queda Variável. XXX Simpósio de Engenharia de Produção, SIMPEP 2023. Bauru, São Paulo. 2023.

## Co-orientação em andamento

1. Uriel Bindilati Bettin. Modelo de Compensação de Mercados para Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte. Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno. Mestrado em Engenharia Elétrica, Unesp Bauru.

## Participação em bancas de defesa de mestrado

1. Nepomuceno, L.; Pereira Júnior, B. R.; **Silva, T. F.** Participação em banca de Eduardo Luis Goldoni. Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP.
2. Nepomuceno, L.; da Silva, D. N.; **Silva, T. F.** Participação em banca de João Paulo Maranelli Gaspar. Otimização Robusta Aplicada à Representação de Incertezas no Modelo de Planejamento Energético. 2023. Dissertação (Mestrado

em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Unesp.

## **Participação em bancas de qualificação de mestrado**

1. Nepomuceno, L.; **Silva, T. F.**; Martins, A. C. P. Participação em banca de João Paulo Maranelli Gaspar. Otimização Robusta Aplicada à Representação de Incertezas no Modelo de Planejamento Energético. 2023. Exame de qualificação (Mestrando em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP.
2. Nepomuceno, L.; Martins, A. C. P.; **Silva, T. F.** Participação em banca de Eduardo Luis Goldoni. Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual. 2023. Exame de qualificação (Mestrando em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP.

## **Participação em bancas de trabalho de conclusão de curso**

1. Nepomuceno, L.; Martins, A. C. P.; **Silva, T. F.** Cálculo de Oferta Estratégica para Geradores Termoelétricos: Um Estudo de Modelagem e Otimização. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP.

## **Participação em eventos científicos**

1. Participação como Chair de Sessão Temática no XXXVI Congresso de Iniciação Científica da Unesp - FE/Bauru, 2024.
2. Participação como Chair de Sessão Temática no XXXV Congresso de Iniciação Científica da Unesp - FE/Bauru, 2023.

# Capítulo 5

## Comentários do supervisor

O trabalho de pós-doutoramento do Prof. Dr. Tiago Forti da Silva envolveu o tema de modelos de portfólio para companhias geradoras em mercados de sistemas hidrotérmicos. Neste contexto, a resolução de problemas de portfólio depende fundamentalmente dos preços de energia elétrica em mercados de futuros. Para a obtenção destes preços, de modo que fossem compatíveis com um mercado de sistemas hidrotérmicos, as pesquisas iniciais deste pós-doc envolveram técnicas para a previsão de uma política de preços de energia em mercados de futuros. Estas técnicas utilizaram modelos de planejamento energético para o cálculo destes preços.

Assim, os trabalhos iniciais deste projeto envolveram diretamente a modelagem de problemas de planejamento energético no que diz respeito a dois aspectos fundamentais, os quais impactam diretamente os preços de energia, que são: as incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios e a representação de não linearidades no problema. Estes dois aspectos foram investigados, dando origem às duas principais publicações dos pós-doutorando no período, que envolvem os artigos a seguir:

1. Chaves, C. N.; **Silva, T. F.**; Gaspar, J. P. N.; Martins, A. C. P.; Soler, E. M.; Balbo, A. R.; Nepomuceno, L. Adaptive Stochastic Approach for Solving Long-Term Hydrothermal Scheduling Problems. *Applied Energy*, Volume 378, Parte A, 15 jan. 2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124730. Fator de impacto: 10.1.
2. **Silva, T. F.**; Nepomuceno, L. Long-Term Stochastic Hydrothermal Energy Planning with Variable Head Height. Periódico sugerido: *Applied Energy*.

O primeiro artigo, já está publicado pelo periódico *Applied Energy*, e o segundo artigo está em fase de envio para a mesma revista. Além destes dois trabalhos de altíssimo nível, o pós-doutorando publicou 6 trabalhos em eventos científicos, e desenvolveu um banco de dados auxiliar para a pesquisa desenvolvida no primeiro artigo. Além disso, o pós-doutorando teve intensa participação em várias atividades acadêmicas, envolvendo uma co-orientação de mestrado, a participação em 2 bancas de

mestrado e em duas bancas de qualificação de mestrado, além de uma banca de trabalho de conclusão de curso de graduação. Finalmente, o pós-doutorando participou como *chair* de 2 sessões de eventos científicos.

Dada a extensa produção acadêmica do pós-doutorando, conforme discutido acima, considero que este tenha cumprido com excelência seu trabalho de pós-doutorado.

Supervisor do Projeto de Pós-Doutorado  
Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

# Capítulo 6

## Conclusões

Os problemas de portfólio de companhias hidrelétricas envolvem a tomada de decisão em cenários de informação incompleta, onde a sua atuação coordenada no curto e longo prazo depende da quantidade de água disponível ao longo do ano e do preço da energia nos mercados *pool*, ambos desconhecidos pela companhia no momento de fechar os contratos bilaterais e de futuros de médio e longo prazo e determinar sua operação estratégica ao longo do ano.

Uma vez que os cenários de preço disponíveis em outros mercados de energia ao redor do mundo não são aplicáveis aos sistema brasileiro, dada sua característica predominantemente hidrelétrica e as proporções continentais de seu sistema elétrico, abrangendo diferentes ciclos hidrológicos, optou-se por iniciar a pesquisa descrita neste relatório através do estudo do processo de formação de preços.

Para tal, foi necessária a construção de modelos que representavam o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, o que se revelou um campo promissor de pesquisa, com diferentes possibilidades de temas para estudo.

O trabalho realizado pode ser dividido em duas frentes principais, a representação das incertezas associadas à vazão afluente e o desenvolvimento de uma modelagem que incluí-se a variação da altura de queda dos reservatórios. Buscou-se que os modelos desenvolvidos fossem sempre lineares, de forma a facilitar sua aplicação em abordagens com modelagem bi-nível, comuns na literatura atual envolvendo problemas de tomada de decisão para geradores e consumidores em mercados de energia.

Os resultados obtidos no estudo das incertezas, a partir da pesquisa iniciada por Chaves (2022), resultou em um modelo estocástico adaptativo que superou o desempenho da abordagem por horizonte rolante tradicional, obtendo uma redução de custo de geração da ordem de 20% quando aplicado a um sistema com 64 hidrelétricas, enquanto mantém um tempo computacional factível em modelos de grande porte.

O sistema de teste desenvolvido durante a pesquisa, representando dados reais das sessenta e quatro usinas que compõem a cascata do Rio Paraná, com uma potência instalada total de 48.4 GW, corresponde a 47,4% da capacidade hidrelétrica

brasileira. Os dados foram publicados no portal *Mendeley Database*, permitindo seu uso pela comunidade acadêmica, visando contribuir com os estudos e comparações de sistemas hidrelétricos de grande porte.

A análise dos aspectos não-lineares da geração hidrelétrica, focada na representação da variação da altura de queda no planejamento de longo prazo, resultou no desenvolvimento de um modelo linearizado que apresentou um resultado similar à abordagem não-linear utilizada como referência, demandando um tempo computacional significativamente menor.

Os dados preliminares indicam que essa abordagem tem potencial para reproduzir o comportamento encontrado na literatura para modelos não-lineares, porém utilizando uma formulação aplicável em problemas bi-nível. Atualmente encontra-se em elaboração uma versão estocástica dessa abordagem, buscando validar os resultados obtidos em uma cascata hidráulica de grande porte.

As colaborações com os membros do grupo de pesquisa também resultaram em publicações em outros temas, como mencionado no Capítulo 4, cujo desenvolvimento pretende-se continuar após o término deste estágio de pós-doutorado, podendo resultar em outros trabalhos futuros além dos mencionados neste relatório.

Outros tópicos para futuras pesquisas incluem a análise dos problemas de portfólio de curto e longo prazo com a modelagem hidráulica desenvolvida e cenários de preços gerados para sistemas hidrotérmicos de grande porte, como o brasileiro, bem como a investigação de técnicas de modelagem bi-objetivo e de exploração da fronteira eficiente.

## Referências Bibliográficas

- Uriel Bindilati Bettin, Tiago Forti da Silva, e Leonardo Nepomuceno. Modelo de Compensação de Mercados de Sistemas Hidrotérmicos com Altura de Queda Variável. In *Anais do XXXI SIMPEP*, Bauru - SP, November 2024.
- Gabriela Fernanda Bregadioli, Edméa Cássia Baptista, Leonardo Nepomuceno, Antonio Roberto Balbo, e Edilaine Martins Soler. Medium-term coordination in a network-constrained multi-period auction model for day-ahead markets of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82:474–483, November 2016. ISSN 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2016.03.032. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151630477X>.
- Marcelo Fernandes Cabral. *Métodos para a linearização da função de produção hidráulica em estudos de leilão de energia no mercado do dia seguinte*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista - UNESP, August 2022. URL <http://hdl.handle.net/11449/236543>.
- Caio Nogueira Chaves. *Modelo de leilão de energia para mercado de futuros de sistemas hidrotérmicos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista (Unesp), Maio de 2022. URL <http://hdl.handle.net/11449/235035>.
- Caio Nogueira Chaves, Tiago Forti da Silva, João Paulo Manarelli Gaspar, André Cristóvão Pio Martins, Edilaine Martins Soler, Antonio Roberto Balbo, e Leonardo Nepomuceno. Adaptive stochastic approach for solving long-term hydrothermal scheduling problems. *Applied Energy*, 378:124730, Janeiro de 2025. ISSN 0306-2619. doi: 10.1016/j.apenergy.2024.124730. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924021135>.
- M. A Cicogna. *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual da Campinas, Campinas - SP, Brasil, Fevereiro de 1999.
- A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras, e F. A. Villamor. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1265–1272, Novembro de 2002. ISSN 0885-8950.
- A. J. Conejo, R. Garcia-Bertrand, M. Carrion, A. Caballero, e A. Andrés. Optimal Involvement in Futures Markets of a Power Producer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2):703–711, Maio de 2008. ISSN 0885-8950.
- A. J. Conejo, M. Carrión, e J. M. Morales. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, volume 153 of *International Series in Operations Research &*

*Management Science*. Springer US, Boston, MA, 2010. ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1.

Antonio J. Conejo e Carlos Ruiz. Complementarity, Not Optimization, is the Language of Markets. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 7:344–353, 2020. ISSN 2687-7910. doi: 10.1109/OAJPE.2020.3029134. URL <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9215011>. Conference Name: IEEE Open Access Journal of Power and Energy.

G. Constante-Flores, A. J. Conejo, e S. Constante-Flores. Solving certain complementarity problems in power markets via convex programming. *TOP*, 30(3): 465–491, October 2022. ISSN 1863-8279. doi: 10.1007/s11750-022-00627-3. URL <https://link-springer-com.ez87.periodicos.capes.gov.br/article/10.1007/s11750-022-00627-3>. Company: Springer Distributor: Springer Institution: Springer Label: Springer Number: 3 Publisher: Springer Berlin Heidelberg.

Thayze D’Martin Costa e Secundino Soares. Comparison of dynamic programming policies for long-term hydrothermal scheduling of single-reservoir systems in steady-state regime. *Electric Power Systems Research*, 196:107275, Julho de 2021. ISSN 0378-7796. doi: 10.1016/j.epsr.2021.107275. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962100256X>.

Anderson Rodrigo de Queiroz. Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62:382–395, September 2016. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2016.04.065. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116300983>.

A. Luiz Diniz, F. Da Serra Costa, M. Elvira Maceira, T. Norbiato dos Santos, L. C. B. Dos Santos, e R. Neves Cabral. Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems-the Case of Brazil. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–7, June 2018. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442897.

Andre Luiz Diniz e Maria Elvira Piñeiro Maceira. A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1298–1308, Agosto de 2008. ISSN 0885-8950, 1558-0679. doi: 10.1109/TPWRS.2008.922253. URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/4494756>.

Jhon W. Eaton. GNU Octave, 2024. URL <https://octave.org/index>.

R. C. Garcia, V. González, J. Contreras, e J. E. S. C. Custodio. Applying modern portfolio theory for a dynamic energy portfolio allocation in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 150:11–23, Setembro de 2017. ISSN 0378-7796.

Ludovic Gaudard, Jeannette Gabbi, Andreas Bauder, e Franco Romerio. Long-term Uncertainty of Hydropower Revenue Due to Climate Change and Electricity Prices. *Water Resources Management*, 30(4):1325–1343, Março de 2016. ISSN 1573-1650. doi: 10.1007/s11269-015-1216-3.

GAMS Software GmbH. GAMS - Cutting Edge Modeling, 2024. URL <https://www.gams.com/>.

- F. Gökgöz e M. E. Atmaca. Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1):357–368, Janeiro de 2012. ISSN 1364-0321.
- E. Gonçalves, A. R. Balbo, D. N. da Silva, L. Nepomuceno, E. C. Baptista, e E. M. Soler. Deterministic approach for solving multi-objective non-smooth Environmental and Economic dispatch problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104:880–897, Janeiro de 2019. ISSN 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.056.
- Vincent Guigues e Claudia Sagastizábal. The value of rolling-horizon policies for risk-averse hydro-thermal planning. *European Journal of Operational Research*, 217(1):129–140, Fevereiro de 2012. ISSN 0377-2217. doi: 10.1016/j.ejor.2011.08.017. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221711007582>.
- A. Helseth, B. Mo, e G. Warland. Long-term scheduling of hydro-thermal power systems using scenario fans. *Energy Systems*, 1(4):377–391, Dezembro de 2010. ISSN 1868-3967, 1868-3975.
- HydroByte. HydroData XP. HydroByte Software, 2019. URL <http://www.hydrobyte.com.br/site/pt-br/hydrodata-xp>.
- IBM. CPLEX Optimizer. URL <https://www.ibm.com/br-pt/analytics/cplex-optimizer>.
- John W. Labadie. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130(2):93–111, Março de 2004. ISSN 0733-9496. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2004)130:2(93). URL <https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/%28ASCE%290733-9496%282004%29130%3A2%2893%29>. Publisher: American Society of Civil Engineers.
- M. E. P. Maceiral, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, R. J. Pinto, A. C. G. Melo, C. V. Vasconcellos, e C. B. Cruz. Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil—Main Features and Improvements on the NEWAVE Model. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–7, Junho de 2018. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442754.
- Felipe D. R. Machado, Andre Luiz Diniz, Carmen L. T. Borges, e Lilian C. Brandão. Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning. *Electric Power Systems Research*, 191:106907, Fevereiro de 2021. ISSN 0378-7796. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106907. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620307057>.
- Behnam Mohammadi-Ivatloo e Morteza Nazari-Heris, editors. *Robust Optimal Planning and Operation of Electrical Energy Systems*. Springer, 1st edition, Fevereiro de 2019.
- Andrés Navarro, Marcel Favereau, Álvaro Lorca, Daniel Olivares, e Matías Negrete-Pincetic. Medium-term stochastic hydrothermal scheduling with short-term operational effects for large-scale power and water networks. *Applied Energy*, 358:

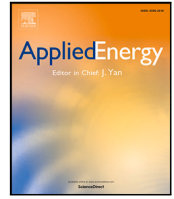
- 122554, March 2024. ISSN 0306-2619. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122554. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923019189>.
- Amanda Nerger, Andr'e Christóvão Pio Martins, Edilaine Martins Soler, Antonio Roberto Balbo, e Leonardo Nepomuceno. A Nonlinear Multi-Period Hydrothermal Optimal Power Flow Model for Hydropower Systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 155:109585, January 2024a. ISSN 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109585. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523006427>.
- Amanda Nerger, Tiago Forti da Silva, e Leonardo Nepomuceno. Linearization of the Hydraulic Production Function in a Hydrothermal Optimal Power Flow Problem. In *Anais do XV CLAGTEE*, Mar del Plata, Argentina, November 2024b. URL <https://clagtee.fi.mdp.edu.ar/full-papers-search-engine/papers/ID007.pdf>.
- OMIE. Operador do Mercado Ibérico, 2023. URL <https://www.omie.es/pt/fileaccess-list>.
- A. C. Pereira, A. Q. de Oliveira, E. C. Baptista, A. R. Balbo, E. M. Soler, e L. Nepomuceno. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4501–4514, Novembro de 2017. ISSN 0885-8950.
- M.V.F. Pereira e L.M.V.G. Pinto. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1-3):359–375, 1991. ISSN 1436-4646. doi: 10.1007/BF01582895.
- Line A. Roald, David Pozo, Anthony Papavasiliou, Daniel K. Molzahn, Jalal Kazempour, e Antonio Conejo. Power systems optimization under uncertainty: A review of methods and applications. *Electric Power Systems Research*, 214:108725, January 2023. ISSN 0378-7796. doi: 10.1016/j.epsr.2022.108725. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622007842>.
- H. Rudnick. Pioneering electricity reform in South America. *IEEE Spectrum*, 33(8):38–44, Agosto de 1996. ISSN 0018-9235. URL <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/511739>.
- H. Rudnick e J. Zolezzi. Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward. *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, 148(2):180–184, March 2001. ISSN 1350-2360. doi: 10.1049/ip-gtd:20010230. URL <https://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/ip-gtd%3A20010230>.
- Tiago Forti Silva e Leonardo Nepomuceno. Planejamento Energético de Longo Prazo com Altura de Queda Variável. In *Anais do XXX SIMPEP*, Bauru - SP, 2023.
- Tiago Forti da Silva. *Modelos de otimização para o problema de portfólio de um gerador hidrelétrico em um ambiente de mercados de energia*. Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista - UNESP, August 2019. URL <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/183549>.

- Tiago Forti da Silva e Leonardo Nepomuceno. Adaptive Stochastic Approach for Solving Long-Term Hydrothermal Scheduling Problems: Datasets and Supplementary Material, Setembro de 2024a. URL <https://data.mendeley.com/datasets/kt9jv3x47k/1>. Mendeley Data. DOI: 10.17632/kt9jv3x47k.1.
- Tiago Forti da Silva e Leonardo Nepomuceno. Atuação ótima de uma companhia geradora hidrelétrica nos mercados do dia-seguinte, de regulação e de ajustes. In *Anais do VII ERMAC*, Bauru - SP, May 2024b.
- Tiago Forti da Silva, Tiago Gomes Cabana, e Leonardo Nepomuceno. Impact of Representing Variable Head Height in Long-Term Hydrothermal Energy Planning. In *Anais do XV CLAGTEE*, Mar del Plata, Argentina, November 2024. URL <https://clagtee.fi.mdp.edu.ar/full-papers-search-engine/papers/ID098.pdf>.
- G. Strbac e D. S. Kirschen. *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley, 2004. ISBN 978-0-470-84572-1.
- Bo Yang, Zhaojian Wang, e Xiping Guan. *Optimal Operation of Integrated Energy Systems Under Uncertainties: Distributionally Robust and Stochastic Methods*. Elsevier, 1 edition, Setembro de 2023. ISBN 978-0-443-14122-5.
- Mônica Zambelli, Secundino Soares Filho, André Emilio Toscano, Erinaldo dos Santos, Silva Filho, e Donato Da Silva Filho. NEWAVE versus ODIN: comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected brazilian system. *SBA: Controle & Automação. Sociedade Brasileira de Automática*, 22(6):598–609, Dezembro de 2011. ISSN 0103-1759. doi: 10.1590/S0103-17592011000600005. URL [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=S0103-17592011000600005&lng=en&nrm=iso&tlng=en](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0103-17592011000600005&lng=en&nrm=iso&tlng=en).

# **Apêndice A**

## **Artigos Publicados - Comprovação**

Como comprovante de publicação dos trabalhos publicados em periódicos e congressos, mostra-se, a seguir, a primeira página de cada um destes trabalhos, organizados na mesma sequência que são citados no Capítulo 4.



# Adaptive stochastic approach for solving long-term hydrothermal scheduling problems

Caio Nogueira Chaves<sup>a</sup>, Tiago Forti da Silva<sup>a</sup>, João Paulo Manarelli Gaspar<sup>a</sup>,  
 André Christóvão Pio Martins<sup>a</sup>, Edilaine Martins Soler<sup>b</sup>, Antonio Roberto Balbo<sup>b</sup>,  
 Leonardo Nepomuceno<sup>a,\*</sup>

<sup>a</sup> Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering-FEB, Unesp-Univ. Estadual Paulista, 17033-360 Bauru, SP, Brazil

<sup>b</sup> Department of Mathematics, Faculty of Sciences-FC, Unesp-Univ. Estadual Paulista, 17033-360 Bauru, SP, Brazil

## ARTICLE INFO

### Keywords:

Long-term hydrothermal scheduling  
 Adaptive stochastic approach  
 Rolling horizon approach  
 Multi-stage stochastic optimization

## ABSTRACT

The long-term hydrothermal scheduling (HTS) is a multi-stage stochastic optimization problem which aims to calculate a decision policy regarding the operation of hydrothermal systems that minimizes the expected costs while taking into account physical and operational constraints of the system. The HTS problem has traditionally been solved by means of stochastic dual dynamic programming (SDDP). Despite its successful utilization for solving large-scale HTS problems, the computation times for solving the HTS problem by means of an SDDP approach may become prohibitive in the context of energy markets (where the HTS model generally appears in the lower level of bilevel equilibrium problems) and also in the context of risk-averse decision making policies. In these contexts, rolling horizon (RH) approaches can provide a good trade-off between optimality and computational effort. The RH approach approximates expected future costs by means of a single forward procedure. Although the RH approach is able to fully explore uncertainties embedded in the set of scenarios, it does not present a mechanism for evaluating the errors in the expected future costs, which may result in some level of cost sub-optimality. In this paper, an adaptive stochastic (AS) approach is proposed for solving multi-stage stochastic optimization problems that enhances the level of optimality of the RH approach. Two HTS models are proposed, involving the adoption of the RH and the AS approaches, respectively. The decision-making policies calculated by these models are compared in terms of the evolution of the expected values for power dispatches, optimality, prices, and reservoir volumes. Numerical results confirm the higher levels of optimality achieved by the proposed AS approach where reduction costs of near 20% were achieved for a portion of the Brazilian system with a total of 48.4 GW, which represents 47.4% of the installed hydraulic capacity of this system, as well as significant improvements in the hydraulic and economic aspects (e.g. prices were reduced around 50% in peak periods for a 10-power plant study) of the HTS problem. A post-optimization simulation procedure conducted to evaluate the quality of the uncertainty modeling within the proposed RH-HTS and AS-HTS models demonstrates that the decisions calculated by both models have proven to be highly robust in withstanding random water inflows.

## 1. Introduction

The medium/long-term hydrothermal scheduling (HTS) is a multi-stage stochastic optimization problem which is aimed at calculating a generation policy for hydro and thermal plants for a given planning horizon which minimizes the total expected generation costs in the horizon, while meeting the system demand and taking into account operational and security constraints. The stochastic nature of the problem is mainly associated with uncertainties in the future incremental water

inflows to reservoirs, although the system future demand may also be represented as a stochastic process. Even under these uncertainties, the operator of a hydrothermal system must make periodic decisions regarding power generation and hydraulic operation policies for a specific horizon. The HTS model used for this purpose must intrinsically represent uncertainty, striking a good balance between computational effort and the accuracy of uncertainty representation. The operator must also periodically reevaluate the decision-making in light

\* Corresponding author.

E-mail addresses: [caio.chaves@unesp.br](mailto:caio.chaves@unesp.br) (C.N. Chaves), [tiago.forti@unesp.br](mailto:tiago.forti@unesp.br) (T.F. da Silva), [joao.pm.gaspar@unesp.br](mailto:joao.pm.gaspar@unesp.br) (J.P.M. Gaspar), [andre.christovao@unesp.br](mailto:andre.christovao@unesp.br) (A.C.P. Martins), [edilaine.soler@unesp.br](mailto:edilaine.soler@unesp.br) (E.M. Soler), [antonio.balbo@unesp.br](mailto:antonio.balbo@unesp.br) (A.R. Balbo), [leonardo.nepomuceno@unesp.br](mailto:leonardo.nepomuceno@unesp.br) (L. Nepomuceno).

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124730>

Received 3 July 2024; Received in revised form 20 September 2024; Accepted 14 October 2024

Available online 30 October 2024

0306-2619/© 2024 Elsevier Ltd. All rights reserved, including those for text and data mining, AI training, and similar technologies.

# Impact of Representing Variable Head Height in Long-Term Hydrothermal Energy Planning

1<sup>st</sup> Tiago Forti da Silva

Departamento de Engenharia Elétrica  
Universidade Estadual Paulista - UNESP  
Bauru - SP, Brazil  
tiago.forti@unesp.br

2<sup>nd</sup> Tiago Gomes Cabana

Departamento de Ciências Exatas  
Humanas e Sociais  
Centro Universitário Unisagrado  
Bauru - SP, Brazil  
tiago.cabana@unisagrado.edu.br

3<sup>rd</sup> Leonardo Nepomuceno

Departamento de Engenharia Elétrica  
Universidade Estadual Paulista - UNESP  
Bauru - SP, Brazil  
leonardo.nepomuceno@unesp.br

**Abstract**—The energy generation in a hydroelectric power plant depends on the net head height of the reservoir, resulting in a non-linear production function. To reduce the computational effort involved, long-term energy planning studies may disregard the variation in net head height, making the model linear. However, this affects the operation of hydroelectric plants, altering the operational policy and economic indicators generated by the planning. To investigate this effect, this study compares long-term energy planning using three different approaches: a model with constant head height and two models that represent the variation in net head height, one linearly and the other non-linearly. A test system with fifteen hydroelectric plants over a five-year planning period with daily discretization is used for comparison of the models. The results demonstrate that representing the net head height in the model leads to a more efficient and reliable operational policy in the long term.

**Index Terms**—Energy Planning Model; Production Function; Water Net Head; Four-Dimension Modeling.

## I. INTRODUÇÃO

Nos sistemas elétricos hidrotérmicos, como o brasileiro, é necessário coordenar a geração de energia diária com o ciclo hidrológico anual, transferindo água do período chuvoso para o seco, de forma a garantir a segurança do fornecimento de energia e minimizar os custos operacionais no médio e longo prazos [1].

O modelo de planejamento energético utilizado no Brasil tem como objetivo minimizar a necessidade de complementação termelétrica no longo prazo, gerando indicadores de volume e custo que servem como parâmetros para os modelos de curto prazo, o que é feito por um conjunto de modelos de otimização para diferentes escalas de tempo [2].

Uma dificuldade desse processo é encontrar uma relação adequada entre a fidelidade da representação dos fenômenos hidráulicos com a obtenção de um custo computacional adequado. Um dos efeitos hidráulicos cuja fidelidade da modelagem deve ser ponderada é a variação da altura de queda líquida dos reservatórios, pois envolve diferentes aspectos não lineares, como a representação das cotas de montante e jusante do reservatório e a influência da altura de queda líquida na função de produção e nos limites de operação das unidades.

No planejamento de longo prazo é usual considerar a altura de queda líquida como constante, o que torna a geração de energia uma função linear da turbinagem, bem como

elimina a necessidade da modelagem das cotas do reservatório e dos limites do par turbina-gerador. Isso reduz o custo computacional do modelo, mas pode resultar em distorções no planejamento, influenciando os indicadores de preço e impactando a eficiência operativa do sistema elétrico, como analisado em [3].

Este trabalho tem como objetivo investigar a influência da altura de queda líquida das usinas hidrelétricas no planejamento energético de longo prazo, comparando o desempenho de três abordagens: Um modelo não-linear utilizado como referência para o planejamento energético e dois modelos lineares: um que representa a altura de queda variável de forma linear e outro que considera altura de queda constante, igual ao valor de queda efetiva da usina.

## II. O MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NÃO-LINEAR

O problema de planejamento energético busca minimizar a geração termelétrica necessária para atender a demanda prevista ao longo do período de planejamento. Dessa forma, gera-se indicadores de preço e volume que irão coordenar a geração hidrelétrica, transferindo a água do período chuvoso para o seco.

O modelo não-linear de planejamento energético, utilizado como referência de validação neste artigo, utiliza aproximações de segundo grau para os polinômios de cota de montante, cota de jusante, altura de perdas e os limites de turbinagem e geração das unidades. Para a modelagem da função de produção utilizou-se a técnica quadridimensional proposta por [4].

### A. Função objetivo

A função objetivo do planejamento energético consiste na minimização da complementação térmica, conforme a Equação (1), onde  $K$  representa o conjunto dos períodos de planejamento,  $A$ ,  $B$  e  $C$  são os coeficientes de custo quadrático da complementação termelétrica e  $p_k^t$  é o montante de energia termelétrica necessária durante o período  $k$ .

$$\text{Min} \sum_{k \in K} \delta_k (A(p_k^t)^2 + Bp_k^t + C). \quad (1)$$

# Linearization of the Hydraulic Production Function in a Hydrothermal Optimal Power Flow Problem

Amanda Nerger

*Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Univ. Estadual Paulista - Unesp  
Bauru, SP, Brazil  
amanda.nerger@unesp.br*

Tiago Forti da Silva

*Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Univ. Estadual Paulista - Unesp  
Bauru, SP, Brazil  
tiago.forti@unesp.br*

Leonardo Nepomuceno

*Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Univ. Estadual Paulista - Unesp  
Bauru, SP, Brazil  
leonardo.nepomuceno@unesp.br*

**Abstract**—The hydraulic production function in a Hydrothermal Optimal Power Flow (OPF) problem plays a crucial role in the modeling, optimization, and operation of electrical systems involving hydroelectric power. Typically formulated as a nonlinear constraint, this function describes the relationship between the flow rate through generating units and the amount of electrical energy produced. However, linearizing this function simplifies the problem and allows the use of linear optimization techniques. In this paper, two linearization techniques were employed: the four-dimensional technique and the subtraction technique of quadratic (concave) function approximation. Both techniques were compared with the nonlinear OPF applied to a 24-bus hydrothermal system. The results show that both techniques are effective in simplifying the problem's complexity while maintaining feasibility and solution quality. This paper contributes to the optimization of electrical systems by providing efficient methods for linearizing hydraulic production, facilitating the solution of OPF problems in complex hydrothermal systems.

**Index Terms**—Hydraulic Production, Hydrothermal Systems, Linearization, Optimization, Optimal Power Flow.

## I. INTRODUÇÃO

O problema do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) está relacionado com a otimização de um critério associado aos subsistemas de geração, transmissão ou distribuição, levando em conta as restrições físicas e operacionais associadas a esses subsistemas. Desde sua concepção no início da década de 1960 [1] [2], o problema do FPO tem desempenhado um papel importante na operação e planejamento de sistemas de energia. Devido às complexidades envolvidas na solução dos problemas de FPO e à sua importância para o planejamento e operação do sistema de energia, uma variedade de técnicas de otimização tem sido aplicada para resolver esses problemas. Entretanto, com a crescente introdução das fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas dos sistemas de potência,

novos modelos de FPO têm sido propostos, os quais buscam incorporar as características específicas de modelagem destas novas matrizes.

As principais deficiências encontradas na literatura no que diz respeito à representação da geração hidrelétrica são: i) a utilização de alturas de queda líquida constantes, o que raramente ocorre em uma operação diária de sistemas com forte participação hidráulica na matriz energética, ii) a falta de representação de alguma forma de coordenação da operação diária com o planejamento de médio prazo, a qual em geral é feita por meio de restrições de meta de volume final, iii) as linearizações muito simplificadas das funções de cotas de montante, cota do canal de fuga, e da função de produção hidráulica podem comprometer a política ótima de despacho e de operação de reservatórios, iv) a falta de representação dos limites de potência máxima disponíveis das unidades, associados tanto às turbinas quanto aos geradores elétricos, o que pode comprometer o despacho de geração calculado e v) a não representação, ou a representação simplificada, da dinâmica dos reservatórios do sistema, por meio de equações de balanço de água. Uma proposta de representação dos aspectos citados é apresentada em [3].

Métodos de otimização lineares são importantes na aplicação de diversos tipos de problemas, sobretudo naqueles envolvendo incertezas, intermitências e otimização robusta. O foco deste trabalho é comparar duas técnicas de linearização com o modelo FPOH não-linear proposto por [3], a fim de verificar a eficiência de métodos lineares na representação do problema. Na primeira linearização aplica-se uma técnica quadridimensional, onde a representação da função de produção hidráulica é adaptada de [4] para considerar a produção hidráulica por unidade. A segunda técnica reformula o produto bilinear da função de produção hidráulica por meio da subtração de funções quadráticas (convexas) aproximadas proposta em [5].

Os resultados mostram a comparação dos aspectos da

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001



# **MODELO DE COMPENSAÇÃO DE MERCADOS DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM ALTURA DE QUEDA VARIÁVEL**

**URIEL BINDILATI BETTIN** – [uriel.b.bettin@unesp.br](mailto:uriel.b.bettin@unesp.br)  
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP BAURU

**TIAGO FORTI DA SILVA** – [tiago.forti@unesp.br](mailto:tiago.forti@unesp.br)  
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP BAURU

**LEONARDO NEPOMUCENO** – [leonardo.nepomuceno@unesp.br](mailto:leonardo.nepomuceno@unesp.br)  
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP BAURU

**ÁREA:** 03. PESQUISA OPERACIONAL

**SUBÁREA:** 03.1 – MODELAGEM, SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO

**RESUMO:** AS USINAS HIDRELÉTRICAS APRESENTAM DIVERSAS NÃO-LINEARIDADES NA PRODUÇÃO DE ENERGIA, COMO A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRÁULICA E OS LIMITES DE OPERAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS. ESSAS FUNÇÕES PRECISAM SER LINEARIZADAS EM UM PROCEDIMENTO DE COMPENSAÇÃO DE MERCADOS (PCM). DIVERSOS MODELOS TÊM SIDO PROPOSTOS COM DIFERENTES LINEARIZAÇÕES, MAS A ALTURA DE QUEDA LÍQUIDA MUITAS VEZES NÃO É REPRESENTADA EXPLICITAMENTE, EXCLUINDO SUA INFLUÊNCIA NOS LIMITES OPERACIONAIS DAS UNIDADES. ESTE TRABALHO PROPÕE UM MODELO DE PCM NO QUAL A ALTURA DE QUEDA LÍQUIDA É EXPLICITAMENTE MODELADA, PERMITINDO UMA MELHOR REPRESENTAÇÃO DAS FUNÇÕES QUE DEFINEM OS LIMITES DE GERAÇÃO E VAZÃO TURBINADA DAS UNIDADES. A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO É MODELADA DE DUAS FORMAS: UMA LINEARIZAÇÃO SIMPLIFICADA E OUTRA POR MEIO DE UMA FUNÇÃO QUADRIMENSIONAL. O TRABALHO TAMBÉM PROPÕE UMA NOVA FORMA DE LINEARIZAÇÃO DA FUNÇÃO QUADRIMENSIONAL, PERMITINDO A REPRESENTAÇÃO INDIVIDUALIZADA DAS UNIDADES DA USINA. EM UM SISTEMA-TESTE DE 24 BARRAS HIDROTÉRMICO, OS DIFERENTES MODELOS LINEARIZADOS FORAM COMPARADOS E AVALIADOS PARA SITUAÇÕES OPERATIVAS EM QUE A ALTURA DE QUEDA É INFERIOR À ALTURA EFETIVA. OS RESULTADOS MOSTRARAM QUE, CONSIDERANDO A ALTURA DE QUEDA FIXA, A PRODUÇÃO HIDRÁULICA FOI SUPERESTIMADA, PREJUDICANDO O RESULTADO DO DESPACHO PRÉ-DETERMINADO PELO MODELO, OS INDICADORES DE PREÇOS E A SEGURANÇA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA.

**PALAVRAS-CHAVES:** MODELO DE COMPENSAÇÃO DE MERCADOS; MODELO HIDROTÉRMICO; FUNÇÃO DE PRODUÇÃO; ALTURA DE QUEDA VARIÁVEL; MODELO QUADRIMENSIONAL.

## Atuação ótima de uma companhia geradora hidrelétrica nos mercados do dia-seguinte, de regulação e de ajustes.

*Tiago Forti da Silva*

*Univesidade Estadual Paulista - UNESP; Faculdade de Engenharia Bauru - FEB  
tiago.forti@unesp.br*

*Leonardo Nepomuceno*

*Univesidade Estadual Paulista - UNESP; Faculdade de Engenharia Bauru - FEB  
leonardo.nepomuceno@unesp.br*

**Resumo:** Este trabalho analisa o envolvimento ótimo de uma companhia hidrelétrica na *pool* composto pelos mercados do dia-seguinte, regulação e ajustes. É desenvolvido um modelo que permite à companhia determinar sua atuação em cada um dos mercados, levando em consideração a incerteza nos preços e o interrelacionamento entre a potência gerada, a vazão e a altura de queda nos reservatórios. Um estudo de caso com oito usinas distribuídas ao longo de uma cascata hidráulica é realizado, demonstrando a importância dos aspectos hidráulicos.

**Palavras-chave:** Sistemas Hidrotérmicos. Mercados de energia. Otimização estocástica. Função de produção.

## Introdução

Um setor elétrico descentralizado oferece diferentes opções de comercialização de energia para as companhias participantes, como contratos bilaterais, os mercados *pool* e de futuros, cada qual com suas próprias regras e características (Conejo et al., 2010; Vardanyan e Hesamzadeh, 2017).

O mercado *pool* se atém a comercialização no curto-prazo, usualmente um período de 24 horas, sendo composto pelos mercados do dia-seguinte, de ajustes, regulação e reserva.

No mercado do dia-seguinte (DAM) são ofertados lances de compra e venda de energia, cabendo ao operador de mercado fornecer o despacho e o preço da energia para cada hora do próximo dia. Para suprir variações na geração ou na demanda, existem os mercados de ajustes, que são leilões subsequentes realizados com menor antecedência (Conejo et al. 2010).

Uma atividade importante do setor elétrico é o serviço de regulação, que consiste em controlar a geração em tempo real para garantir que esta seja equivalente à soma do consumo com as perdas na transmissão. No ambiente descentralizado, o direito de realizar esse serviço é conquistado através de um procedimento de leilão, denominado de mercado de regulação (Gomez-Exposito et al., 2008).

Dessa forma, uma companhia geradora no ambiente *pool* deve determinar sua atuação em cada mercado sob um cenário de informação incompleta, estabelecendo uma relação de compromisso entre o lucro esperado e risco associado (Garcia et al., 2017).

No caso de uma companhia hidrelétrica, esse problema torna-se mais complexo, uma vez que as características hidráulicas do problema devem ser levadas em consideração, como o acoplamento hidráulico e a função de produção não-linear. O nível de risco associado também aumenta, uma vez que a disponibilidade hídrica é uma fonte de incerteza adicional (Helseth et al., 2016; Lu et al., 2020;).

Além disso, as hidrelétricas são cruciais na mitigação das mudanças climáticas, por serem uma fonte renovável que é despachável, o que contribui para a necessidade de ferramentas específicas para a operação de companhias hidrelétricas (Gaudard et al., 2016; Wasti et al., 2022).

Este trabalho propõe um modelo para o cálculo da atuação ótima de uma companhia hidrelétrica nos mercados do dia-seguinte, de ajustes e de regulação, construído como um problema estocástico de três

## Uma comparação de métodos não-linear e lineares aplicada em um modelo de fluxo de potência ótimo hidrotérmico multiperíodo

*Amanda Nerger*

*Universidade Estadual Paulista (UNESP); Faculdade de Engenharia (FEB)  
amanda.nerger@unesp.br*

*Tiago Forti da Silva*

*Universidade Estadual Paulista (UNESP); Faculdade de Engenharia (FEB)  
tiago.forti@unesp.br*

*Leonardo Nepomuceno*

*Universidade Estadual Paulista (UNESP); Faculdade de Engenharia (FEB)  
leonardo.nepomuceno@unesp.br*

**Resumo:** As fontes de energia renováveis apresentam benefícios sociais e climáticos, apesar de também apresentarem desafios, tais como: intermitência, volatilidade e aleatoriedade, que podem reduzir consideravelmente a segurança e a confiabilidade do sistema. As unidades hídricas têm a capacidade de fornecer reservas de energia rápidas e flexíveis, sendo uma solução eficaz de lidar com estes desafios. No entanto, muitos modelos de Fluxo de Potência Hidrotérmico Ótimo (FPOH) na literatura fornecem uma representação simplificada e às vezes imprecisa dos aspectos hidráulicos; tais simplificações podem reduzir os benefícios potenciais da geração hidroelétrica, especialmente no que diz respeito à segurança e à confiabilidade do sistema. Em algumas situações, o uso de linearizações é necessário e indispensável, como em problemas biníveis, em problemas onde as fontes renováveis apresentam incertezas, em otimização robusta e entre outros. Neste trabalho, investiga-se o impacto de duas técnicas de linearização comparadas ao modelo FPOH não linear multiperíodo, utilizando o sistema IEEE adaptado de 24 barras, demonstrando os erros relativos de uma linearização simplificada comumente utilizada na literatura e da técnica quadridimensional.

**Palavras-chave:** Otimização. Fluxo de Potência Ótimo. Programação de Curto Prazo. Linearização.

### Introdução

O problema do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) está relacionado com a otimização de um critério associado aos subsistemas de geração, transmissão ou distribuição, levando em conta as restrições físicas e operacionais associadas a esses subsistemas. Desde sua concepção no início da década de 1960 (CARPENTIER, 1962) e (DOMMEL H.W.; TINNEY, 1968), o problema do FPO tem desempenhado um papel importante na operação e planejamento de sistemas de energia. Devido às complexidades envolvidas na solução dos problemas de FPO e à sua importância para o planejamento e operação do sistema de energia, uma variedade de técnicas de otimização tem sido aplicada para resolver esses problemas. Entretanto, com a crescente introdução das fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas dos sistemas de potência, novos modelos de FPO têm sido propostos, os quais buscam incorporar as características específicas de modelagem destas novas matrizes. Em Chang et al. (2014) e Elattar (2019), são discutidos novos métodos de solução e formulações envolvendo unidades de geração eólicas. Em Biswas, Suganthan e Amaratunga (2017), são introduzidas características conjuntas de modelagem de unidades eólicas e solares, enquanto que em Jadhav e Roy (2015) discute-se a incorporação de unidades eólicas em conjunto com veículos elétricos nos modelos de FPO.



## **PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE LONGO PRAZO COM ALTURA DE QUEDA VARIÁVEL**

**TIAGO FORTI DA SILVA** – tiago.forti@gmail.com  
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP BAURU

**LEONARDO NEPOMUCENO** – leonardo.nepomuceno@unesp.br  
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP BAURU

**ÁREA:** 03. PESQUISA OPERACIONAL  
**SUBÁREA:** 03.1 – MODELAGEM, SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO

**RESUMO:** A GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA ENVOLVE DIFERENTES FENÔMENOS NÃO-LINEARES, COMO A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO E OS LIMITES DAS UNIDADES GERADORAS, QUE DEVEM SER REPRESENTADOS DE FORMA LINEAR NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. ESTE TRABALHO ANALISA O IMPACTO DA ALTURA VARIÁVEL DE QUEDA DE ÁGUA NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE LONGO PRAZO, UTILIZANDO UMA MODELAGEM LINEAR QUADRIMENSIONAL PARA A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO E APROXIMAÇÕES LINEARES PARA OS EFEITOS DA ALTURA DE QUEDA NOS LIMITES DE TURBINAGEM E GERAÇÃO DE CADA PAR TURBINA-GERADOR. O MODELO PROPOSTO É COMPARADO COM UMA VERSÃO QUE UTILIZA ALTURA DE QUEDA FIXA, O QUE É UMA ALTERNATIVA COMUM PARA ESTUDOS DE LONGO PRAZO. COMO SISTEMA DE TESTE UTILIZA-SE UMA CASCATA COM TRÊS USINAS HIDRELÉTRICAS, COM HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DE UM ANO E DISCRETIZAÇÃO HORÁRIA. OS RESULTADOS DEMONSTRAM QUE DESCONSIDERAR A ALTURA DE QUEDA VARIÁVEL FAZ COM QUE A CAPACIDADE DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA SEJA SUPERESTIMADA, IMPACTANDO NOS INDICADORES DE PREÇO E NA SEGURANÇA PREVISTA DO FORNECIMENTO.

**PALAVRAS-CHAVES:** MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO; FUNÇÃO DE PRODUÇÃO; ALTURA DE QUEDA VARIÁVEL; MODELAGEM QUADRIMENSIONAL.