

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

**DANIEL LYRA RODRIGUES**

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MODELOS NEWAVE E  
HIDROTERM NA ESTIMATIVA DO CUSTO MARGINAL DE  
OPERAÇÃO DO SIN**

**SÃO PAULO  
2022**

**DANIEL LYRA RODRIGUES**

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MODELOS NEWAVE E  
HIDROTERM NA ESTIMATIVA DO CUSTO MARGINAL DE  
OPERAÇÃO DO SIN**

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Renato Carlos Zambon

**SÃO PAULO  
2022**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

## FICHA CATALOGRÁFICA

Rodrigues, Daniel Lyra.

Análise comparativa entre os modelos newave e hidroterm na estimativa do custo marginal de operação do SIN. / Daniel Lyra Rodrigues; orientador Renato Carlos Zambon —São Paulo, 2022.

110f.: il., 30 cm

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1.Sistemas hidroenergéticos. 2.Programação não linear. 3.Custo Marginal de Operação. I. Título

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: RODRIGUES, Daniel Lyra

Título: Análise comparativa entre os modelos NEWAVE e HIDROTERM na estimativa do custo marginal de operação do SIN

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências

Aprovado em: 01 / 09 / 22

#### Banca Examinadora

Prof. Dr. Renato Carlos Zambon (Orientador e Presidente da Banca)

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

Prof. Dr. Ludmilson Abritta Mendes

Instituição: Universidade Federal de Sergipe (UFS)

Dra. Juliana Ferrari Chade Mummey

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

À minha esposa Camila, ao meu filho Gustavo e aos meus pais Sérgio e Ana Maria pelo amor  
e apoio, sempre presentes

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. Mario Thadeu Leme de Barros (in memorian), pela orientação sempre precisa e assertiva, nas etapas iniciais deste trabalho, até a qualificação.

Ao Prof. Dr. Renato Carlos Zambon, pelo acolhimento da orientação desta dissertação, após a fase de qualificação, pelo apontamento das sugestões para os testes estatísticos realizados e pelas considerações durante o Exame de Qualificação.

Ao Dr. Filipe Antônio Marques Falcetta, pelo acompanhamento e auxílio nas otimizações realizadas no HIDROTERM e por valiosas sugestões em relação à detecção de divergências e ruídos nas otimizações.

Ao Dr. João Eduardo Lopes, pelas valiosas sugestões de como lidar com as diferenças de modelagem e apresentação de resultados dos modelos NEWAVE e HIDROTERM.

Ao Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues, pelo auxílio inicial no manuseio do modelo NEWAVE.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico) pelo apoio financeiro a esta pesquisa, por meio da bolsa de estudos inserida no processo n° 133652/2019-0.

Aos amigos pesquisadores do IEE / USP: Nilton Amado Bispo, Carlos Germán Meza González e Erick Del Bianco Pelegia, pelo conhecimento adquirido ao longo de muitos debates sobre a gestão do Sistema Integrado Nacional.

Aos demais amigos, professores e funcionários do Instituto de Energia e Ambiente da USP.

À minha esposa Camila e meus pais Sérgio e Ana Maria, pelo apoio contínuo, ao meu desenvolvimento profissional.

*“The founders of the calculus of probabilities were too occupied with the general behavior of statistical masses to be interested in the extremes. However, as early as 1709 Nicolaus Bernoulli considers an actuarial problem:  $n$  men of equal age die within  $t$  years. What is the mean duration of life of the last survivor ? He reduces this question to the following:  $n$  points lie at random on a straight line of length  $t$ . Then he calculates the mean largest distance from the origin.”*

Emil Julius Gumbel in *Statistics of Extremes* (1958), p. 2.

(GUMBEL,1958)

## RESUMO

RODRIGUES, Daniel Lyra. **Análise Comparativa entre modelos NEWAVE e HIDROTERM na estimativa do custo marginal de operação do SIN.** 2022. 110 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

A utilização de Sistemas de Suporte à Decisão (SSD) para a operação de reservatórios de água no Brasil, para geração de energia e outros usos da água, pode ser dividida em três fases. A primeira fase é impulsionada pela reestruturação do setor elétrico brasileiro, quando vários sistemas são desenvolvidos com foco principalmente na definição do Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na segunda fase, ao final do século XX, são consolidados os modelos complementares de aversão ao risco e são aprofundadas aplicações de usos múltiplos da água, conforme preconizado pela Lei Federal 9433/97. Na terceira fase, a partir do século XXI, estiagens mais extensas e períodos de chuva menos intensos, levam ao refinamento dos modelos. Esta pesquisa analisa a evolução de dois desses modelos: o NEWAVE e o HIDROTERM, propondo protocolos de colaboração entre eles, com o intuito de aprimorar a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN), perante à volatilidade do CMO e às novas restrições ambientais. Como resultado principal, é demonstrado um teste estatístico do CMO, obtido tanto com o NEWAVE, quanto pelo HIDROTERM, considerando as seguintes variáveis: afluência e produtividade das hidrelétricas. Espera-se como resultado desta pesquisa contribuir para o aprimoramento dos dois modelos e fornecer parâmetros para cálculo de um CMO menos volátil e menos vulnerável às simplificações e descontinuidades de modelos linearizados por partes. Desse modo, pode-se obter uma precificação mais realista da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Palavras-chave: 1. Sistemas hidroenergéticos. 2. Programação não linear. 3. Custo Marginal de Operação.

## ABSTRACT

RODRIGUES, Daniel Lyra. **Comparative analysis between NEWAVE and HIDROTERM models in estimating the marginal cost of operating the Brazilian Interconnected Power System**. 2022. 110 p. Dissertation (Master's degree) – Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, São Paulo, 2022.

The use of Decision Support Systems (DSS) for the operation of water reservoirs in Brazil for energy generation and other uses of water, can be divided into three phases. The first phase is driven by the restructuring of the Brazilian electricity sector, when several systems are developed with a focus mainly on defining the marginal operating cost of the national interconnected power system. In the second phase, at the end of the 20th century, complementary risk aversion models are consolidated and applications to multiple uses of water are deepened, as recommended by Federal Law 9433/97. In the third phase, starting in the 21st century, longer droughts and periods of less intense rain, lead to the refinement of the models. This research analyzes the evolution of two of these models: NEWAVE and HIDROTERM, proposing collaboration protocols between them, in order to improve the resilience of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), in view of the volatility of the Marginal Cost of Operation (MCO) and new environmental restrictions. As a main result, a statistic test of the MCO is demonstrated, considering the following variables: affluence and productivity of hydroelectric plants. It is expected as a result of this research to contribute to the improvement of the two models and to provide parameters for calculating a MCO less volatile and less vulnerable to discontinuities of piecewise linear models. In this way, it is possible to obtain a more realistic pricing of electricity in the BIPS.

Keywords: 1. Hydropower Systems. 2. Nonlinear programming. 3. Marginal Cost of Operation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura de grupos de trabalho, departamentos e organizações principais do setor elétrico brasileiro;.....	18
Figura 2 - Custo Marginal de Operação (CMO) Semanal em R\$ - Subsistema Sudeste / Centro Oeste (SE / CO);.....	19
Figura 3: REEs do NEWAVE e sua articulação dentro dos 4 subsistemas de energia do SIN;.....	20
Figura 4 – Modelagem Não-Linear e Linear por Partes para o Custo de Operação e para o Custo Marginal de Operação;.....	21
Figura 5 – Período crítico histórico de 1948 a 1955, superado pelo período de julho de 2012 a dezembro de 2019; .....	25
Figura 6 - Composição dos custos de planejamento do SEB;.....	26
Figura 7 – <i>Box Plot</i> – Custo Marginal de Operação (CMO) (R\$) – Subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2006 a 2021 .....	27
Figura 8 - <i>Box Plot</i> – Custo Marginal de Operação (CMO) (R\$) – Subsistema Nordeste – 2006 a 2021 .....	27
Figura 9 - <i>Box Plot</i> – Custo Marginal de Operação (CMO) (R\$) – Subsistema Sul – 2006 a 2021 .....	28
Figura 10 - <i>Box Plot</i> – Custo Marginal de Operação (CMO) (R\$) – Subsistema Norte – 2006 a 2021 .....	28
Figura 11 – Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL, previstos até 2024;.....	31
Figura 12 - Evolução dos modelos oficiais e alternativos para gestão de médio e longo prazo do SEB;.....	34
Figura 13 – Processo de Planejamento da Operação do SEB;.....	35
Figura 14 – Curvas de Custo Imediato (FCI) e Custo Futuro (FCF);.....	36
Figura 15 - Derivada do Custo Futuro pelo enfoque Pente;.....	39
Figura 16 – Cadeia de Modelos para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética;.....	50
Figura 17 – Esquema de uma usina Hidrelétrica;.....	53
Figura 18 - Telas do sistema de suporte ao usuário do HIDROTERM;.....	61
Figura 19 – Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD.....	63
Figura 20 – Cadeia de modelos de previsão e geração de cenários hidrológicos do setor elétrico.....	64
Figura 21 – Representação geográfica dos REEs com base nas bacias hidrográficas onde suas respectivas usinas estão localizadas.....	65
Figura 22 – Formação da Função de Custo Futuro pela intersecção de hiperplanos de diferentes inclinações, a partir dos quais se obtêm o CMO/PLD.....	66
Figura 23 – Trajetórias de PLD com e sem tendência hidrológica no NEWAVE.....	67
Figura 24 – Construção da FCF sem reamostragem (esquerda) e com reamostragem (direita).....	68
Figura 25 – Trajetória de CMO/PLD rodada com cenários estocásticos e com PL único.....	69
Figura 26 – Evolução da capacidade de regularização do sistema.....	72
Figura 27 – Afogamento do Canal de Fuga.....	73
Figuras 28 e 29 – Curvas de Nível de Jusante para as UHEs Foz de Areia e Segredo;.....	74
Figura 30 – Curva de Colina de uma turbina da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia) .....	75
Figura 31 – Função de Nível de Montante da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia).....	75

Figura 32 – Curva de Rendimento do Gerador da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia).....	76
Figura 33 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina de Caconde – armazenamento inicial igual do “deck” de junho / 2018.....	76
Figura 34 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina de Caconde – armazenamento inicial igual à média histórica.....	77
Figura 35 - A equilibrista Margret Zimmermann sobre Colônia em 1946 (Heukeshoven, 1946).....	78
Figura 36 – Cooperação entre modelos de programação linear e programação não-linear, que evoluíram no SEB, ao longo dos anos, como aprimoramento dos ajustes às perturbações,.....	79;
Figura 37 – Diagrama de blocos simplificado, demonstrando principais módulos dos modelos NEWAVE e HIDROTERM;.....	80
Figura 38 - Representação das cascatas de usinas do SEB e sua correspondente síntese em 4 subsistemas principais e seus respectivos intercâmbios.....	80
Figura 39 – <i>Box Plot</i> do Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2018 a 2022.....	83
Figura 40 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;.....	83
Figura 41 – <i>Box Plot</i> do Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste – 2006 a 2022.....	84
Figura 42 – Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;.....	84
Figura 43 – <i>Box Plot</i> do Custo Marginal de Operação do subsistema Sul – 2006 a 2022.....	85
Figura 44 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sul – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;.....	85
Figura 45 – <i>Box Plot</i> do Custo Marginal de Operação do subsistema Norte – 2018 a 2022; .....	86
Figura 46 – Custo Marginal de Operação do subsistema Norte – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;.....	86
Figuras 47(a) a 47(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema SE / CO, pareadas por ano de 2018 a 2022;.....	88
Figuras 48(a) a 48(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema NE, pareadas por ano de 2018 a 2022;.....	90
Figuras 49(a) a 49(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema S, pareadas por ano de 2018 a 2022;.....	92
Figuras 50(a) a 50(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema N, pareadas por ano de 2018 a 2022;.....	94
Figura 51 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema SE / CO – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;.....	97
Figura 52 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema NE – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;.....	98
Figura 53 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema S – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;.....	99

Figura 54 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema N – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;.....100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo de modificações do modelo NEWAVE de 2009 a 2019; .....	47
Tabela 2 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema SE / CO, a cada ano de 2018 a 2022;.....	89
Tabela 3 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema NE, a cada ano de 2018 a 2022;.....	91
Tabela 4 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema S, a cada ano de 2018 a 2022;.....	93
Tabela 5 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema N, a cada ano de 2018 a 2022;.....	95
Tabela 6 – Resumo dos resultados dos 20 testes estatísticos realizados, para cada uma dos subsistemas de energia do SIN, a cada ano, de 2018 a 2022;.....	96

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Função objetivo do modelo HIDRO;	53
Equação 2 – Vazão total, turbinada e vertida;	54
Equação 3 – Equação da continuidade para usinas com reservatórios de acumulação;	54
Equação 4 – Equação da continuidade para usinas a fio d'água;	54
Equação 5 – Perdas devido a evaporação em usinas com reservatórios de acumulação;	54
Equação 6 – Perdas devido a evaporação em usinas a fio d'água;	54
Equação 7 – Capacidade dos geradores;	54
Equação 8 – Armazenamento mínimo e máximo;	54
Equação 9 – Armazenamento final;	55
Equação 10 – Limite da vazão ambiental;	55
Equação 11 – Limite da vazão turbinada;	55
Equação 12 – Limite da vazão vertida;	55
Equação 13 – Queda para usinas de reservatórios;	55
Equação 14 – Queda para reservatórios de usinas a fio d'água;	55
Equação 15 – Produção de energia;	55
Equação 16 – Nível d'água a montante do reservatório;	55
Equação 17 – Nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório;	55
Equação 18 – Curva Cota-Área do reservatório;	55
Equação 19 – Limite de turbinamento em função da queda;	55
Equação 20 – Função objetivo do modelo TERM;	57
Equação 21 – Balanço de Energia do modelo TERM;	57
Equação 22 – Geração fixa;	57
Equação 23 – Custo da geração térmica adicional;	57
Equação 24 – Limites da geração térmica adicional;	57
Equação 25 – Limite I de intercâmbio;	58
Equação 26 – Limite II de intercâmbio;	58
Equação 27 – Balanço e perdas no intercâmbio;	58
Equação 28 – Variável de Déficit por eventual não atendimento da vazão mínima	59
Equação 29 – Nova função objetivo do HIDROTERM após aprimoramento por (Falcetta, 2020)	59

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<b>CME</b>	Custo Marginal da Expansão
<b>CMO</b>	Custo Marginal de Operação
<b>CPAMP</b>	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
<b>CVU</b>	Custos Variáveis de Geração de Usinas Térmicas
<b>ENA</b>	Energia Natural Afluenta
<b>EAR</b>	Energia Armazenada
<b>FCF</b>	Função de Custo Futuro
<b>FCI</b>	Função de Custo Imediato
<b>MCP</b>	Mercado de Curto Prazo
<b>MLT</b>	Média de Longo Termo
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PAR(p)</b>	Modelo Autorregressivo Periódico de ordem p
<b>PDD</b>	Programação Dinâmica Dual
<b>PDDE</b>	Programação Dinâmica Dual Estocástica
<b>PDE</b>	Plano Decenal de Expansão
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças
<b>PMO</b>	Plano Mensal de Operação
<b>REE</b>	Reservatório Equivalente de Energia
<b>SEB</b>	Setor Elétrico Brasileiro
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
2	JUSTIFICATIVA E APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	24
3	OBJETIVOS	32
4	HIPÓTESES	33
5	EVOLUÇÃO DOS MODELOS OFICIAIS E DE MODELOS ALTERNATIVOS PARA GESTÃO DO DESPACHO CENTRALIZADO DO SIN	34
6	EVOLUÇÃO DO MODELO HIDROTERM	51
6.1	Modelo HIDRO	53
6.2	Modelo TERM	57
7	METODOLOGIA DO EXPERIMENTO	62
7.1	Possibilidades de cooperação entre modelos de programação linear e programação não-linear	62
7.2	Passos implementados neste trabalho	70
8	RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO	82
8.1	Testes estatísticos de duas amostras emparelhadas ano a ano	87
9	CONCLUSÕES	101
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103

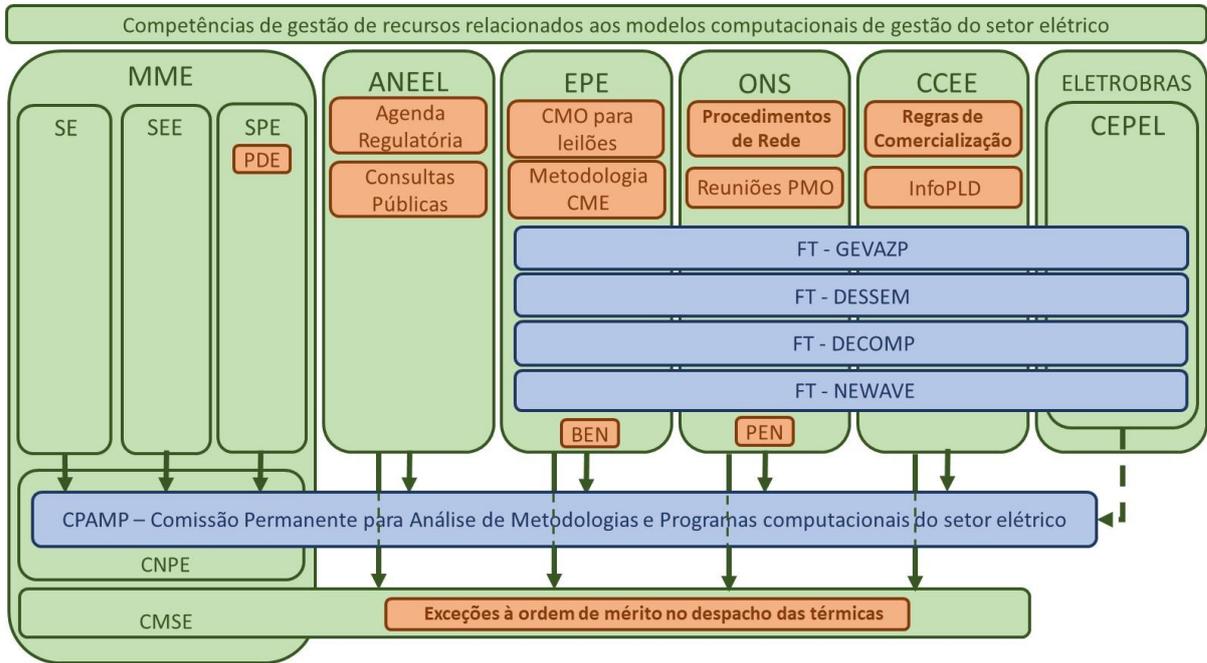
# 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, o comportamento dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo é especialmente incerto. A justificativa para esse comportamento é algo paradoxal, pois uma das principais vantagens da geração hidráulica é a possibilidade de armazenamento de grandes volumes de água, de maneira a regular a vazão dos rios e garantir geração de energia de forma contínua.

Atualmente, com a elevação da construção de projetos de hidrelétrica a “fio d’água”, o sistema depende cada vez mais da afluência presente, pois a razão entre a capacidade de armazenamento e a demanda é cada vez menor. Diante disto, o gerenciamento do despacho de energia é influenciado pela afluência e pelo nível dos reservatórios, sendo que a incerteza no início de cada período hidrológico é muito grande. Como consequência ocorre a forte incerteza sobre o preço da energia elétrica implicando em risco para todos os agentes econômicos do setor, em particular aos geradores e comercializadores. (FERNANDES, 2018)

A figura 1 demonstra a estrutura de grupos de trabalho, departamentos e organizações principais do setor elétrico brasileiro, destacados na cor verde. Apresentam-se, na cor laranja, os principais documentos ou ofícios que comunicam ou determinam os critérios para o cálculo dos custos marginais de operação / expansão e do preço de liquidação das diferenças. Na cor azul são destacados os grupos de trabalho ou comitês permanentes e multidisciplinares, dedicados à consolidação, aprimoramento contínuo dos modelos e Sistemas de Suporte à Decisão (SSDs) dedicados ao planejamento de longo, médio, curto e curtíssimo prazo do sistema integrado nacional e demais sistemas isolados no Brasil.

Figura 1 – Estrutura de grupos de trabalho, departamentos e organizações principais do setor elétrico brasileiro;



Fonte: Desenvolvido pelo autor, conforme (CPAMP, 2019);

A estratificação é necessária para entendimento dos ajustes, correções e aprimoramentos dos modelos e SSDs, que determinam os custos marginais de operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, desde o início dos anos 2000, quando essas organizações e grupos de trabalho consolidaram suas estruturas e propósitos, previstos na legislação complementar, oriunda da reestruturação do sistema elétrico brasileiro na segunda metade da década de 1990 e ajustada posteriormente no ano de 2004.

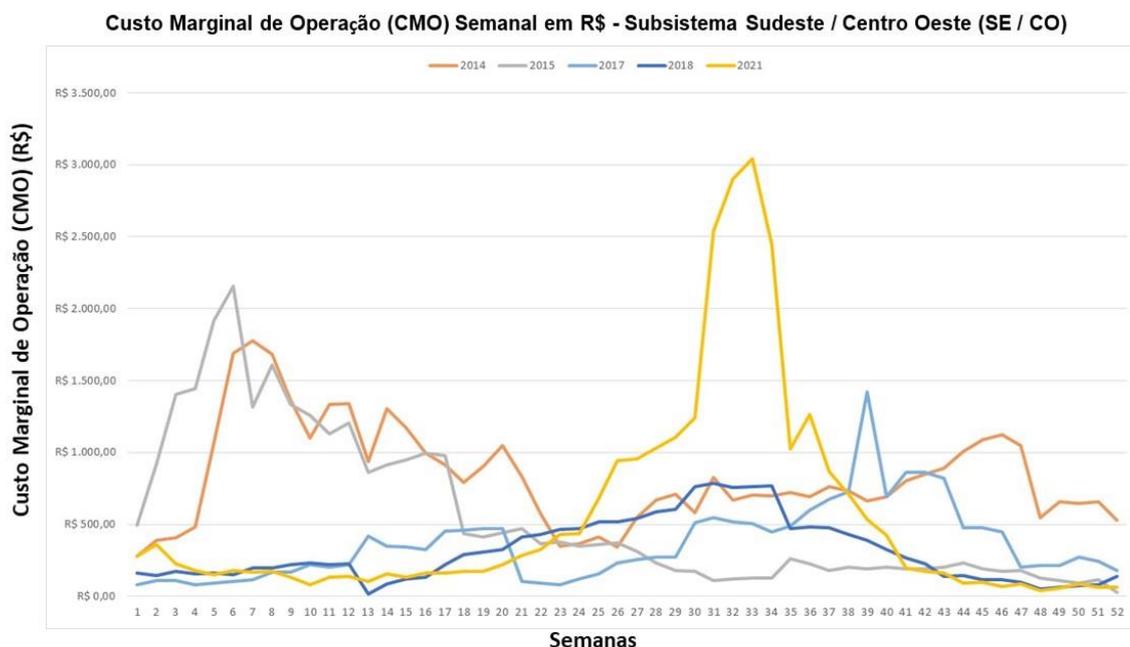
O tabelamento da periodicidade e formato de publicação dos documentos e respectivos dados, destacados em laranja na figura 1, é importante para a verificação dos ajustes, correções e aprimoramentos nos modelos e SSDs, para a melhoria contínua da consistência estatística e controle da volatilidade apresentada pelos valores de Custo Marginal de Operação (CMO), Custo Marginal de Expansão (CME) e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Entende-se como volatilidade a forma de medir a incerteza do preço futuro de um título, mercadoria ou serviço. A alta volatilidade implica na maior variação de preço, já a baixa volatilidade consiste no inverso, quanto maior a volatilidade, maior é a incerteza sobre o preço do ativo (IQBAL, 2018) e (RODRIGUES et al., 2019).

O tema volatilidade do CMO começou a se tornar um dos principais temas de discussão nos grupos de trabalho do setor elétrico brasileiro (SEB), a partir principalmente dos anos de 2014 e 2015. A figura 2 traz um exemplo do CMO real, consolidado semanalmente, no maior

subsistema do SIN, o subsistema Sudeste / Centro-Oeste, nos anos de 2014, 2015, 2017, 2018 e 2021, os quais representam o conjunto de anos com maior volatilidade no CMO.

Figura 2 - Custo Marginal de Operação (CMO) Semanal em R\$ - Subsistema Sudeste / Centro Oeste (SE / CO);



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

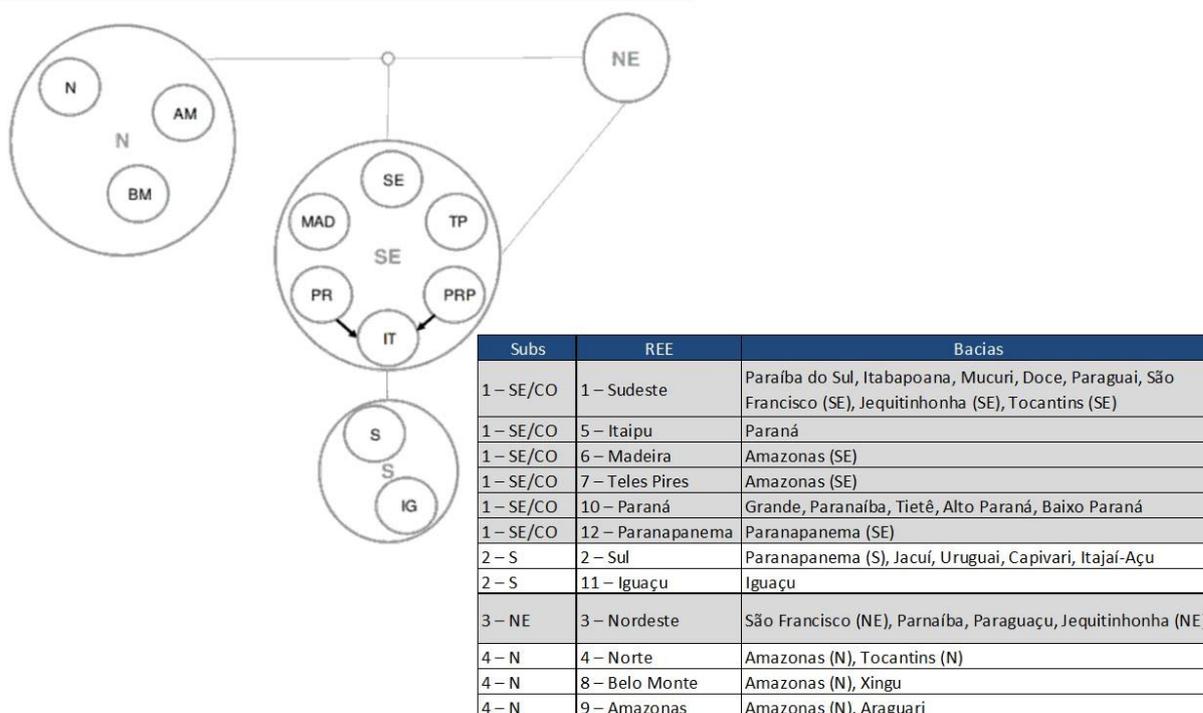
O CMO, calculado pelos modelos NEWAVE / DECOMP, representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado, no caso deste ter disponibilidade para suprir o próximo MWh de incremento de energia. O PLD é determinado pelo CMO para a primeira semana do horizonte de planejamento, mas é limitado, pelos valores máximo e mínimo para o PLD de cada ano, definidos pela ANEEL. (CEPEL, 2018)

O mercado de energia elétrica brasileiro, na medida em que foi reestruturado no final da década de 1990, seguiu o modelo de comercialização conhecido como *tight pool*, onde uma organização central, o Operador Nacional do Sistema (ONS), é responsável pela definição do Custo Marginal de Operação (CMO), que, por sua vez, define o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) de energia elétrica, para os quatro subsistemas nacionais, divididos em Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste. (HENRIQUES, 2019)

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação individualizada do parque de usinas termelétricas e representação agregada, por meio de 12 reservatórios equivalentes de energia (REEs), do parque de usinas hidrelétricas.

Os 12 REEs são finalmente articulados em 4 REEs finais, que representam os 4 subsistemas que compõem o SIN, conforme demonstra a figura 3. As linhas de transmissão que conectam os subsistemas, são representadas por meio de limites de intercâmbio. (CCEE, 2018)

Figura 3: REEs do NEWAVE e sua articulação dentro dos 4 subsistemas de energia do SIN;



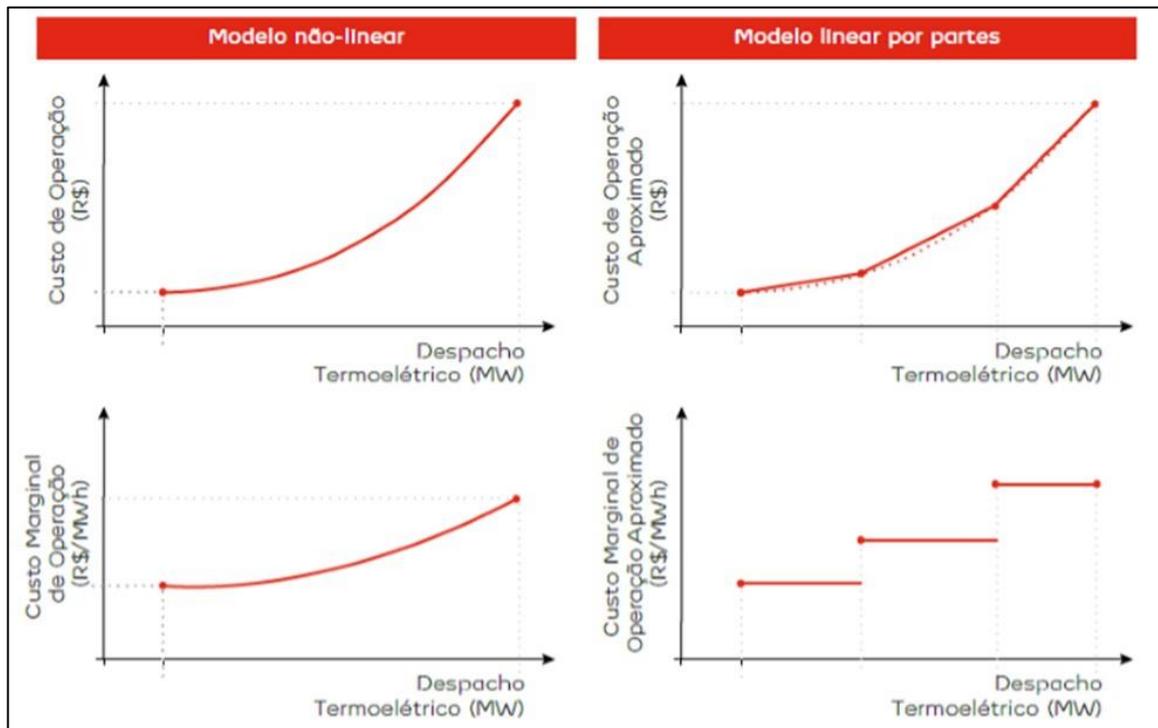
Fonte: CEPEL (2019);

O objetivo principal do modelo NEWAVE é determinar metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado para o custo de operação, ao longo do chamado médio prazo da operação, o qual corresponde a 5 anos. (CCEE, 2018)

Os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, são os responsáveis, respectivamente, pelo planejamento de médio (cinco anos), curto (mensal) e a curtíssimo prazo (horário e semi-horário), do SIN e utilizam-se de aproximações lineares por partes, da função de custo futuro do sistema.

Para a definição do custo de operação, a aproximação linear encontra muita aderência ao custo real de operação, de característica não-linear, porém para a definição do custo marginal de operação, do qual deriva-se a precificação semanal e horária, há grandes diferenças entre os modelos lineares por partes e não-lineares, conforme demonstrado na figura 4. (EDP, 2018)

Figura 4 – Modelagem Não-Linear e Linear por Partes para o Custo de Operação e para o Custo Marginal de Operação;



Fonte: (EDP,2018)

Como o despacho termelétrico, orientado por modelos lineares por partes, depende substancialmente das vazões afluentes e da capacidade de regulação dos reservatórios hidrelétricos, a precificação semanal e horária resulta em um comportamento volátil, tornando difícil a migração para um mercado conhecido como *loose pool*, onde geradores e consumidores fazem propostas de volumes e preços que estão dispostos a praticar, promovendo a melhoria contínua da competitividade do mercado de energia elétrica nacional. (HENRIQUES, 2019)

A linearização, apesar de ser a maior influência, não é a única causa da volatilidade, a qual também é afetada por disparidades na atualização de dados, incluindo previsões das variáveis não cenzarizadas, como demanda, custo de térmicas, capacidades de geração e transmissão. Atualmente, apenas a afluência é cenzarizada.

As empresas geradoras hidrelétricas e termelétricas, ao mesmo tempo que buscam fontes complementares de geração, predominantemente eólica e solar, promovem projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de novos modelos de previsão de custos de operação e de custos marginais, como contribuição à governança dos modelos computacionais centrais, coordenada pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do

Setor Elétrico (CPAMP), ligada ao Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), do Ministério das Minas e Energia do governo federal.

A CPAMP conduz às empresas geradoras, anualmente, a modificações dos modelos de planejamento do SIN, procurando aprimorar os dados de entrada e vulnerabilidades da programação matemática linear, utilizando as seguintes ações:

- detalhamento dos cálculos relativos à hidrologia pela introdução dos modelos SMAP e GEVAZP;

- aumento do número de reservatórios equivalentes, representativos do parque gerador hidrelétrico do SIN, de 4 para 12;

- melhoria na sincronização dos dados de afluência de entrada ao período correspondente de definição do custo marginal de operação;

Apesar dos esforços de ambos, geradores e reguladores, que resultaram em uma redução na volatilidade da precificação semanal da energia elétrica, ainda há a necessidade de utilização de mecanismos artificiais de correção de distorções, tais como o acionamento das bandeiras tarifárias sazonais.

Persiste a sinalização equivocada para as estratégias de operação e baixo incentivo a firmar contratos de curto prazo, os quais podem resultar no baixo nível de capacidade de financiamento da expansão da oferta no atual modelo de compra e venda de energia.

Este trabalho utiliza o modelo de programação não-linear HIDROTERM como complementação à metodologia oficial adotada pelos órgãos arbitradores/gestores (modelo NEWAVE/DECOMP/DESSEM), de tal sorte que contribua para o processo de tomada de decisão das empresas geradoras hidrelétricas, auxiliando as decisões relativas à comercialização de energia elétrica.

Foi utilizado como metodologia, um teste estatístico do CMO decorrente tanto do NEWAVE e sua modelagem por reservatórios equivalentes, quanto do HIDROTERM, o qual considera a produtividade individual das usinas componentes do SIN e das Energias Naturais Afluentes (ENA's).

A melhoria contínua dos modelos oficiais, os quais determinarão, principalmente em momentos de crise do setor, as diretrizes necessárias para a sustentabilidade de sua operação e expansão, é importante para o fortalecimento do mercado interno de energia, direcionando o gradualmente para o chamado sistema *loose pool*, quando há interferência de um órgão regulador central apenas onde é estritamente necessário.

O mercado interno de energia, representado por seus agentes (geração, transmissão, distribuição e comercialização), trabalhando com mais eficiência, transparência e cooperação

mútua, possibilita melhoras no desenvolvimento sócio-econômico brasileiro, portanto a melhoria dos instrumentos que auxiliam o processo de tomada de decisão dos agentes traz ganhos para toda a sociedade.

## **2. JUSTIFICATIVA E APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) reconheceu, em maio de 2018, que a modelagem hidrológica ainda é a maior responsável por revisões na composição do Custo Marginal de Operação (CMO) e conseqüentemente do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CASTRO, 2018).

Foi analisado nesse capítulo, o comportamento do CMO levando em consideração a sua volatilidade (forma de medir a incerteza do preço futuro de um título, mercadoria ou serviço), principalmente nos períodos de 2018 a 2021.

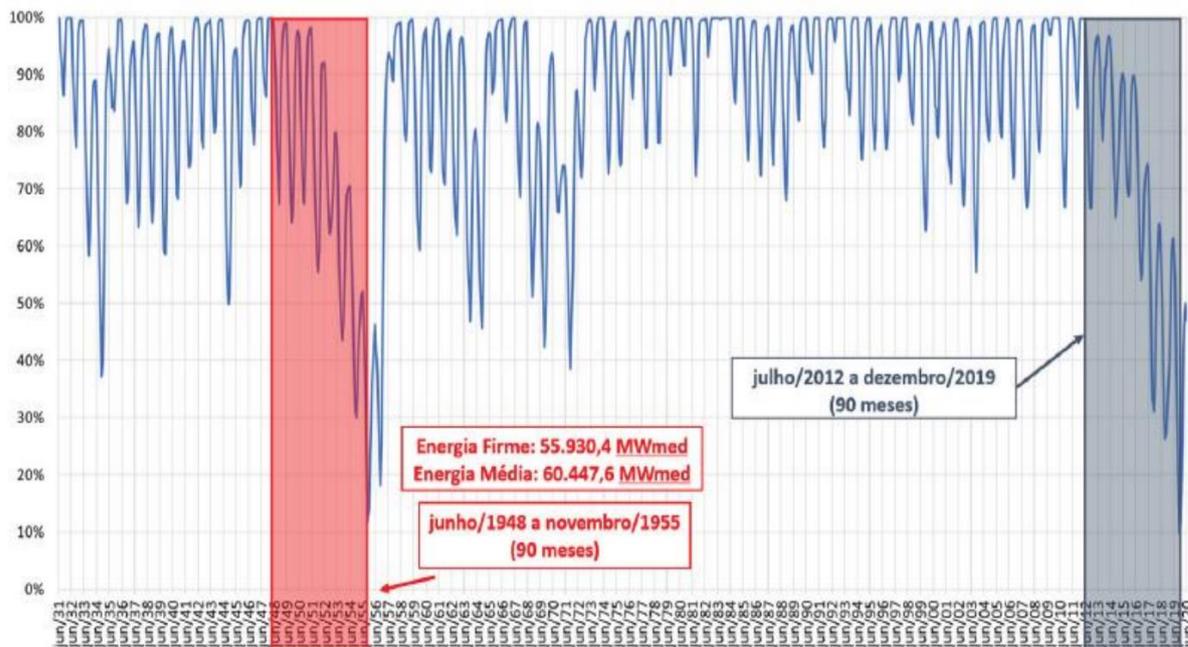
Nas figuras de 7 a 10 encontra-se uma análise estatística das distribuições de frequência dos valores semanais do Custo Marginal de Operação (CMO), do ano de 2006 até o ano de 2022, nos quatro subsistemas que compõem o Sistema Integrado Nacional (SIN).

Primeiramente serão analisados os dados de 2014 a 2018, pois um novo modelo de tratamento de risco, a partir do PDE publicado em 2018, e a consolidação do cálculo do preço semi-horário, a partir do ano de 2019, requer análise separada, uma vez que novas variáveis passaram a influenciar a determinação do CMO.

A crise hídrica de 2014 e 2015, nas regiões sudeste e centro oeste, incentivou a consolidação do aumento de quatro para doze reservatórios equivalentes na modelagem de planejamento de médio prazo do sistema NEWAVE.

Na figura 5, é possível notar que o período de 90 meses, de julho de 2012 a dezembro de 2019, praticamente repetiu o pior quadro histórico de crise hídrica do sistema hidroelétrico brasileiro, desde o início de seu monitoramento em 1931.

Figura 5 – Período crítico histórico de 1948 a 1955, superado pelo período de julho de 2012 a dezembro de 2019;



Fonte: EPE (2021);

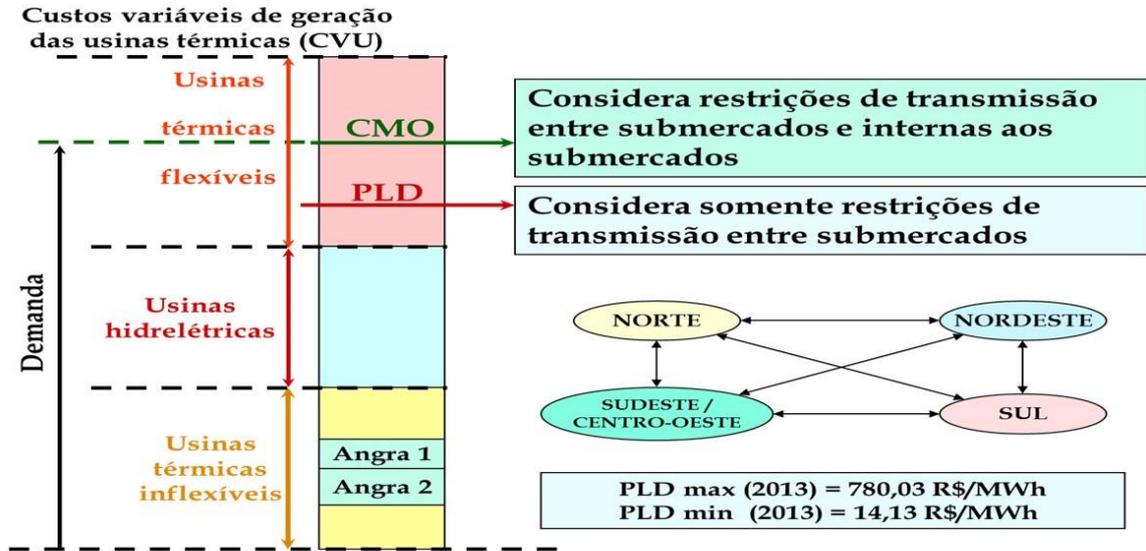
Nas figuras de 7 a 10, é possível notar, nos anos de 2014 e 2015, nos três subsistemas (SE / CO, NE e S), variâncias e curtoses significativamente maiores que os anos anteriores, caracterizando uma vulnerabilidade do modelo ao denominado “risco hidrológico”.

No período de 2014 e 2015, ocorreu aumento da variância e curtose do CMO, demonstrando aumento de volatilidade, a principal explicação foi a crise hídrica vivenciada no mesmo período.

A expansão do sistema de transmissão, de produtividade das usinas hidrelétricas / térmicas explicam a diminuição da variância e curtose das distribuições de frequência consolidadas em 2016, portanto houve uma significativa diminuição da volatilidade do CMO.

A figura 6 mostra de forma esquemática o encadeamento dos custos variáveis de geração de usinas térmicas (CVU), o custo marginal de operação (CMO) e o preço de liquidação das diferenças (PLD), demonstrando os critérios de despacho de cada usina hidrelétrica e térmica e a periodicidade semanal de renovação das projeções.

Figura 6: Composição dos custos de planejamento do SEB;



- $CVU > CMO$  ----- usina não despachada;  $CVU < CMO$  ----- usina despachada;
- Critério aplicável para cada semana operativa, de 0h de sábado às 24h da sexta-feira seguinte;

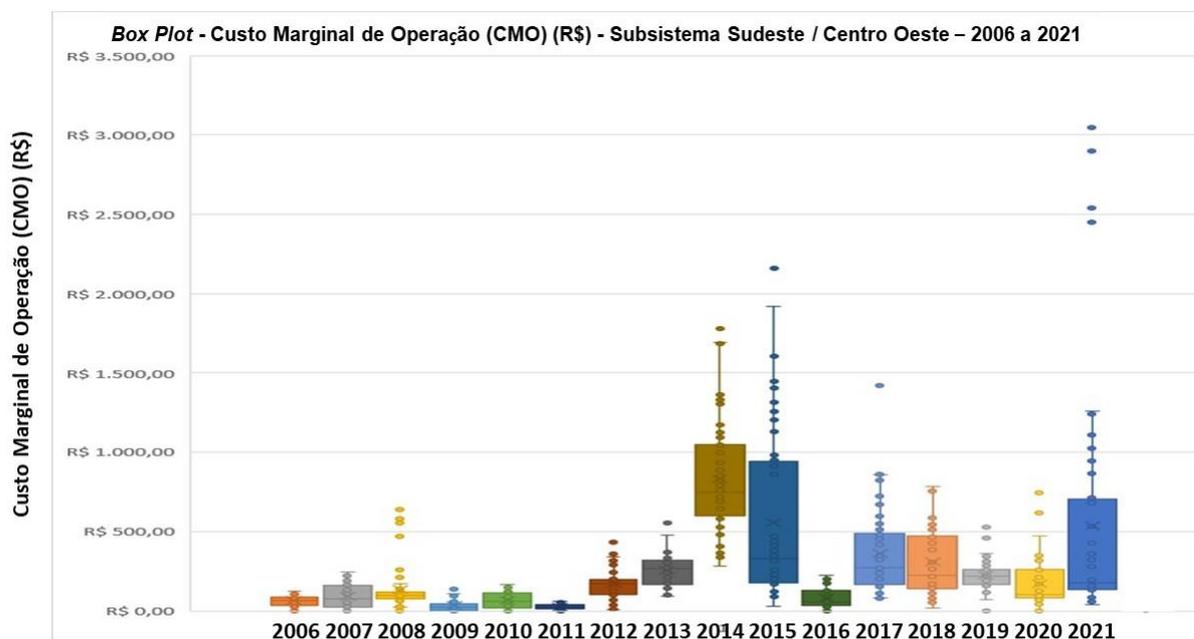
Fonte: Atualizado de Brandão (2016)

A ANEEL reconheceu que o “risco hidrológico” foi responsável por 54% da maior volatilidade do CMO, nos anos de 2014, 2015, 2017 e 2018. (CASTRO, 2018).

Em 2021, a seca prolongada do período de inverno nos subsistemas SE / CO e NE, em conjunto com as flutuações de demanda ainda recorrentes da pandemia da COVID-19, além do processo de privatização da Eletrobrás, geraram os 4 outliers mais significativos de todo o período histórico analisado.

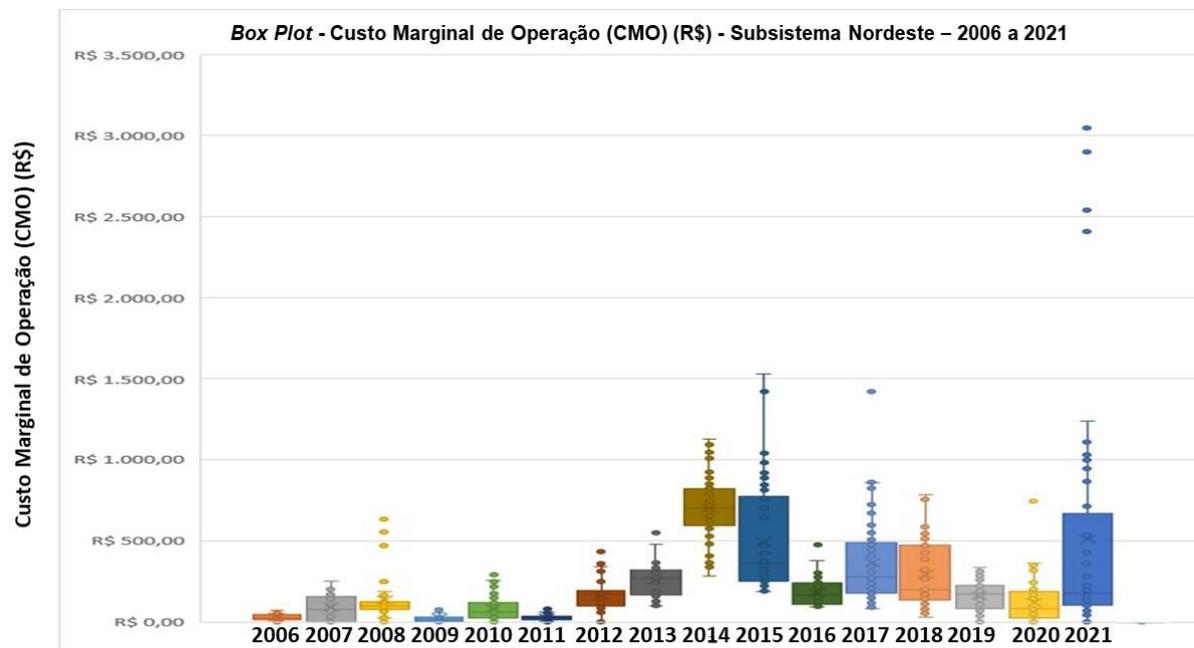
As figuras 7 a 10 mostram para cada um dos quatro subsistemas do SIN a evolução do CMO, de 2006 a 2021, no formato *box plot*.

Figura 7 – *Box Plot* do Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2006 a 2021;



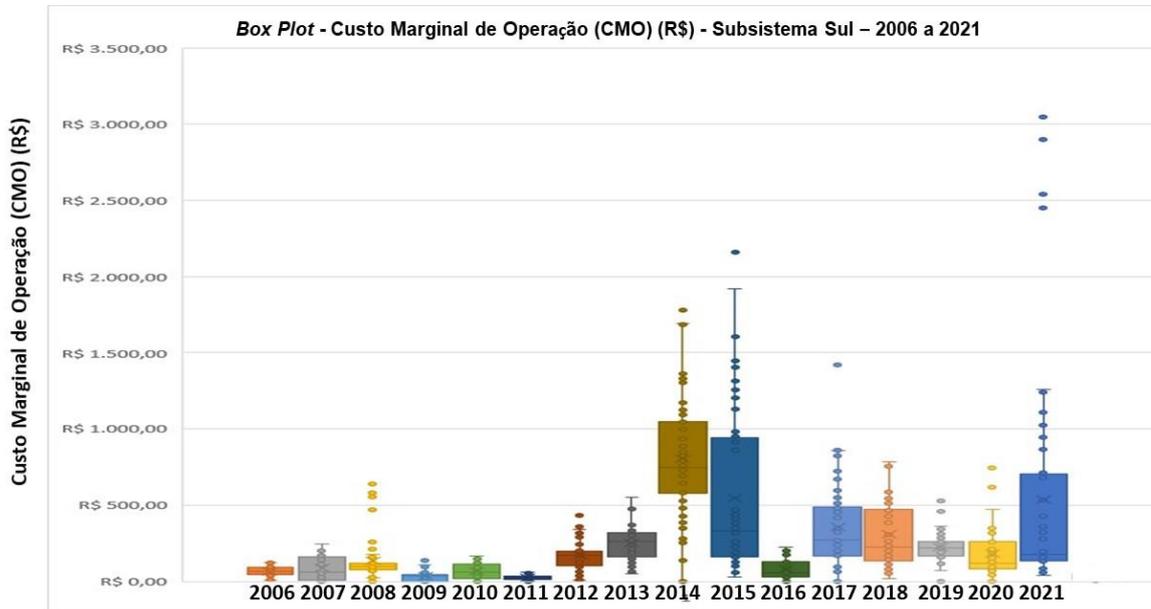
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022)

Figura 8 – *Box Plot* do Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste – 2006 a 2021;



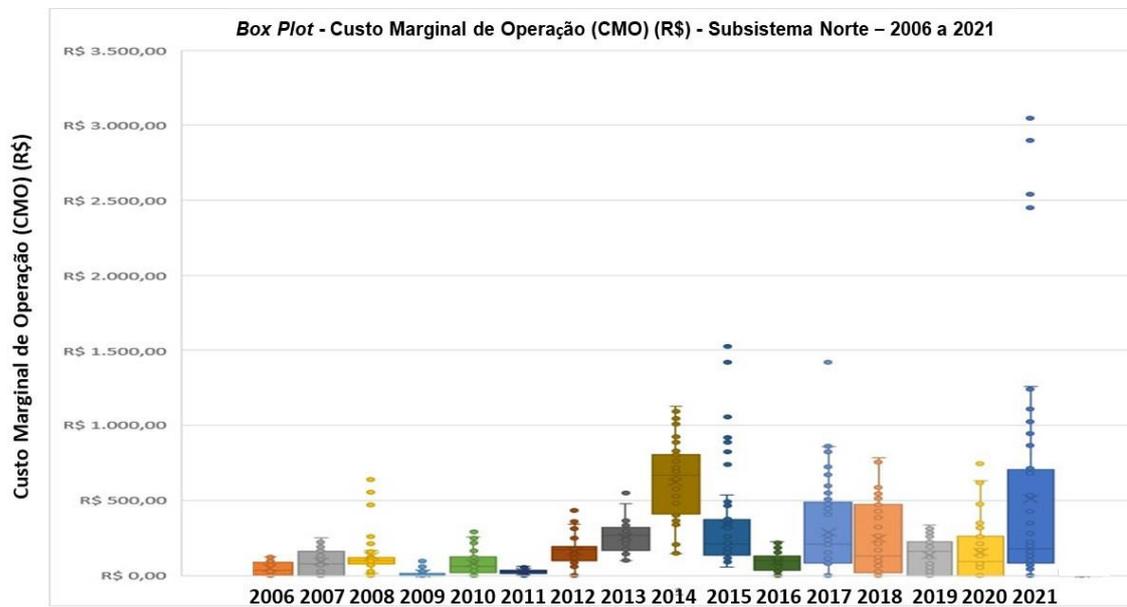
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022)

Figura 9 – *Box Plot* do Custo Marginal de Operação do subsistema Sul – 2006 a 2021;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022)

Figura 10 – *Box Plot* do Custo Marginal de Operação do subsistema Norte – 2006 a 2021;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022)

A volatilidade do CMO expressa-se não apenas na frequência de revisões, mas também na variação significativamente abrupta em algumas semanas, conforme exemplificado entre a última semana de março de 2018 e a primeira semana de abril de 2018 (CASTRO, 2018).

No ano de 2017, foi estimado um prejuízo de R\$ 26,9 milhões à Petrobras, pois a geração já ocorrida, orientada por um valor incorreto de CMO, não pode ser desfeita e os combustíveis adquiridos para efetuar a geração haviam sido pagos (ANACE, 2017).

Desde 1998, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) incentiva o desenvolvimento de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

No período de 2008 a 2019, aproximadamente 2,15 bilhões de reais foram investidos em programas de P&D, englobando 2918 projetos, dos quais a maioria, representando 71% deste total, tiveram como produtos finais o desenvolvimento de softwares (15% do total), sistemas (hardware + software) (22% do total) ou de conceitos / metodologias (34% do total), (ANEEL, 2020)

Os projetos P&D da ANEEL priorizam pesquisas subsidiadas pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), onde está incluído o desenvolvimento de sistemas de suporte à decisão para a gestão de reservatórios de água, tanto para geração de energia elétrica, quanto para usos múltiplos da água.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), desde 1974, tornou-se o centro responsável pelo desenvolvimento dos sistemas de apoio à decisão, coordenados pela ANEEL e ONS, sendo o Sistema Interligado Nacional (SIN) consolidado em 1998. O CEPEL mantém, dentre outros sistemas de suporte a decisão, o trio de modelos NEWAVE / DECOMP / DESSEM, responsáveis respectivamente pelo planejamento de longo a curtíssimo prazo do SIN, cujo desenvolvido iniciou-se na década de 1970.

O grupo de análise de sistemas do Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental da Escola Politécnica da USP (PHA/EP/USP), em parceria com o Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da Universidade da Califórnia Los Angeles desenvolveu desde 1998 o modelo SISOPT, o qual deu origem ao SSD HIDROTERM em 2008.

Sistemas semelhantes foram desenvolvidos por outras universidades e empresas de consultoria brasileiras, e em muitas situações, dois ou mais sistemas foram comparados pelos seus autores ou por agentes do mercado elétrico como sistemas “concorrentes”.

Com o aumento da complexidade do (SIN), devido:

- Ao número de usinas hidrelétricas e o aumento significativo de usinas térmicas;

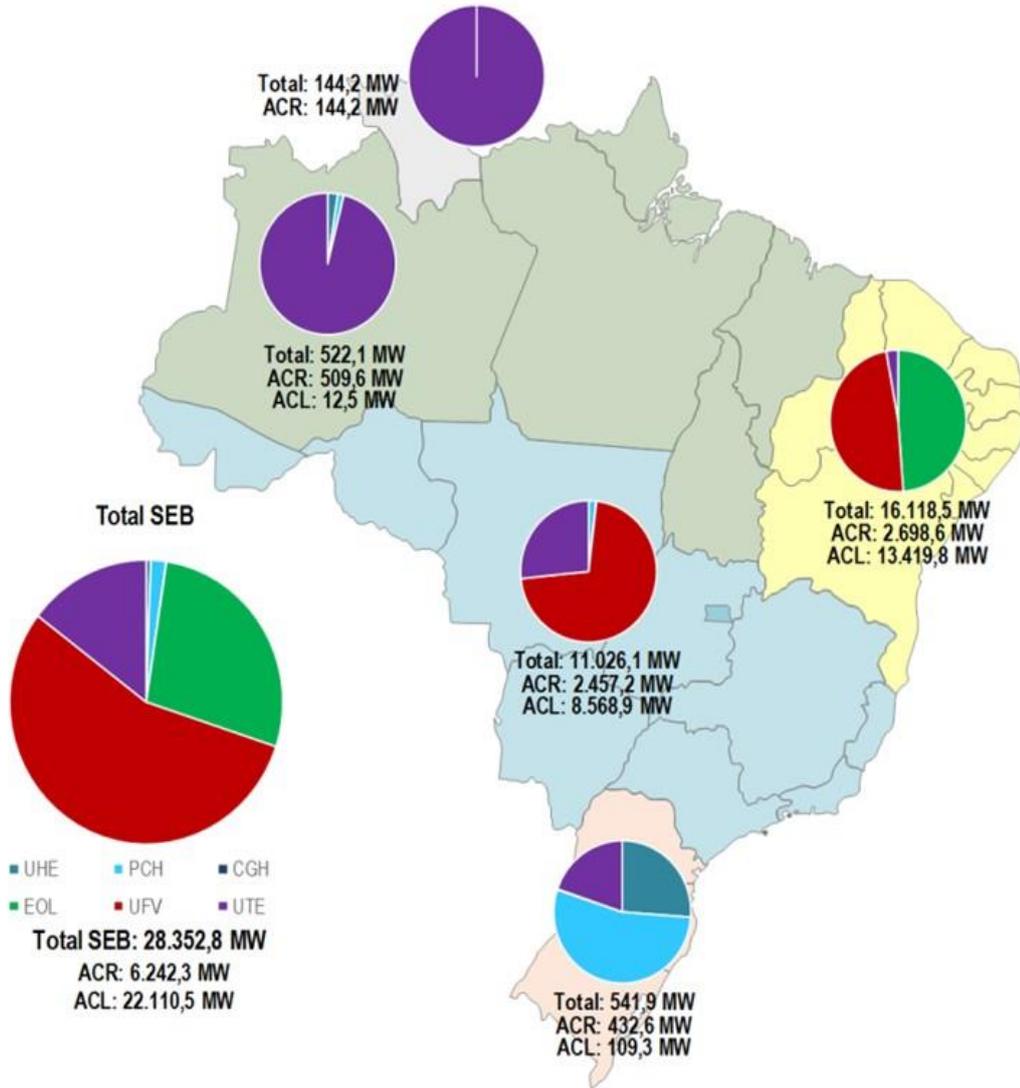
- Crescente número de restrições operacionais, destacando as restrições de controle de cheias e restrições ambientais (vazão ecológica, volume do reservatório etc...);
- Aumento da participação de fontes com variabilidade sazonal, aleatoriedade e em parte delas intermitência como biomassa, eólica e solar;
- Aumento gradual das restrições relativas à manutenção do sistema interligado devido principalmente ao envelhecimento do conjunto de usinas hidrelétricas;
- Necessidades crescentes de revisão da operação de reservatórios devido a resolução de conflitos oriundos de usos múltiplos da água;

Torna-se necessária a disponibilidade de metodologias alternativas que possam auxiliar as decisões relativas à comercialização, para asseguramento da resiliência do SIN e seus reflexos para a economia brasileira.

Um processo de colaboração entre os SSD's existentes seria possível pela construção de uma camada adicional de programação, que tornaria automática a sincronização de processos de simulação e otimização periódicas, principalmente para ajuste das simplificações e descontinuidades da modelagem linear por partes e das simplificações decorrentes da composição de reservatórios equivalentes.

Ainda que o crescimento das fontes solar e eólica, tenha sido significativo na matriz nacional, consolidando-se principalmente a partir do ano de 2012, cada um dos quatro subsistemas internos possui um regime de investimento distinto dessas duas fontes, como pode ser notado na figura 11, criando uma necessidade adicional de modelagem em conjunto com as fontes hídricas e térmicas, ainda dominantes. A figura também mostra a separação de investimentos entre os ambientes de contratação livre de energia elétrica (ACL) e de contratação regulada (ACR).

Figura 11 – Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL, previstos até 2024;



Fonte: CCEE (2022)

### 3. OBJETIVOS

O objetivo geral da dissertação é analisar as diferenças metodológicas no cálculo do CMO com os modelos NEWAVE e HIDROTERM.

Objetivos Específicos:

1. Analisar as práticas de ajustes das condições de contorno, para viabilizar otimizações simultâneas entre os SSD's NEWAVE e HIDROTERM, com o intuito de aumentar a robustez no processo de definição do CMO.
2. A análise dos resultados (convergentes ou divergentes) entre os dois SSD's, por meio de testes estatísticos, para uma mesma configuração do SIN, consolidando rotina de colaboração entre os dois SSD's. Pretende-se desse modo, a longo prazo, aprimorar o reconhecimento para quais restrições, condições e incertezas cada metodologia se aplica. As duas metodologias são:
  - Programação Não Linear (PNL) no HIDROTERM;
  - Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) no NEWAVE

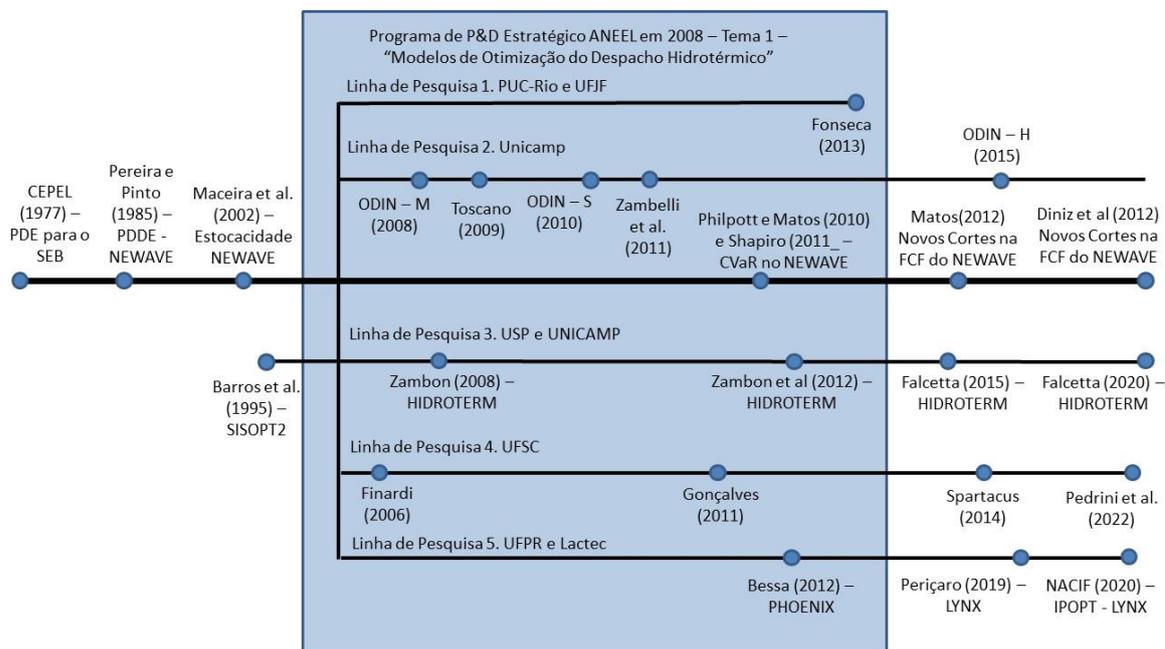
#### 4. HIPÓTESES

- 1) O CMO oficial é oriundo do NEWAVE e ele é único, portanto, o setor elétrico há tempos demanda uma outra metodologia de cálculo desta variável para efeito de maior assertividade no processo para tomada de decisão no fechamento dos contratos de energia, uma vez em que há situações em que a volatilidade do CMO é muito alta.
- 2) Cálculo do CMO: mostrar a grande diferença na estimativa do custo marginal de operação no HIDROTERM e no NEWAVE. O NEWAVE utiliza a curva do custo futuro, o HIDROTERM o CMO é função do estado final do reservatório hidrelétrico e dos patamares de custos das térmicas mais caras, despachadas em cada intervalo de tempo dentro do horizonte de planejamento.
- 3) A partir do fato que o NEWAVE e o HIDROTERM utilizam dados dos mesmos arquivos de entrada, correspondente ao *deck* mensal de atualização do NEWAVE, seria possível pelo processamento simultâneo dos dois softwares reconhecer inconsistências nos dados de entrada.
- 4) Dados considerados inverossímeis pelos filtros do HIDROTERM, poderiam auxiliar no refinamento dos dados de entrada ou parâmetros de processamento do NEWAVE.

## 5. EVOLUÇÃO DOS MODELOS OFICIAIS E DE MODELOS ALTERNATIVOS PARA GESTÃO DO DESPACHO CENTRALIZADO DO SIN

A figura 12 destaca três fases importantes do desenvolvimento de modelos lineares e não lineares para a gestão do despacho centralizado do SIN.

Figura 12 : Evolução dos modelos oficiais e alternativos para gestão de médio e longo prazo do SEB.



Fonte: Adaptado de NACIF (2020) e Zambon et al (2012)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização da operação em três etapas: médio prazo, curto prazo e programação diária. A gestão dos modelos está centralizada no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). (SOARES, 2017)

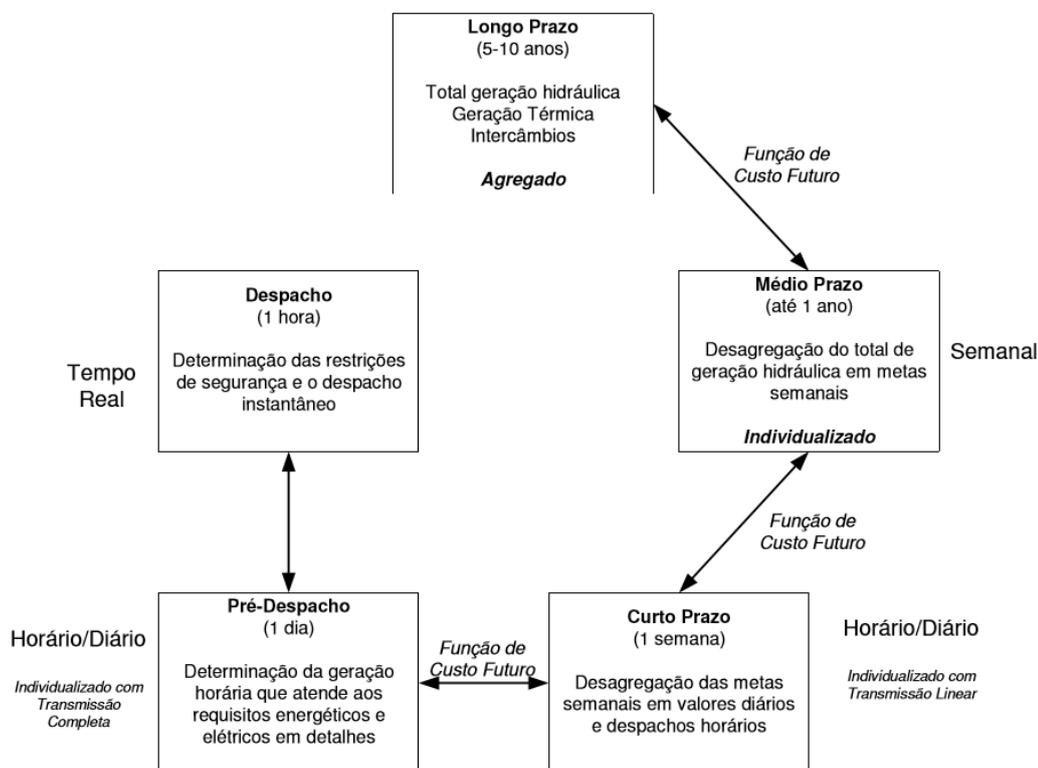
Utiliza-se o modelo NEWAVE para cenarização de médio prazo de planejamento, trabalhando-se com o horizonte de até cinco anos, com intervalos mensais. A modelagem do parque gerador é realizada por meio de reservatórios equivalentes de energia, divisão por custo unitário de combustível das usinas térmicas em classes térmicas e transmissão de energia entre subsistemas. Neste caso é considerada, uma modelagem mais detalhada para as afluências energéticas das usinas hidrelétricas. (FERNANDES, 2018)

No horizonte de dois a seis meses, com intervalos semanais, considerado como curto prazo, utiliza-se o modelo DECOMP. Neste caso, as afluências são tratadas como

determinísticas, estocásticas ou uma combinação destas duas. Diferentemente do planejamento a médio prazo, as usinas hidráulicas e térmicas são representadas individualmente. (FERNANDES, 2018)

Na programação diária, ou também chamada de curtíssimo prazo, o horizonte é de até uma semana com intervalos de meia hora. E para executá-la, o modelo DESSEM é utilizado. As vazões são consideradas determinísticas nesta etapa, a rede de transmissão é mais detalhada e são representadas diversas restrições operativas. A Figura 13 mostra o encadeamento dos modelos de curtíssimo a médio prazo, utilizados como parâmetro oficial para planejamento do sistema elétrico brasileiro. (FERNANDES, 2018)

Figura 13 – Processo de Planejamento da Operação;



Fonte: (FERNANDES, 2018)

O modelo NEWAVE considera a capacidade de regularização plurianual do sistema e a aleatoriedade das afluições aos reservatórios, por meio da otimização de um grande número de cenários hidrológicos, realizando o cálculo de índices probabilísticos de desempenho do sistema, para cada mês. (HENRIQUES, 2019)

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é minimizar o Custo Total, no horizonte considerado, que consiste na soma dos custos variáveis de todas as

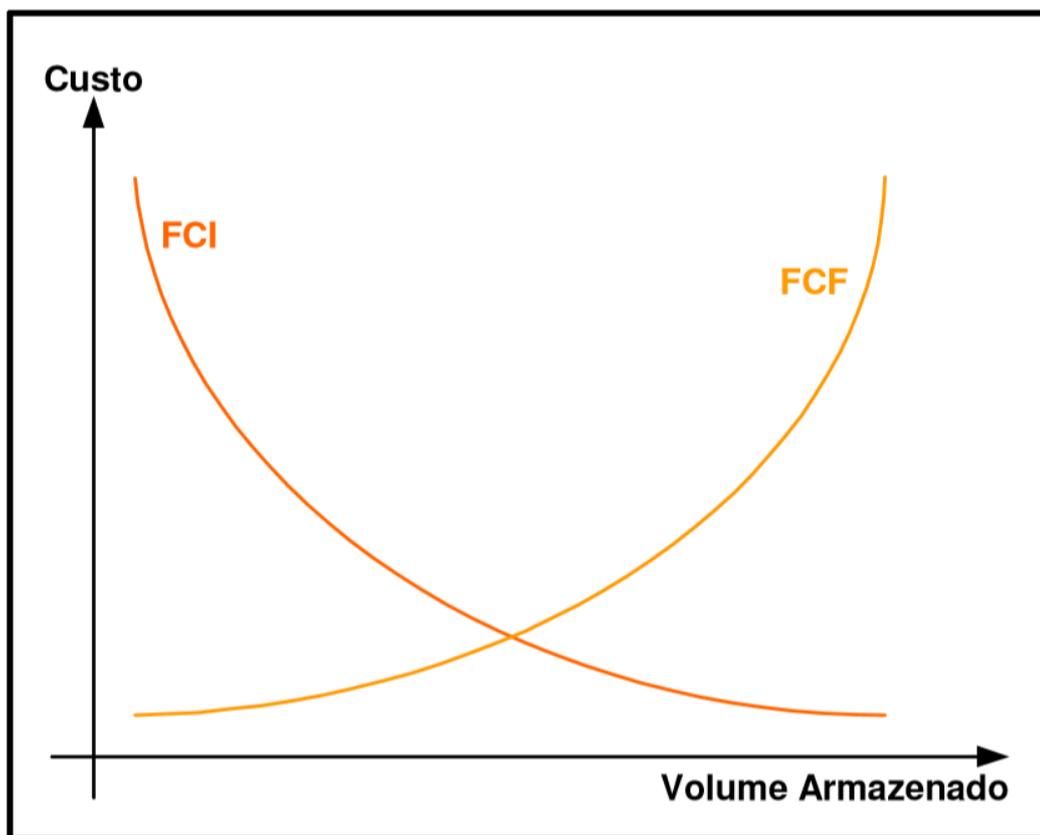
usinas utilizadas. Dentre os custos variáveis estão o custo de geração térmica, relacionado ao custo variável do combustível das usinas e o custo de *déficit*, quando parte da demanda não é atendida, também denominado custo associado à falta ou racionamento de energia elétrica . (ANEEL, 2016)

Para otimização do planejamento energético a médio prazo são necessárias decisões de geração por usina, de origem hidroelétrica e termoeétrica, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga. Estes valores são determinados de modo a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período. (ANEEL, 2016)

O Custo Total é formado por duas parcelas: o Custo Imediato e o Custo Futuro. A primeira é referente às decisões tomadas no presente e a segunda, as estimadas para o futuro. Uma vez que o sistema brasileiro, ainda é predominantemente hídrico, há a interdependência no tempo, sendo portanto, o Custo Futuro influenciado pelas decisões do presente (ANEEL, 2016)

O Custo Futuro e o Custo Imediato estão expressos nas curvas da figura 14.

Figura 14 – Curvas de Custo Imediato (FCI) e Custo Futuro (FCF);



Fonte: (ANEEL, 2016)

A curva de Custo Imediato é decrescente, uma vez que o atendimento, utilizando água no presente, provoca um esvaziamento do volume do reservatório e resulta em um baixo custo, pois havia água disponível para ser utilizada. Caso as térmicas sejam despachadas, o volume do reservatório é alto e o Custo Imediato também alto. A curva de Custo Imediato é função do nível de armazenamento do reservatório no final período em estudo. (ANEEL, 2016)

Já a curva de Custo Futuro é crescente. Com o reservatório vazio, haverá o uso de térmicas para suprir a energia, portanto o custo, relativo ao gasto com combustível, é alto; com o reservatório cheio, o custo será baixo, pois existe água para ser utilizada. A curva de Custo Futuro é uma consequência das decisões tomadas no presente. (ANEEL, 2016)

A curva de Custo Futuro é denominada Função de Custo Futuro e a sua inclinação indica a variação do Custo Futuro em relação ao volume armazenado. A derivada desta função é conhecida como Valor da Água. (ANEEL, 2016)

A curva de Custo Imediato representa os custos de geração térmica e déficit (acionamento de energia) e a sua inclinação para cada volume corresponde ao custo de geração térmica ou déficit necessário para se atingir aquele volume armazenado no fim do período de planejamento. (ANEEL, 2016)

Através da Função de Custo Futuro e a curva de Custo Imediato, o despacho energético que produzirá o menor Custo Total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica, tornando igual o Valor da Água em relação ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada. Isso ocorre devido a curva de Custo Imediato ser decrescente. (ANEEL, 2016)

A curva de Custo Total é a soma das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro, representado na figura 8. O mínimo desta curva, onde se garante o menor Custo Total, é o ponto chave para a estratégia de tomada de decisões no presente para que o reservatório tenha como meta a alcançar. Portanto, a soma das inclinações das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro se anula no ponto de menor Custo Total. (ANEEL, 2016)

O Custo Imediato corresponde às despesas com o pagamento do combustível utilizado para a geração das usinas termoelétricas, sendo um valor de fácil obtenção. Já o Custo Futuro depende das aflúncias (vazões) que vão ocorrer nos rios em que estão localizadas as usinas hidrelétricas. (CYRILLO, 2018)

Portanto, o Custo Futuro apenas é determinado através do estudo do comportamento estatístico das aflúncias, pois há a necessidade de determinação da situação futura. (CYRILLO, 2018)

O modelo PAR(p), auto-regressivo periódico de ordem p, é um modelo estocástico, usado no NEWAVE, que se ajusta ao comportamento das aflúncias conhecidas. Por este

modelo, as afluições dependem das afluições que ocorrem nos mesmos locais em até p meses anteriores. (CYRILLO, 2018)

No modelo NEWAVE foi adotada a técnica conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. O método garante que o Custo Futuro calculado em cada estado seja ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses consideradas. (CEPEL, 2013)

Além do Custo Futuro, também é calculado através da técnica, a taxa de variação do Custo Futuro nas vizinhanças do estado em que este foi calculado (derivada do Custo Futuro). Por estado entende-se o nível correspondente de armazenamento do reservatório de uma usina hidrelétrica em um intervalo de tempo. Este é o modelo usado no programa computacional NEWAVE. (CEPEL, 2013)

Esta técnica, usada no modelo NEWAVE, foi empregada ao invés da tradicional programação dinâmica estocástica, devido ao problema da dimensionalidade associado à discretização do espaço de estados, pois é necessário construir a estratégia para operação de múltiplos reservatórios. A técnica empregada calcula o Custo Futuro, apenas para um número reduzido de estados, mantendo da mesma forma a construção de uma boa estratégia. (CEPEL, 2013)

Os poucos estados representativos para o cálculo do Custo Futuro são selecionados através da simulação da operação utilizando algumas sequências de afluições sorteadas a partir da distribuição estatística. (CEPEL, 2013)

Existem dois tipos de enfoque para as simulações, o enfoque árvore e o pente, utilizados respectivamente pelos modelos DECOMP e NEWAVE. No enfoque “pente” todos os cenários se ramificam apenas a partir do início do horizonte e cada cenário tem a duração do horizonte de estudo, ao contrário do enfoque árvore que cada hipótese se ramifica sucessivamente em cada etapa. (CEPEL, 2013)

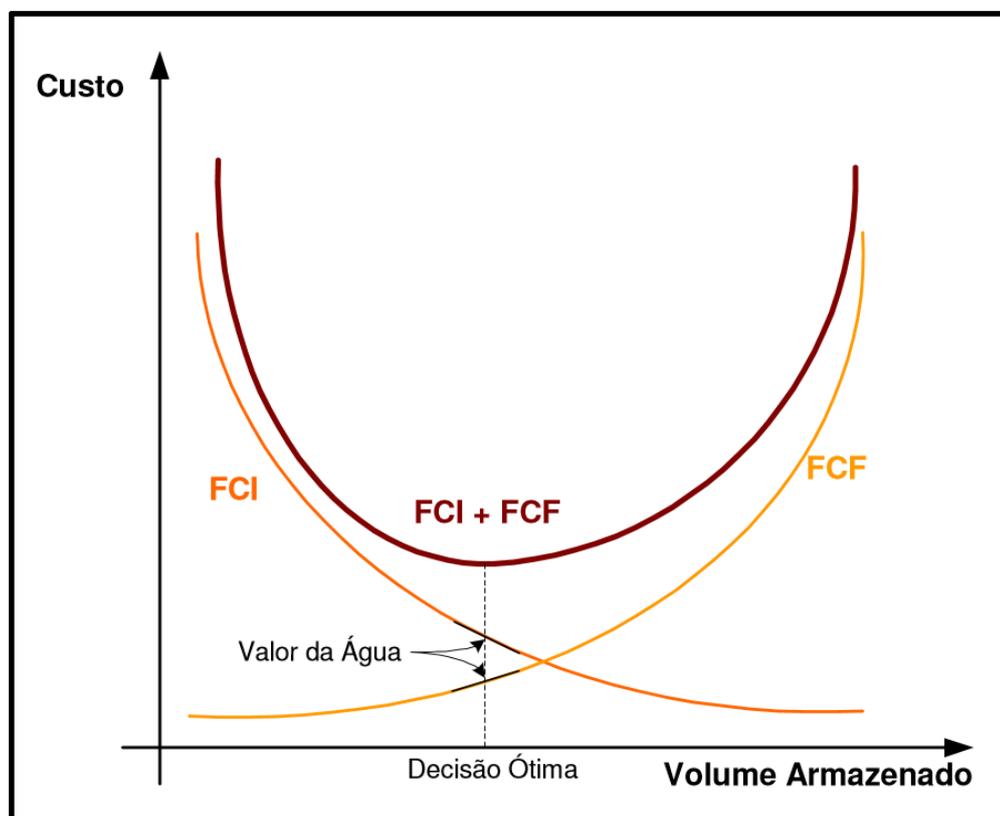
Com isso, no enfoque pente a dimensão se mantém inalterada com o número de etapas, que pode ser extenso. (CEPEL, 2013)

O cálculo do Custo Futuro pelo enfoque pente faz com que os cenários não se ramifiquem a cada etapa. O processo iterativo fornece apenas uma única função de Custo Futuro em cada etapa. Neste tipo de enfoque o estado não é apenas o nível do reservatório, pois leva em consideração também a afluição anterior, ou seja, é uma combinação do nível de armazenamento e da afluição anterior. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

A cada estado é calculado o Custo Futuro e a sua derivada, contudo a derivada não é uma reta e sim um plano, uma vez que o Custo Futuro varia em função do nível de

armazenamento e da afluência anterior, como demonstrado na Figura 15. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

Figura 15 - Derivada do Custo Futuro pelo enfoque Pente;



Fonte: (ANEEL, 2016)

A chamada otimização *forward*, simulação que parte do início ao final do horizonte, define os estados e a *backward*, simulação que parte do final ao início do horizonte no sentido inverso do tempo, calcula o Custo Futuro, e sua derivada, em cada estado. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

Na otimização *backward*, são sorteados alguns cenários adicionais de afluências partindo do estado atual, para que seja calculado o Custo Futuro em um novo estado. Para tal é desconsiderada temporariamente a hipótese de afluência que foi utilizada na otimização *forward*. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

O Custo Futuro e sua derivada são calculados como sendo a média dos custos e derivadas fornecidos por cada uma das aberturas. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

Finalmente, como a afluência anterior está representada, todos os estados de uma mesma etapa, qualquer que seja o cenário de afluência anterior, possuem apenas uma única função de

Custo Futuro a qual representa os Custos Futuros e suas respectivas derivadas. (CEPEL, 2013) e (ANEEL,2016)

Para acompanhamento do processo iterativo há um Custo Futuro Estimado, elaborado a partir do início do horizonte para então ser comparado com o Custo Médio Simulado no final do horizonte. Pelo fato de não existir informação do futuro antes de iniciar a primeira otimização *forward*, o Custo Futuro Estimado é nulo. (CEPEL, 2013)

O Custo Futuro no enfoque pente é calculado com cenários de afluência diferentes dos utilizados na otimização *forward*. Para o enfoque pente, considera-se um intervalo de confiança para o Custo Médio Simulado e há a exigência de que o Custo Futuro estimado situe-se dentro deste intervalo, que é de 95% de probabilidade. (CEPEL, 2013)

A nomenclatura do Modelo computacional NEWAVE, segundo (CEPEL, 2013):

- LINF - Limite inferior do intervalo de confiança do Custo Médio Simulado
- LSUP - Limite superior do intervalo de confiança do Custo Médio Simulado
- ZINF - Custo Futuro estimado
- ZSUP - Custo médio simulado

Com relação ao Custo Médio Simulado é possível fazer a sua distribuição estatística (distribuição normal). Este é obtido para um único estado de partida, pois o processo regressivo (*backward*) termina no ponto de partida do estudo, já aquele é obtido individualmente para cada um dos cenários em pente. (CEPEL, 2013)

O Modelo NEWAVE é essencialmente composto de quatro fases de processamento, segundo (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018). Basicamente, cada um dos quatro módulos principais que constituem o sistema, realizam uma das funções abaixo:

1. Cálculo do Sistema Equivalente: calcula os subsistemas equivalentes de energia a partir de uma configuração definida nos dados de entrada;
2. Energias Afluentes: são estimados os parâmetros estocásticos do modelo, PAR(p), que gera as séries sintéticas de energias naturais afluentes utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e as séries sintéticas de energia afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação;
3. Cálculo da Política de Operação: determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, baseado em PDDE, levando

em conta as incertezas nas afluições futuras e os patamares de carga própria e déficit, além de calcular a função de Custo Futuro;

4. Simulação da Operação: há a simulação da operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas. Os índices de desempenho são calculados, como o custo esperado da operação, o risco e profundidade de déficit, a distribuição de frequência dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas.

No modelo NEWAVE é adotada a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único reservatório equivalente de energia, pois os estudos são de médio prazo e o principal objetivo é obter índices plurianuais de atendimento ao consumo. Os principais parâmetros deste sistema equivalente são, segundo (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018):

- Energia Armazenada: é a energia que pode ser obtida no sistema através do deplecionamento dos reservatórios operando em paralelo, sem considerar as afluições adicionais. A energia armazenável máxima é estimada pela energia obtida com o esvaziamento completo dos reservatórios do sistema, de acordo com a política de operação estabelecida.

- Energia Controlável Afluente: é a energia que pode ser obtida pelas vazões que fluem a todos os reservatórios de todas as usinas de uma mesma região. O termo controlável é devido ao ONS ter o controle de estocar ou utilizar a água.

- Energia fio d'água bruta: é a energia obtida pela soma das vazões que chegam as usinas que não possuem reservatório capaz de regularizar a vazão por um período mensal.

- Energia fio d'água líquida: representa a máxima energia que pode ser oriunda das vazões que chegam a estas usinas que não tem a capacidade de estocar. Portanto estas vazões de água são geradas ou vertidas.

- Energia de Vazão Mínima: é energia oriunda da vazão mínima obrigatória de cada usina com reservatório.

- Energia de Desvio da água: é decorrente das afluições necessárias à retirada ou adição de água de uma usina hidrelétrica com ou sem reservatório.

- Energia Evaporada: equivale ao somatório da perda mensal de energia armazenada por evaporação.

- Geração de Pequenas Usinas: é a energia disponível nas pequenas usinas não incluídas na configuração.

- Energia de Volume Morto: é a energia obtida pelas afluições necessárias ao enchimento do volume morto dos novos reservatórios;

- Energia das Usinas Submotorizadas: é o valor energético disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, durante o período de motorização e até que seja instalada sua potencia base.

As usinas termoelétricas são representadas por conjuntos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas) e os parâmetros básicos destas classes são:

- Geração mínima;
- Geração máxima;
- Custo incremental de operação;

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade termoelétrica de capacidade igual a carga, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. Para diferenciar distintos níveis de importância de interrupções deste fornecimento, o déficit de energia é dividido em patamares. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018):

A cada patamar de déficit é atribuído um valor de profundidade do mercado que indica a porcentagem deste mercado que corresponde a este patamar de déficit. O somatório destas profundidades é igual a uma unidade, representando o caso extremo onde todo o mercado está em situação de déficit. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

É permitida a existência de no máximo, quatro patamares de déficit que são:

#### 1. Subsistemas ou Subsistemas

No modelo, os subsistemas considerados correspondem as regiões do Brasil, mas a região Centro-Oeste e o Sudeste são unidas em um único subsistema. Portanto há quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste. Também há a representação dos principais troncos de transmissão entre os subsistemas. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

#### 2. Carga

A demanda de um subsistema é atendida através das gerações hidráulica e térmica do subsistema, além das trocas de energia através dos intercâmbios. No instante de atendimento da carga, duas principais componentes são analisadas:

- A carga não foi atendida por falta de água nos reservatórios;
- A carga não foi atendida em determinada hora de alto consumo por falta de potência disponível nas máquinas.

Para representar esta segunda situação, a carga no programa é dividida em três patamares: leve, média e pesada. Desta forma, então, todas as variáveis relacionadas à demanda são divididas nos mesmos níveis, os patamares de carga. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

### 3. Sistema de Transmissão

As linhas de transmissão, que representam a capacidade de interligação entre os subsistemas, são representadas por meio dos limites de intercâmbio de energia (MWmês) e podem ser diferenciadas por patamar de carga. No modelo NEWAVE estão previstas possíveis perdas de energia no fluxo entre subsistemas. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

### 4. Curva de Aversão ao Risco

A curva de aversão ao risco é uma ponderação que ultrapassa a questão dos requisitos de segurança, ou seja, vai além da operação por mínimo custo. É formada por níveis de armazenamento que evitam o esvaziamento dos reservatórios, de cada subsistema, pelos dois primeiros anos do horizonte de estudo, considerando-se severas condições hidrológicas. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

Se algum subsistema estiver abaixo da Curva de Aversão ao Risco, na otimização do NEWAVE, o valor da água será incrementado de uma penalidade de referência, a qual automaticamente provoca o acionamento de todas as fontes de geração de energia, dentro daquele subsistema. (CEPEL, 2013) e (CYRILLO, 2018)

Os dados de entrada do modelo NEWAVE são organizados em 34 arquivos de entrada, no formato binário, cada um tratado por uma rotina de leitura específica. Os dados são, segundo (CEPEL, 2013) e (PEREIRA SOARES, 2015):

- Dados gerais de período da simulação;
- Dados de subsistemas;
- Dados da configuração hidroelétrica;
- Dados das séries históricas de vazões afluentes dos postos fluviométricos;
- Dados das características das usinas hidroelétricas;
- Dados de alteração de características de usinas hidroelétricas;
- Dados de vazões afluentes;
- Dados de configuração térmica;
- Dados das características de usinas térmicas;
- Dados de classes térmicas;
- Dados de patamares de mercado;
- Dados de expansão da geração hidroelétrica;
- Dados de expansão da geração térmica;
- Dados de manutenção programada para usinas térmicas;
- Dados de energias afluentes anteriores ao primeiro mês do horizonte de

planejamento;

- Dados de vazões a serem desviadas das usinas hidroelétricas;
- Dados de fatores de perdas nos fluxos de energia entre subsistemas;
- Dados de geração térmica mínima;
- Dados de penalidade;
- Dados da curva de aversão ao risco;
- Parâmetros para simulação com a série histórica de vazões afluentes.

Alguns dos dados do arquivo de Dados Gerais podem ser considerados parâmetros da otimização e não deveriam ser alterados a cada novo teste, pois são integrantes da calibragem do modelo. (CEPEL, 2013) e (PEREIRA SOARES, 2015). Tais dados, também servem de referência para o alinhamento entre otimizações simultâneas de modelos lineares e não lineares, como utilizado na comparação detalhada neste trabalho.

Outros dados, deste arquivo de dados gerais, são parâmetros definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, onde estão: o número de simulações *forward*, número de aberturas, a ordem máxima PAR(p), a tolerância e o número mínimo de iterações. (CEPEL, 2013) e (PEREIRA SOARES, 2015)

Existem duas opções de execução do modelo NEWAVE, as quais foram criadas para possibilitar o cálculo do módulo de otimização final de forma independente dos demais módulos. A primeira opção é executar apenas a otimização final usando uma estratégia (função de custo futuro) pré-estabelecida. A segunda é executar o cálculo da estratégia seguido da otimização final. (CEPEL, 2013) e (PEREIRA SOARES, 2015)

O modelo NEWAVE fornece uma política otimizada para a operação de subsistemas hidrotérmicos interligados. Esta política, definida por meio de uma função de custo futuro, para cada estágio do período de planejamento, relaciona o estado do sistema (energia armazenada no início de um estágio “t” e a energia afluyente no estágio imediatamente anterior) com o valor esperado do custo de operação, a partir daquele estágio “t” até o final do horizonte de planejamento. (CEPEL, 2013) e (DE ARAÚJO JUNIOR, 2013)

O programa também produz um arquivo contendo o relatório de acompanhamento do programa e um arquivo contendo o relatório de acompanhamento da geração de séries sintéticas de energias afluentes para as simulações *forward*, *backward* e final. (CEPEL, 2013) e (DE ARAÚJO JUNIOR, 2013)

O relatório final do NEWAVE contém os seguintes dados, segundo CEPEL (2013):

- Mercado líquido de todos os subsistemas;

- Energia armazenada no início do estágio de todos os subsistemas;
- Energia afluyente total de todos os subsistemas;
- Geração hidráulica de todos os subsistemas;
- Vertimento de todos os subsistemas;
- Energia armazenada no final do estágio de todos os subsistemas;
- Energia a fio d'água de todos os subsistemas;
- Energia de vazão mínima de todos os subsistemas;
- Energia evaporada de todos os subsistemas;
- Energia de enchimento de volume morto de todos os subsistemas;
- Total de geração térmica por classe de todos os subsistemas;
- Déficit em cada um dos patamares de déficit de todos os subsistemas;
- Custo marginal associado a equação de balanço hídrico de todos os subsistemas;
- Custo marginal associado a equação de atendimento a demanda de todos os subsistemas;
- Intercâmbio entre os subsistemas;
- Excesso de geração térmica mínima, fio d'água e vazão mínima;
- Energia afluyente bruta sem correção de todos os subsistemas;
- Energia controlável corrigida de todos os subsistemas;
- Geração hidráulica máxima de todos os subsistemas;
- Energia controlável referente ao desvio de água por subsistema;
- Energia fio d'água referente ao desvio de água por subsistema;
- Benefício do intercâmbio;
- Fator de correção de energia controlável;
- Invasão da restrição de curva de aversão;
- Acionamento do mecanismo de aversão ao risco;
- Penalidade por invasão da curva de aversão ao risco.

O módulo NWLISTOP tem a função de transcrever os arquivos de saída do NEWAVE não formatados, em relatórios com formato de texto. O período de tempo e as informações são selecionados pelo usuário. (CEPEL, 2013)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) autorizou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a utilizar o programa computacional NEWAVE no ano de 2000, para o planejamento e programação da operação. O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), o qual foi sucedido posteriormente pela Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE), em

2004, também foi autorizado a usar o mesmo programa para o cálculo do preço de liquidação das diferenças (PLD) da energia elétrica, na mesma época. (CYRILLO, 2018) e (DEUS, 2008)

Entre junho de 2001 e final de 2008, as seguintes alterações do NEWAVE, podem ser consideradas como as mais significativas, segundo (CYRILLO, 2018) e (DEUS, 2008):

- junho de 2001, a ANEEL prorrogou o uso do programa, adotando a modalidade do programa com racionamento preventivo;
- em 2004, a ANEEL aprovou a versão 11.2, nomeada oficialmente de versão 12, com a função referente à incorporação do mecanismo de representação da aversão a risco de racionamento desabilitada;
- no início de 2007, a ANEEL aprovou a versão 12.6, nomeada oficialmente como versão 13, sendo que o ONS deveria elaborar e disponibilizar, mensalmente, aos agentes, em até sete dias após o Programa Mensal de Operação, nota técnica contendo: (i) as séries de energia geradas para simulação forward e backward; (ii) as restrições ativas (cortes) que dão origem aos resultados; (iii) outras informações que julgasse relevante;
- em outubro de 2007, a ANEEL aprovou a versão 13.a, a primeira em sistema operacional LINUX, sendo que o ONS deveria alterar o número máximo de iterações de 30 para 45 no Procedimento de Rede - Submódulo 23.4, com a ressalva de que caso a convergência não fosse atingida até a 45ª iteração, este último resultado seria o válido;
- em julho de 2008, a ANEEL aprovou a nova versão 14 do programa computacional NEWAVE, com a função de consideração da tendência hidrológica habilitada, tanto para o cálculo da estratégia de operação quanto para a otimização final;

A partir do ano de 2009 as atualizações do modelo NEWAVE tornam-se mais frequentes e profundas, principalmente após a crise hídrica ocorrida na região sudeste, na qual a influência dos volumes individualizados de cada reservatório começaram a ser analisados com maior profundidade. O programa de P&D Estratégico da ANEEL de 2008, também teve influência significativa para a aceleração dessas mudanças, conforme mostrado anteriormente na figura 3. A tabela 1 a seguir traz um resumo das principais mudanças de 2008 até junho de 2019. (CEPEL, 2020)

Tabela 1 – Resumo de modificações do modelo NEWAVE de 2009 a 2019;

Data	Nº	Título
jun/19	3202/2019	Definição do Momento de Aplicação da Técnica de Reamostragem de Cenários Forward no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica e a Avaliação da Qualidade da Função de Custo Futuro
dez/18	10783/2018	Análise da inflexão do custo marginal de operação no modelo NEWAVE entre os quarto e quinto estágios temporais ao se adotar a representação de 12 REEs para o Sistema Interligado Nacional
dez/2018	14086/18	Complementação da análise do processo de geração de cenários sintéticos de energia natural afluyente considerando uma configuração com 12 REEs
dez/2018	13612/18	Avaliação de Alternativas para Escolha do Representante no Processo de Agregação da Amostragem Seletiva
jun/18	6606/18	Aplicação da Reamostragem de Séries de Afluências no modelo NEWAVE
dez/17	27538/17	Análise do comportamento do custo marginal de operação do modelo NEWAVE ao se passar da representação de 9 para 12 reservatórios equivalentes de energia.
jun/17	11138/17	Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica - Aplicação ao Modelo NEWAVE.
set/16	20429/16	NOVA SAR: Aprimoramentos na superfície de aversão ao risco (SAR) para o problema de planejamento de médio/longo prazo da operação hidroérmica (modelo NEWAVE)
jul/16	3246/16	Manual do usuário: conversor de dados NEWAVE para DECOMP (NWV2DC)
mar/14	37714/13	Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013.
		Nota técnica nº 64 (revisão 1) - Aprimoramentos no cálculo da energia de submotorização no modelo NEWAVE (Outubro 2012);
		Nota técnica nº 65 - Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco - Superfície de Aversão a Risco (Maio 2013);
		Nota técnica nº 66 - Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco - Valor Condicionado a um Dado Risco (Maio 2013).
dez/10	46538/10	Notas técnicas do projeto NEWAVE - 2010
		Nota técnica nº 42 (revisão 3) - Aplicação de Técnicas de Agregação na Geração de Cenários Hidrológicos para o Planejamento de Médio Prazo (Abril 2010);
		Nota técnica nº 49 (revisão 1) - Incorporação da Variação Temporal da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada no NEWAVE (Agosto 2010);
		Nota técnica nº 50 (revisão 2) - Incorporação da Variação Temporal do Custo Variável Unitário de Usinas Termoelétricas no NEWAVE (Agosto 2010);
		Nota técnica nº 52 - Modelagem da função de perdas a fio d'água através de MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines) (Agosto 2010);
		Nota técnica nº 54 (revisão 2) - Aprimoramento no Cálculo da Energia de Submotorização no Modelo NEWAVE (Agosto 2010);
		Nota Técnica nº 58 (revisão 1) - Aprimoramento do Modelo Equivalente de Energia para Representação de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados com Vínculo Hidráulico (Agosto 2010);
dez/10	46538/10	Nota técnica nº 61 - Atribuição de Custo à Geração Hidráulica (Abril 2010);
		Nota técnica nº 62 (revisão 1) – Cargas e Ofertas Adicionais (Agosto 2010);

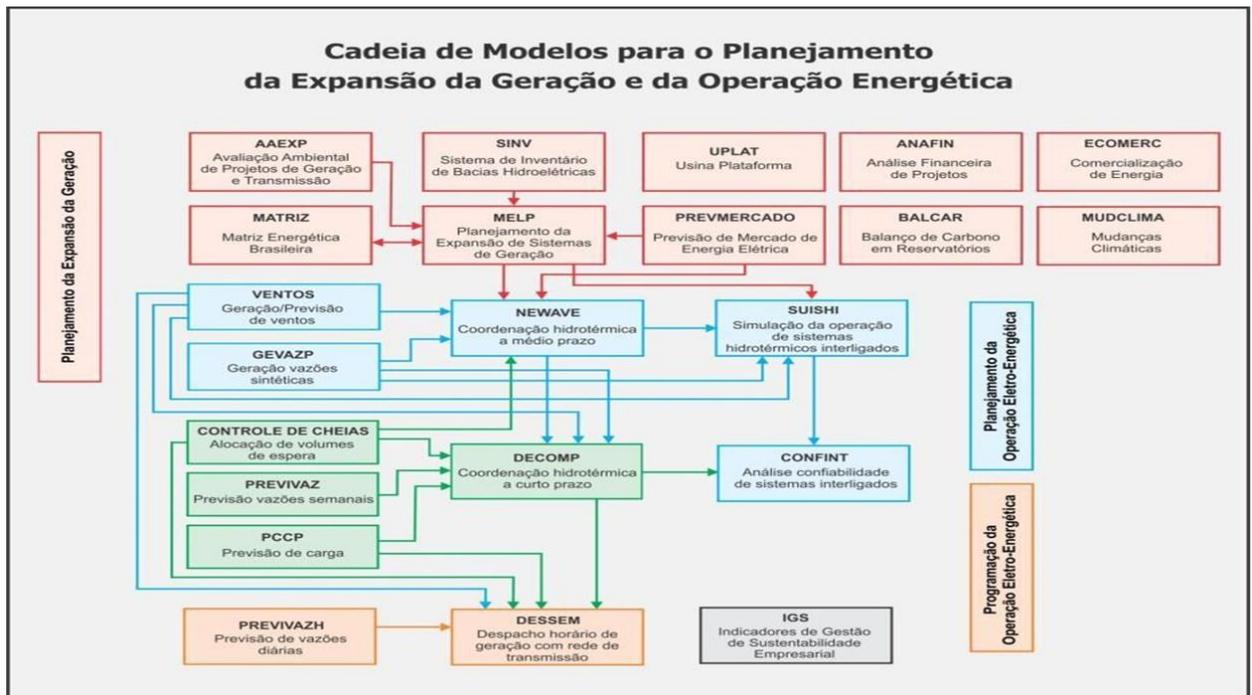
		Nota Técnica nº 63 (revisão 2) - ariação do Canal de Fuga no Cálculo do Sistema Equivalente de Energia (Agosto 2010).
dez/10	47213/10	Proposta metodológica para recálculo de garantia física de energia de usinas hidrelétricas e termelétricas.
out/10	37884/10	Revisão bibliográfica - programação estocástica multi-estágio e critérios de parada para a programação dinâmica dual.
dez/09	47530/09	Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE (nº 1345) emitidas entre os anos de 2007 e 2009
		Nota técnica nº 29 - Possibilidade de adoção de simulação forward inicial para determinação dos estados de armazenamento para a primeira recursão backward no processo iterativo do modelo NEWAVE (Abril 2007);
		Nota técnica nº 30 - Simulação final utilizando uma única série sintética com comprimento de 10.000 anos (Março 2007);
		Nota técnica nº 31 - Variação temporal da restrição de vazão mínima obrigatória e consideração de penalidades ao não atendimento dessa restrição (Março 2007);
		Nota técnica nº 34 - refinamento da discretização de estados para a primeira recursão do processo iterativo de cálculo da função de custo futuro, com fixação de subconjunto de estados a serem visitados a cada recursão (Abril 2007);
		Nota técnica nº 35 - Consideração de restrição de disponibilidade de combustível para conjuntos de classes térmicas, da possibilidade de utilização de mais de um combustível por classe térmica e da possibilidade de variação mensal do custo unitário das classes térmicas. (Abril 2007);
		Nota técnica nº 36 - Avaliação do impacto do ajuste na parcela de meta de desvio de água controlável da derivada do corte de Benders na versão 12b do NEWAVE (Setembro 2007);
		Nota técnica nº 39 - Alteração na indexação do vetor de configuração da parábola de geração hidráulica máxima - Revisão 1 (Setembro 2007);
		Nota técnica nº 40a - Análise da nota técnica ONS - Metodologia para consideração do intervalo de confiança para as auto-correlações temporais para usono modelo PAR(p) (Janeiro 2009);
		Nota Técnica nº 42 - Aplicação de técnicas de agregação na geração de cenários hidrológicos para o planejamento de médio prazo (Novembro 2008);
		Nota técnica nº 43 - Representação da correlação cruzada na geração de cenários de aflúncias para o planejamento da operação energética de médio prazo (Setembro 2009);
		Nota técnica nº 44 - Intercâmbio mínimo com variável de folga (Junho 2009);
dez/09	47530/09	Nota técnica nº 45 - Representação de restrições de intercâmbios com agrupamento livre - Atualização da Nota Técnica nº 21 (Março 2009);
		Nota técnica nº 46 - equalização das penalidades de intercâmbio de energia entre os subsistemas (Março 2009);
		Nota técnica nº 47 - Consideração de penalidades ao não atendimento da restrição de vazão mínima obrigatória (Junho 2009);
		Nota técnica nº 55 - Procedimento de solução da biblioteca de otimização (Maio 2009);
		Nota técnica nº 56 - Execução do módulo de geração de cenários sintéticos de energia natural afluyente num ambiente de processamento distribuído (Setembro 2009).
nov/09	36587/09	Proposta de Modelagem do Despacho das Usinas Términas à GNL nos Modelos DECOMP e NEWAVE
out/09	53694/09	Notas técnicas do projeto NEWAVE - Anos 2005 e 2006
		Nota técnica 11 - Aperfeiçoamento da política de operação no planejamento do sistema interligado brasileiro contemplando sistemas de pequeno porte;

	Nota técnica 12 - Consideração da variação temporal da cota média do canal de fuga das usinas hidrelétricas no sistema equivalente de energia;
	Nota técnica 13 - Compatibilização do número de horas no mês;
	Nota técnica 14 - Atualização do cálculo da geração hidráulica máxima;
	Nota técnica 15 - Disponibilização das parcelas do valor esperado do custo total de operação;
	Nota técnica 16 - Separação da energia de outros usos d'água;
	Nota técnica 17- Uso concomitante de curva de aversão ao risco e volume mínimo operativo com penalidade;
	Nota técnica 18 - Formação dos períodos estáticos inicial e final;
	Nota técnica 19 - Discretização específica da variável de estado armazenamento no início do mês;
	Nota técnica 20 - Flexibilização dos limites de intercâmbio;
	Nota técnica 21 - Representação de restrições de intercâmbios com agrupamento livre;
	Nota técnica 22 - Estratégia de solução durante a solução de um problema de programação linear pelo método primal simplex análogo ao método dual simplex;
	Nota técnica 23 - Definição individual do horizonte de manutenção de usinas termelétricas;
	Nota técnica 24 - Restrição de geração hidráulica mínima;
	Nota técnica 25 - Manutenção programada para usinas hidroelétricas;
	Nota técnica 26 - Revisão da regra de classificação das usinas hidráulicas;
	Nota técnica 27 - Consideração das parcelas de desvio e acréscimo de água a fio d'água nas restrições de geração hidráulica máxima;
	Nota técnica 28 - Simulação da operação do sistema interligado nacional utilizando duas políticas ótimas de operação calculadas considerando curvas de aversão a risco distintas.

Fonte: (CEPEL, 2019);

A figura 16 traz a cadeia atual de modelos para planejamento da operação e expansão do SIN. Nesta figura é possível discernir superficialmente o fluxo de dados de um modelo para o outro, bem como os modelos responsáveis pela estruturação inicial dos dados de afluições de chuvas e ventos.

Figura 16 – Cadeia de Modelos para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética



Fonte: CEPEL (2019);

## 6 Evolução do modelo HIDROTERM

O HIDROTERM consiste em um SSD do planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte considerando as usinas hidrelétricas individualizadas, incluindo de forma integrada modelos matemáticos de análise e tomada de decisão para o planejamento da operação hidráulica do sistema hidrelétrico e para o planejamento da geração térmica e intercâmbios de energia (ZAMBON, 2007).

O modelo foi criado objetivando o desenvolvimento de uma interface gráfica amigável, na linha dos SSD's para facilitar a entrada de dados. O processamento do modelo e a visualização dos resultados por analistas e gestores de sistemas hídricos dos mais diversos tipos, incorporando ao modelo da operação conjunta com as usinas termelétricas e intercâmbios de energia entre subsistemas; ao revisar as equações usadas em outros SSDs, incorporou (ZAMBON, 2008):

- 1) Representação individualizada das usinas hidrelétricas;
- 2) Consideração de não linearidades nas relações entre as variáveis como as perdas por evaporação e a produtividade em função do armazenamento;
- 3) A variação da demanda;
- 4) A expansão do sistema;
- 5) Um modelo de simulação com regras de operação que possuem soluções iniciais completas, importantes para a melhoria da eficiência da solução com a programação não linear (PNL).

O HIDROTERM é um sistema que pode ser adotado não apenas na estrutura do SIN mas também em qualquer outras configurações de sistemas hidrotérmicos.

O sucesso da operação do sistema elétrico brasileiro está fortemente relacionado com a previsão hidrológica, e com a demanda futura de energia. Situações perfeitas como uma maior utilização da água dos reservatórios no período seco e o enchimento no período úmido subsequente, ocasionaria o baixo custo, sem prejudicar o atendimento da demanda futura. Portanto, se for conhecida a previsão de estiagem, preservam-se os armazenamentos nos reservatórios, utilizam-se mais as termelétricas, o que ocasiona o aumento dos custos de produção de energia, porém o atendimento da demanda futura estaria assegurado.

Analisando os cenários de demanda e oferta de energia no Brasil entende-se que as principais questões a serem tecnicamente examinadas no processo de operação são:

1. Qual a maneira de atender a demanda de energia de modo a minimizar custos e garantir o atendimento da demanda futura para um sistema majoritariamente hidrelétrico?
2. Como incorporar a previsão hidrológica no processo de decisão?
3. Qual a melhor maneira de operar um sistema de reservatórios complexo como o brasileiro, levando-se em consideração que a energia hidráulica é a fonte mais barata e a que menos impacta negativamente o meio ambiente?

Há uma série de metodologias propostas para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos formados por um conjunto de usinas hidrelétricas e reservatórios interligados mais usinas termelétricas e intercâmbio operados para geração e atendimento a demandas de energia elétrica.

O HIDROTERM adota como metodologia dois modelos que podem ser utilizados separadamente ou de forma integrada, são eles (ZAMBON, 2008):

- 1) Processa-se o modelo HIDRO, cuja função é otimizar o sistema considerando as usinas individualizadas e aproveitando ao máximo a capacidade hidrelétrica instalada, aumentando a eficiência do uso de uma fonte de energia renovável e barata (hidrelétrica);
- 2) Processa-se o modelo TERM para otimizar o despacho térmico e intercâmbio entre os diversos subsistemas.

A implementação do modelo de otimização foi elaborada por meio do software GAMS, com interface gráfica adicional para entrada de dados, simulação e verificação dos resultados desenvolvidas em DELPHI. Salienta-se que o banco de dados possibilita atualizações mensais.

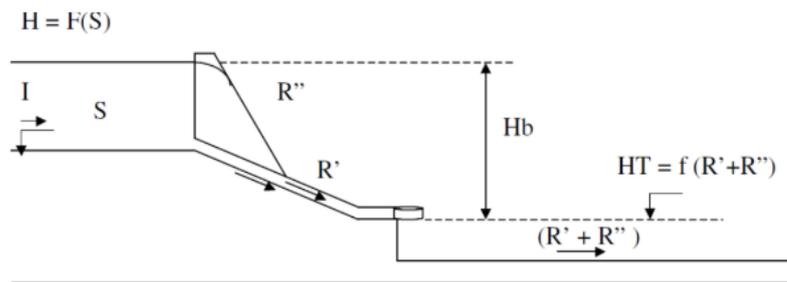
Segundo Falcetta (2015) o HIDROTERM é fundamentado nas bases da programação não linear e inclui meios de análise do sistema hidrelétrico, bem como planejamento da geração térmica e mecanismos de intercâmbio de energia.

É considerado um sistema flexível porque permite a inserção consideração fontes de geração energética, simulação de diferentes cenários de expansão do sistema, usos múltiplos da água além de uma série de restrições de ordem ambiental.

## 6.1 Modelo Hidro

No processo de geração de energia, de forma simplificada, a função de uma barragem de uma usina hidrelétrica é criar diferença de nível entre o reservatório a montante e o canal de fuga a jusante. A energia potencial criada por meio desta diferença de cotas é transformada em energia elétrica pelos conjuntos turbina-gerador, conforme demonstra a figura 17.

Figura 17 Esquema de uma usina Hidrelétrica;



Fonte: (Zambon 2008)

O presente modelo propõe explorar, ao máximo, a capacidade hidrelétrica, uma vez que este tipo de energia é considerado de baixo custo e renovável. Assim, quando o atendimento a demanda energética é realizado por outras fontes que não as hidrelétricas, poder-se-á considerar que os custos de geração de energia serão crescentes a medida em que aumenta a participação das fontes não-hidráulicas no atendimento a esta demanda.

O presente modelo é resolvido por Programação Não-Linear (PNL) que permite ganhos a medida que otimiza o armazenamento dos reservatórios em série para maximizar a produtividade e a geração total (ZAMBON, 2012).

A função objetivo do presente modelo é dada por:

$$\min ZN = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} dt_t * \left[ D_{k,t} - \sum_{j_k=1}^{ni_{ki}} Pi_{k,t} \right]^2 \quad (1)$$

Onde:

ZN : objetivo do modelo HIDRO ( $10^6$  s.MW<sup>2</sup>);

t : índice dos intervalos de tempo;

$n_t$  : número de intervalos de tempo;  
 $dt_t$  : duração dos intervalos de tempo ( $10^6$  s);  
 $D_{k,t}$  : demanda objetivo (MW);  
 $i$  : índice da usina e/ou reservatório;  
 $n_i$  : número de usinas;  
 $P_{i,t}$  : produção de energia pelas hidrelétricas (MW).

A demanda objetivo  $D_{k,t}$  será igual a demanda total menos as gerações fixas de termelétricas inflexíveis, PCHs, importações e outras fontes de energia (nuclear, eólica etc.).

Na medida que as fontes alternativas não-renováveis são solicitadas a situação do sistema se agrava uma vez que, ao longo de diversos intervalos de tempo; a função a ser otimizada pelo modelo HIDRO é condicionada à somatório da energia necessária para complementar a produção hidrelétrica em cada intervalo de tempo e em cada usina do SIN (FALCETTA, 2015).

As variáveis de decisão do modelo são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, para cada intervalo de tempo.

O modelo fica sujeito às seguintes restrições:

- 1) Vazão total, turbinada e vertida:

$$R_{it} = R'_{it} + R''_{it} \quad (2)$$

- 2) Continuidade para usinas com reservatórios de acumulação:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + dt_t \left[ \sum_{M_1=1}^{nm_i} R_{M_1,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - UC_{i,t} - DT_{i,t} \right] - E_{i,t} \quad (3)$$

- 3) Continuidade para usinas a fio d'água:

$$0 = dt_t \left[ \sum_{M_1=1}^{nm_i} R_{M_1,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - UC_{i,t} - DT_{i,t} \right] - E_{i,t} \quad (4)$$

- 4) Perdas devido a evaporação em usinas com reservatórios de acumulação:

$$E_{i,t} = \frac{A_{i,t} + A_{i,t-1}}{2} * IE_{i,t} \quad \text{ou} \quad E_{i,t} = A_{i,t-1} * E_{i,t} \quad (5)$$

- 5) Perdas devido a evaporação em usinas a fio d'água:

$$E_{i,t} = Af_i * IE_{i,t} \quad (6)$$

- 6) Capacidade e disponibilidade dos geradores:

$$P_{i,t} \leq P_i^{max} * ID_{i,t} \quad (7)$$

- 7) Armazenamento mínimo e máximo, sendo que o valor máximo pode variar sazonalmente para controle de cheias:

$$S_i^{min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{max} \quad (8)$$

- 8) Armazenamento ao final do horizonte de planejamento:

$$S_{i,t=nt} \geq S_{i,final} \quad (9)$$

9) Limites da Vazão ambiental e outros usos, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} \geq S^{min} \quad (10)$$

$$R_i^{min} * ID_{i,t} \leq R'_{i,t} \leq R'_{i,t}{}^{max} * ID_{i,t} \quad (11)$$

$$R''_{i,t} \geq 0 \quad (12)$$

10) Queda para usinas de reservatórios:

$$Hb_{i,t} = \frac{H_{i,t} + H_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (13)$$

11) Queda para reservatórios de usinas a fio d'água:

$$Hb_{i,t} = Hf_i - Hf_{i,t}, \quad (14)$$

12) Produção de energia:

$$P_{i,t} = \varepsilon_t \cdot Hb_{i,t} \cdot R_{i,t} \quad (15)$$

13) Nível d'água a montante do reservatório (constante em usinas a fio d'água):

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} * S_{i,t} + a_{2i} + S_{i,t}^2 + a_{3i} + S_{i,t}^3 + a_{41} * S_{i,t}^4 \quad (16)$$

14) Nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório:

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} * R_{i,t} + b_{2,i} + R_{i,t}^2 + b_{3i} + R_{i,t}^3 + b_{41} * R_{i,t}^4 \quad (17)$$

15) Curva Cota-Área do reservatório (constante em usinas a fio d'água):

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} * H_{i,t} + c_{2i} + H_{i,t}^2 + c_{3i} + H_{i,t}^3 + c_{41} * H_{i,t}^4 \quad (18)$$

16) Limite de Turbinamento em Função da Queda:

$$R_{i,t}^{max} = d_{0i} + d_{1i} * Hb_{i,t} + d_{2,i} + Hb_{i,t}^2 + d_{3i} + Hb_{i,t}^3 + b_{41} * Hb_{i,t}^4 \quad (19)$$

Aa variáveis são

- $m_i$  : índice de usina/reservatório imediatamente a montante de  $i$ ;
- $nm_i$  : número de usinas a montante de  $i$ ;
- $A_{i,t}$  : área do reservatório ( $km^2$ );
- $Af_i$  : área do reservatório a fio d'água ( $km^2$ );
- $DE_{i,t}$  : desvios de vazão como bombeamento, transposição etc. ( $m^3/s$ );
- $E_{i,t}$  : perdas por evaporação ( $10^6 m^3$ );
- $Hb_{i,t}$  : queda bruta média (m);
- $\varepsilon_i$  : produtividade específica da usina ( $MW/(m^3/s)/m$ );
- $H_{i,t}$  : nível d'água montante do reservatório (m);
- $Hf_i$  : nível d'água montante da usina a fio d'água (m);
- $HT_{i,t}$  : nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório (m);

- $IE_{i,t}$  : índice de evaporação no período (m);
- $I_{i,t}$  : vazão afluente incremental durante intervalo de tempo t no reservatório i ( $m^3/s$ );
- $R''_{i,t}$  : vazão não turbinada, incluindo a vertida ( $m^3/s$ );
- $R^t_{i,t}$  : vazão turbinada ( $m^3/s$ );
- $R_{i,t}$  : vazão defluente média total ( $m^3/s$ );
- $S_{i,t}$  : armazenamento no fim do intervalo t do reservatório i ( $10^6 m^3$ );
- $UCmin_{i,t}$  : vazão retirada para usos consuntivos ( $m^3/s$ );
- $a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, a_{4i}$  : coeficientes dos polinômios de quarto grau para equação do nível d'água de montante no reservatório em função do armazenamento;
- $b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i}, b_{4i}$  : coeficientes dos polinômios de quarto grau para equação do nível do canal de fuga a jusante em função da vazão defluente;
- $c_{0i}, c_{1i}, c_{2i}, c_{3i}, c_{4i}$  : coeficientes dos polinômios de quarto grau para a equação da área do reservatório em função do nível d'água montante;
- $d_{0i}, d_{1i}, d_{2i}, d_{3i}, d_{4i}$  : coeficientes dos polinômios de quarto grau para a equação da vazão turbinada máxima em função da queda.

Entre as restrições do modelo HIDRO encontra-se: as características físicas dos reservatórios, usinas e restrições ambientais, incluindo-se armazenamento máximo e mínimo, vazões turbinadas evertidas máximas e mínimas, volume mínimo do reservatório e máxima produção de energia (FALCETTA, 2015).

## 6.2. Modelo TERM

O modelo TERM entende que as usinas hidrelétricas, térmicas e as demandas estão representadas em subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). O objetivo é minimizar o custo total de geração térmica, intercâmbios e eventuais déficits (ZAMBON, 2008).

Os dados de entrada, para cada intervalo de tempo, são:

- previsão de demanda,
- geração hidrelétrica resultante do modelo HIDRO,
- importação e exportação,
- limites de geração térmica,
- limites das linhas de transmissão,
- geração de outras fontes de energia (incluindo eólica e nuclear)
- curvas de custo das térmicas agregadas por subsistema.

A seguir, é apresentada a função objetivo do modelo TERM:

$$\min ZT = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} [CGtAD_{k,t} + \frac{dt_t}{3600} (DEF_{k,t} * cDef + INTf_{k,t} * clnt)] \quad (20)$$

O modelo térmico, segundo Zambon (2008), fica sujeito as seguintes equações:

- 1) Balanço de energia, conforme equação 21;

-

$$DE_{k,t} - DEF_{k,t} = GH_{k,t} - EH_{k,t} + GTad_{k,t} GF_{k,t} + INTr_{k,t} - INTf_{k,t} \quad (21)$$

- 2) A geração fixa é dada por (equação 22) :

$$GF_{k,t} = GTif_{k,t} + GN_{k,t} + GP_{k,t} + IP_{k,t} \quad (22)$$

- 3) Custo da geração térmica adicional (equação 23):

$$CGTad_{k,t} = e_{1k,t} \cdot GTad_{k,t} + e_{2k,t} \cdot GTad_{k,t}^2 + e_{3k,t} \cdot GTad_{k,t}^3 + e_{4k,t} \cdot GTad_{k,t}^4 \quad (23)$$

- 4) Limites da geração térmica adicional (equação 24):

$$0 \leq GTad_{k,t} \leq GT_{K,T}^{MAX} - GTif_{k,t} \quad (24)$$

5) Limite de intercâmbio (equações 25 e 26):

$$0 \leq INTf_{k,t} \leq INTf_{k,t}^{max} \quad (25)$$

$$0 \leq INTr_{k,t} \leq INTr_{k,t}^{max} \quad (26)$$

6) Balanço e perdas no intercâmbio (equação 27):

$$\sum_{k=1}^{nk} INT_{k,t} * (1 - ftPT_r) = \sum_{k=1}^{nk} INTr_{k,t} \quad (27)$$

Onde:

- ZT : objetivo do modelo TERM ( $10^6$  R\$);
- CGtAD<sub>k,t</sub>: custo da geração térmica adicional ( $10^6$  R\$);
- dt<sub>t</sub> : duração dos intervalos de tempo ( $10^6$  s);
- DEF<sub>k,t</sub>: déficit (MW);
- cDef : custo do déficit (R\$/MWh);
- INTf<sub>k,t</sub>: intercâmbio fornecido (MW);
- cInt : custo do intercâmbio (R\$/MWh);
- DE<sub>k,t</sub>: demanda de energia (MW);
- DEF<sub>k,t</sub>: déficit (MW);
- GH<sub>k,t</sub>: geração hidrelétrica – resultante do modelo HIDRO (MW);
- EH<sub>k,t</sub>: excedente de energia hidrelétrica, inicialmente zero (MW);
- GF<sub>k,t</sub>: geração fixa (MW);
- GTad<sub>k,t</sub>: geração térmica adicional (MW);
- INTr<sub>k,t</sub>: intercâmbio recebido (MW);
- GTif<sub>k,t</sub>: geração térmica inflexível (MW);
- GN<sub>k,t</sub>: geração nuclear (MW);
- GP<sub>k,t</sub>: geração de PCHs (MW);
- IP<sub>k,t</sub>: importação ou exportação (se negativo) (MW);
- e<sub>0k,t</sub>, e<sub>1k,t</sub>, e<sub>2k,t</sub>, e<sub>3k,t</sub>, e<sub>4k,t</sub>: coeficientes dos polinômios de quarto grau para a função de custo térmico;
- GT<sub>k,t</sub>: geração térmica total (MW);

- $f_{i,t}$ : fator de perda nos intercâmbios.

No modelo TERM, as variáveis de decisão são: geração térmica adicional e intercâmbios entre os subsistemas em cada intervalo de tempo.

O modelo HIDROTERM unifica, todas as equações em um único modelo. A operação ocorre de forma simultânea com a operação individualizada das usinas hidroelétricas, geração térmica adicional e intercâmbios. O modelo trata dos limites da geração térmica, das curvas de custo por subsistema e limites e perdas de transmissão.

Neste caso, as variáveis de decisão são as vazões turbinadas e vertidas de cada usina, mais a geração térmica adicional e intercâmbios em cada intervalo de tempo para cada subsistema (ZAMBON, 2008).

O HIDROTERM é um sistema que pode ser adotado não apenas na estrutura do SIN mas também em quaisquer outras configurações de sistemas hidrotérmicos.

Em 2020, Falcetta concluiu um aprimoramento importante para a função objetivo e restrições do modelo HIDROTERM, por meio da atribuição de uma penalidade ao não cumprimento das mínimas defluências, onde um custo elevado é atribuído na eventualidade de déficit, de maneira semelhante ao componente de atendimento à demanda (FALCETTA,2020). Com este aprimoramento, as restrições de mínimas defluências são modificadas e é definida uma variável de déficit por eventual não atendimento da vazão mínima  $DefRmin_{i,t}$ , a qual passa a ser também uma variável de decisão, a qual é calculada para cada intervalo de tempo e para cada usina, a partir da equação 28 (FALCETTA,2020):

$$R_{i,t} + DefRmin_{i,t} \geq Rmin_i \quad (28)$$

Com esta modificação a nova função objetivo do HIDROTERM torna-se a equação 29 (FALCETTA,2020):

$$\min ZT = GTad_{k,t} + defiEne_{k,t} + Exch_{k,t} + defiRmin_{i,t} \quad (29)$$

Para o HIDROTERM, considera-se em seu histórico de desenvolvimento, três versões, desde a primeira desenvolvida por (ZAMBON,2008), passando por aprimoramentos de uma segunda versão em 2012 e finalmente consolidando-se uma terceira versão com os trabalhos de (ZAMBON,2020) e (FALCETTA,2020).

Ao se comparar o desenvolvimento das três versões do HIDROTERM com todas as versões do NEWAVE desenvolvidas até 2022, pode-se realizar a comparação das características de modelagem dos dois sistemas em três dimensões principais distintas (ZAMBON, 2020):

- Tempo, dividida em: Anual, Mensal, Mensal com Patamares de Carga ou Horário;
- Afluências, dividida em: Determinístico ou Estocástico;
- Reservatórios, dividida em: Subsistema, Bacias, Usina Individualizadas ou Turbinas;

Tanto o NEWAVE, como o HIDROTERM, na dimensão tempo, trabalham com patamares de carga mensais, portanto neste trabalho, para permitir a comparação dos valores do CMO semanais reais consolidados, os dados mensais obtidos tanto no HIDROTERM, como no NEWAVE foram interpolados para a obtenção das 52 ou 53 amostras semanais, que compõem cada um dos 5 anos do horizonte de estudo.

Na dimensão de afluências, os dois modelos realizam o tratamento estocástico das afluências de chuvas. (ZAMBON, 2020)

A maior diferença entre os dois modelos, desde a primeira versão do HIDROTERM, está na sua otimização a usinas individualizadas, enquanto que o NEWAVE ainda trabalha com 12 REEs, os quais acabam por serem articulados em 4 REEs para a compilação final dos dados, correspondentes aos quatro subsistemas que compõem o SIN. (ZAMBON, 2020)

A figura 18 mostra um exemplo do conjunto de telas de interface com o usuário do HIDROTERM, na sua versão 3, onde é possível visualizar os quatro tipos principais de interface:

- desde o mapa de visualização da localização das usinas hidrelétricas e térmicas cadastradas;
- quanto as tabelas de referência com a mesma relação de usinas cadastradas, onde é possível selecionar cada uma separadamente, para inclusão ou não em cada otimização;
- as telas de ajuste de limites de controle para cada simulação, como estados iniciais e limites de armazenamento de reservatórios;
- até as telas de saída com os gráficos de evolução de armazenamento individual de cada usina hidrelétrica selecionada para cada otimização;

Figura 18: Telas do sistema de suporte ao usuário do HIDROTERM



Fonte: (Zambon,2020)

## **7 METODOLOGIA DO EXPERIMENTO**

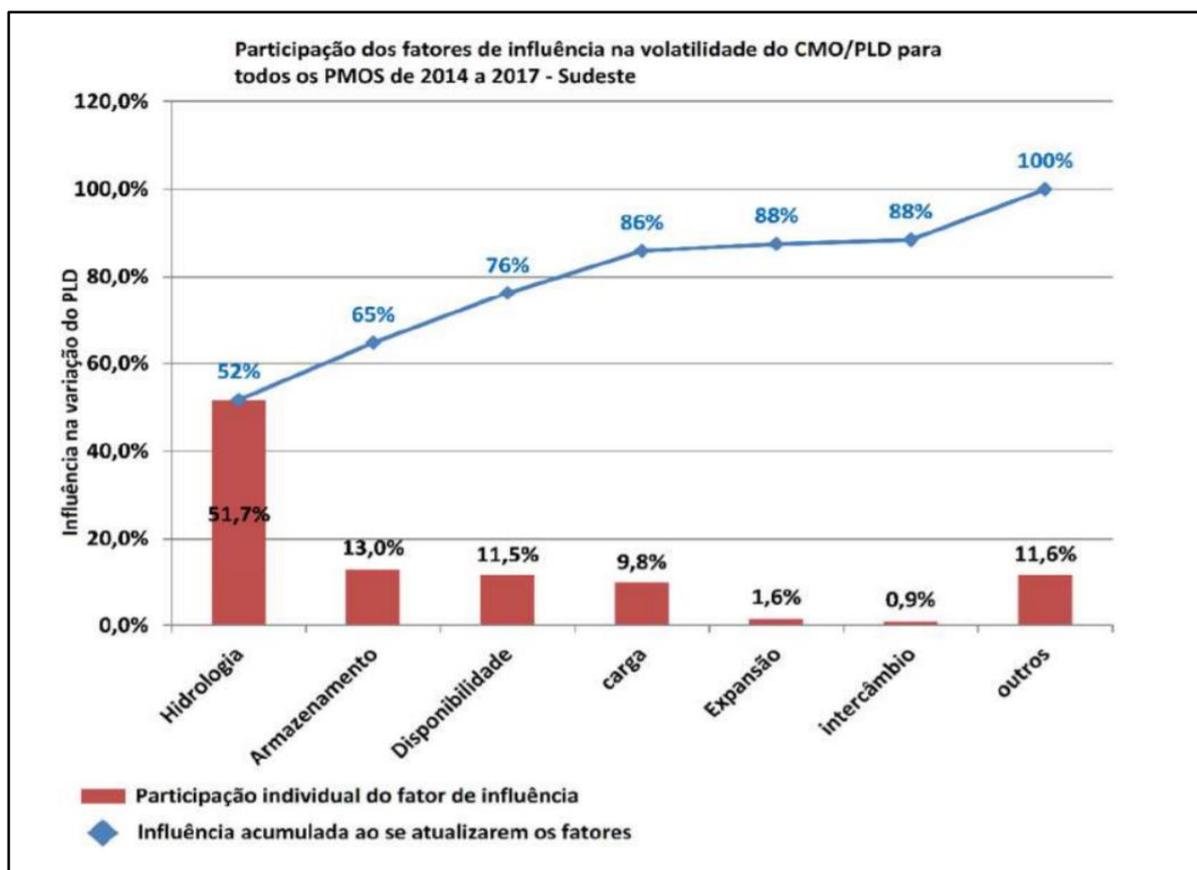
### **7.1 – Possibilidades de Cooperação entre modelos de programação linear e programação não-linear**

Os estudos coordenados pelo CPAMP, referentes ao tema da volatilidade do CMO, iniciaram-se em julho de 2017. Tais estudos foram motivados principalmente pelos eventos de volatilidade, observados em maio e junho de 2017. E ao longo do segundo semestre de 2018 e primeiro trimestre de 2019, análises mais extensas foram realizadas, após implementações computacionais nos modelos. (CPAMP, 2019)

Conforme observado por Falcetta (2015), a crescente presença de usinas hidrelétricas a fio d'água, progressivamente, diminuiu a capacidade de regularização dos reservatórios do SIN. Tal fator, associado à geração de cenários futuros de afluência pelos modelos computacionais, usados no setor elétrico, são dependentes da variável de estado “tendência hidrológica”, a qual é expressa pelas vazões do passado recente, resulta na influência cada vez maior da tendência hidrológica sobre a valoração presente e futura da água. (CPAMP, 2019)

O CMO tornou-se mais sensível, não somente às mudanças na tendência hidrológica, mas também aos desvios entre as vazões previstas e medidas. O gráfico mostrado na figura 19 demonstra que as variáveis de dados que exercem maior influência no comportamento do CMO estão associadas ao comportamento hidrológico. (CPAMP, 2019)

Figura 19 – Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD.



Fonte: (CPAMP, 2019)

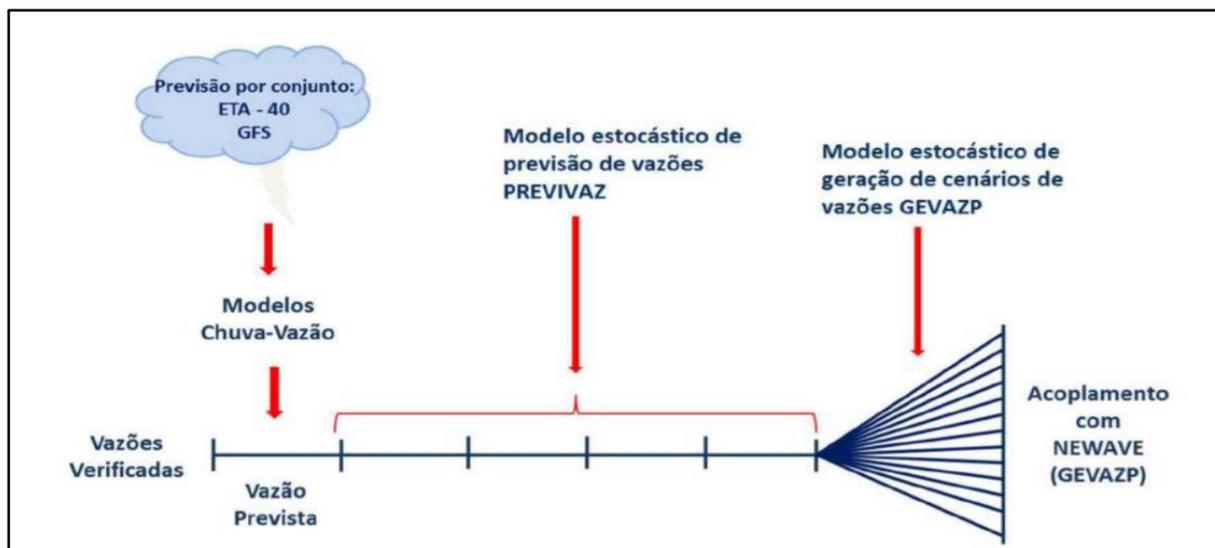
Na Figura 20 são elencados os modelos hidrológicos que atualmente são usados no setor elétrico, onde os modelos chuva-vazão são determinísticos e fornecem as previsões diárias de afluições. (CPAMP, 2019)

O modelo PREVIVAZ é um modelo estocástico e seu objetivo é fornecer a previsão de vazão para as semanas subsequentes, utilizado no modelo DECOMP. (CPAMP, 2019)

Os modelos chuva-vazão e o modelo PREVIVAZ são modelos univariados e portanto devem ser executados para cada usina hidrelétrica pertencente à configuração do SIN. (CPAMP, 2019)

O modelo autorregressivo GEVAZP é um modelo estocástico e multivariado, utilizado no DECOMP (a partir do segundo mês) e NEWAVE (em todo o horizonte). O modelo GEVAZP representa a incerteza do processo estocástico de afluições, de médio e longo prazos, para a geração de diversos cenários futuros. (CPAMP, 2019)

Figura 20 – Cadeia de modelos de previsão e geração de cenários hidrológicos do setor elétrico.



Fonte: (CPAMP, 2019)

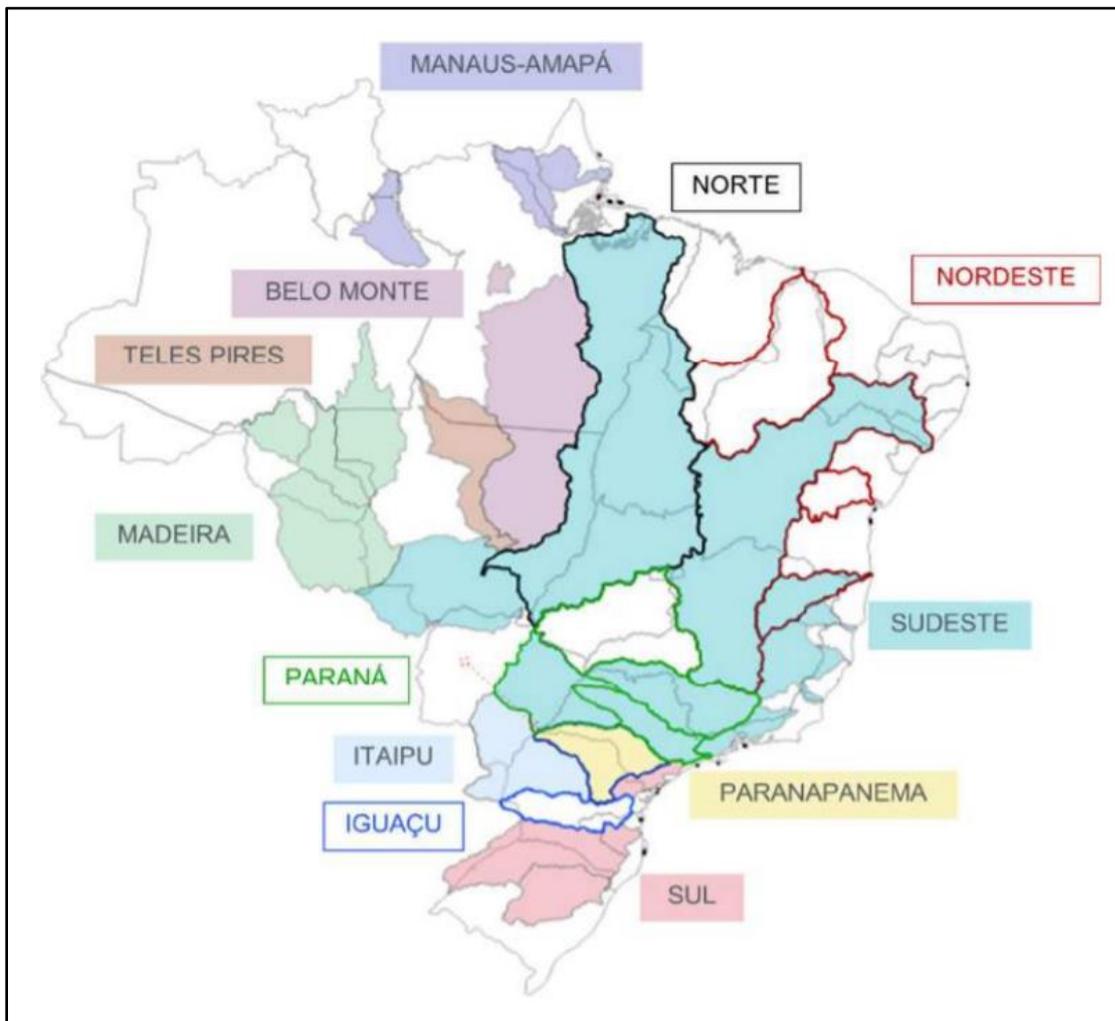
As metodologias estudadas pelo CPAMP, como possíveis candidatas à mitigação da volatilidade do CMO foram:

- Não-redução automática da ordem do modelo autorregressivo periódico de geração de cenários de afluência, PAR(p), na ocorrência de coeficientes negativos no modelo autorregressivo, as quais podem levar à construção de cortes com inclinação positiva na FCF do NEWAVE;
- Utilização de correlação espacial em base mensal de ENAs entre Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), em substituição à correlação espacial em base anual atualmente empregada no modelo GEVAZP utilizado tanto pelo DECOMP como pelo NEWAVE.

No modelo NEWAVE, as usinas hidrelétricas (UHEs) são agrupadas em 12 reservatórios equivalentes (REEs). Nessa articulação, uma bacia hidrográfica pode conter aproveitamentos que pertencem a REEs distintos, e também um REE pode abranger mais de uma bacia hidrográfica. Devido a esse reagrupamento, de usinas e bacias, e à localização geográfica das bacias, uma certa dependência entre os REEs acaba existindo. Portanto, há uma correlação espacial de ENAs entre REEs, onde os REEs vizinhos apresentam padrões hidrológicos semelhantes, ao longo do ano. (CPAMP, 2019)

A Figura 21 ilustra a localização geográfica dos REEs. Os REEs cujos nomes estão apresentados com um fundo colorido, são compostos pelas bacias preenchidas pela mesma cor, enquanto REEs com fundo branco e contorno colorido são compostos pelas bacias delimitadas pela mesma cor. (CPAMP, 2015)

Figura 21 – Representação geográfica dos REEs com base nas bacias hidrográficas onde suas respectivas usinas estão localizadas;



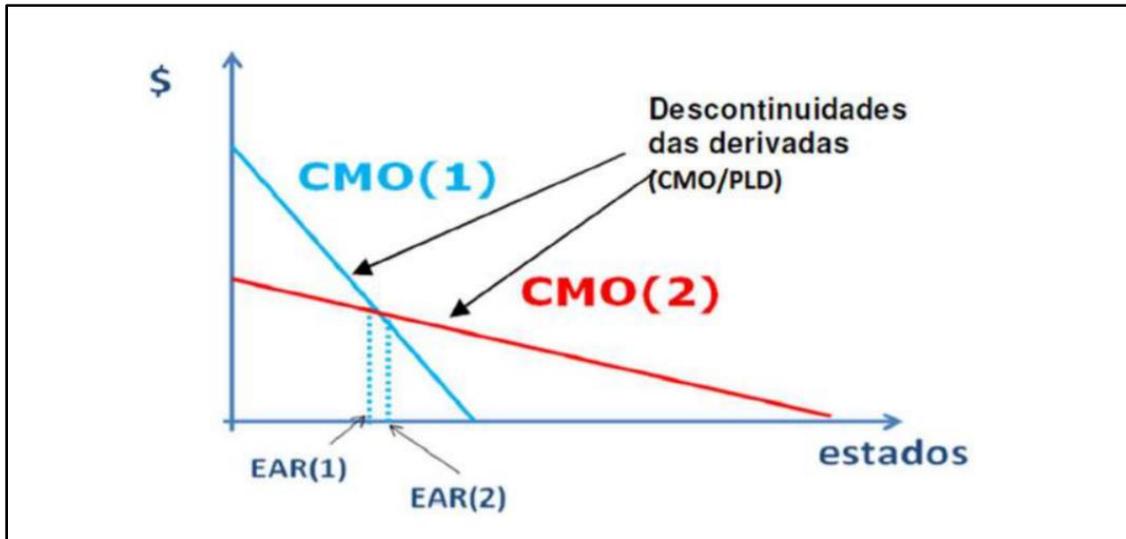
Fonte: (CPAMP, 2019)

Dentre as possíveis causas de volatilidade previamente estudadas pelo CPAMP, mas que ainda não apresentaram alternativas de mitigação efetivas, estão:

- 1) **Linearização da Função de Custo Futuro:** a Função de Custo Futuro (FCF) é linearizada por partes, pois na solução do problema via PDDE a FCF é construída por um conjunto de hiperplanos de diferentes inclinações, tangentes à FCF real (desconhecida), cujas derivadas fornecem o par CMO e PLD, conforme esquematizado na figura 22.

A análise dos termos da FCF possibilita relacionar a variação do custo total estimado em função das variações nos valores de suas variáveis de estado (energias naturais afluentes e energia armazenada). (CPAMP, 2019)

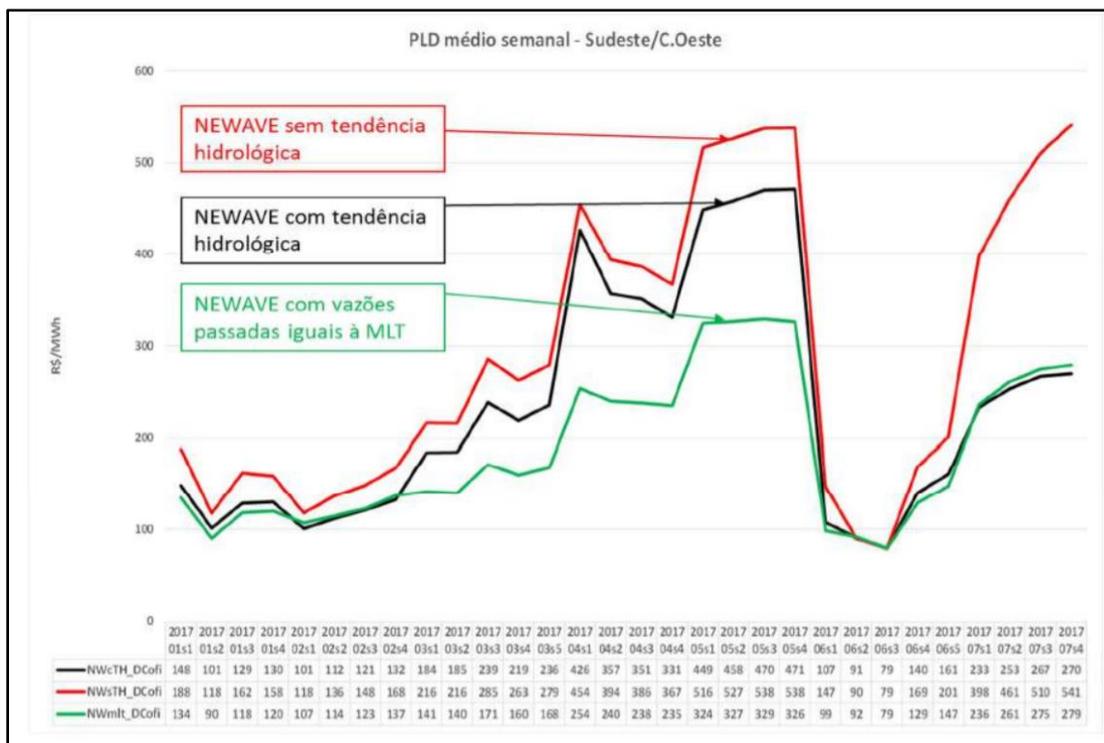
Figura 22 – Formação da Função de Custo Futuro pela intersecção de hiperplanos de diferentes inclinações, a partir dos quais se obtêm o CMO/PLD.



Fonte: (CPAMP, 2019)

- 2) Descarte da tendência hidrológica do passado recente no cálculo da FCF:** A CPAMP também avaliou a não consideração da tendência hidrológica sob as afluências do passado recente, no cálculo da estratégia da operação e da formação de preços. A figura 23 demonstra que apesar do descarte da tendência hidrológica no NEWAVE reduzir a variação absoluta dos valores de PLD, entre meses consecutivos, a trajetória de quedas e ascensões abruptas ainda é sustentada.

Figura 23 – Trajetórias de PLD com e sem tendência hidrológica no NEWAVE.



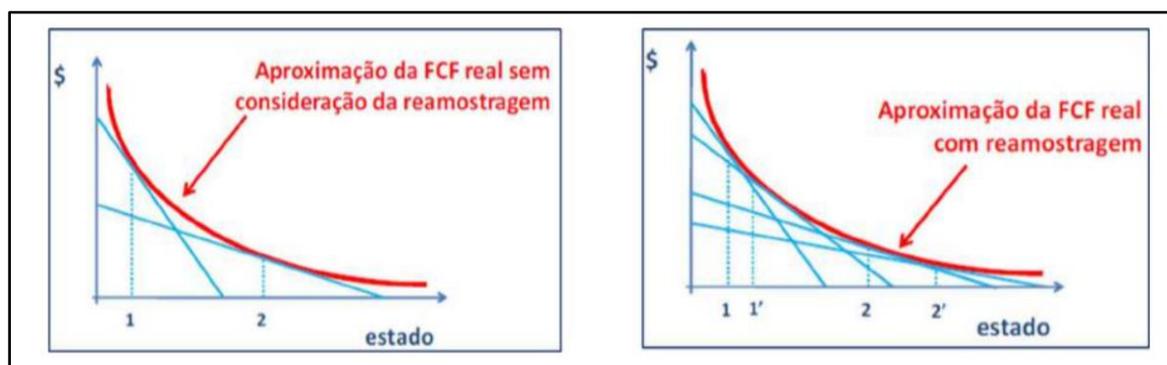
Fonte: (CPAMP, 2019)

**3) Amostragem esparsa da FCF:** Para manter a viabilidade computacional, considera-se um número limitado de cenários na determinação da FCF.

O modelo NEWAVE possui os cenários de energia afluyente definidos através de uma amostragem seletiva, que considera para cada período, uma amostra original de 100 mil vetores de ruídos distintos, a partir da qual serão selecionados/gerados os cenários utilizados durante o processo de determinação da FCF. Todas as iterações posteriores utilizam esses mesmos cenários.

Considerando-se que o aumento do número de estados usados para construir a FCF resultaria em maior recobrimento do espaço de estados, com uma menor diferença entre as derivadas da FCF (Figura 24), foi desenvolvida uma versão que permite uso da reamostragem (plena ou recombinação) de cenários forward a cada n iterações, bem como uso do centroide do cluster de ruídos, e não mais o valor mais próximo do centroide, como o representante do cluster no processo de agregação de cenários. Essas implementações poderiam levar a uma redução da volatilidade do CMO/PLD causada pela mudança de corte acessado na FCF. Entretanto o uso de centroide e reamostragem plena, passo  $n=3$ , não apresentou impactos na volatilidade do par CMO e PLD. (CPAMP, 2019)

Figura 24 – Construção da FCF sem reamostragem (esquerda) e com reamostragem (direita).



Fonte: (CPAMP, 2019)

- 4) Atenuação do sinal de correlação temporal:** a atenuação do sinal de autocorrelação temporal da afluência foi proposta, entre cada mês do ano e os meses anteriores no cálculo da estratégia da operação e da formação de preços. A proposta foi descartada pela CPAMP, porque o modelo estocástico, com parâmetros alterados em relação ao histórico de afluências, seria inverossímil e não seria capaz de antecipar a ocorrência de secas de longa duração.
- 5) Resolução linear por partes do problema de otimização:** A CPAMP levantou a hipótese de as aproximações lineares por partes na representação do problema de otimização (ex.: função de produção hidráulica, evaporação, restrições elétricas) serem causa de volatilidade do CMO/PLD. Para verificar esta hipótese, simulou-se o DECOMP no modo PLD único (um único cenário, com afluências e armazenamentos realizados). Na rodada de PL único, não há incerteza/mudanças no cenário de afluência, pois o problema de otimização é resolvido com o conhecimento perfeito do cenário de afluência ao longo de todo o horizonte. Conforme mostrado na Figura 25, observa-se que, na simulação do DECOMP (modo PL único) considerando a previsão hidrológica perfeita (vazões verificadas), o PLD resultante seria bastante estável ao longo do tempo (linha vermelha). Por outro lado, ao se refazerem as rodadas oficiais encadeadas de NEWAVE e DECOMP sem CVaR, nota-se que, apesar de menos elevado, o CMO/PLD ainda segue uma trajetória bastante volátil (linha verde). Com isso, concluiu-se que são as incertezas hidrológicas e o consequente desvio nas previsões os responsáveis por provocar variações expressivas no CMO/PLD, de



**8) Extensão do horizonte do DECOMP:** tal alteração permitiria considerar a diversidade hidrológica entre as bacias por um maior número de meses, atenuando a influência da representação agregada (em Reservatórios Equivalentes de Energia – REEs) adotada na construção da FCF do modelo NEWAVE. Foi proposto avaliar o uso do modelo DECOMP de uma árvore de cenários para horizonte superior a dois meses, entretanto essa proposta eleva significativamente o tempo de execução do modelo DECOMP.

**9) Cenários semanais no DECOMP:** A abordagem da incerteza quanto aos cenários hidrológicos futuros a partir da segunda semana do DECOMP (abertura em cenários a partir da segunda semana, e não somente no segundo mês), permanece como um potencial candidato de redução da volatilidade do CMO/PLD pois alteraria o ponto de acoplamento do DECOMP com a FCF do NEWAVE, trazendo maior estabilidade às previsões de cenários.

O Programa Mensal de Operação (PMO) considera de forma determinística as vazões das semanas do primeiro mês. A cada semana a previsão é revista, e um novo valor médio mensal é utilizado para gerar os cenários do segundo mês, que por sua vez são utilizados para consultar a FCF fornecida pelo modelo NEWAVE.

## **7.2 – Passos do experimento a ser implementado neste trabalho**

No ciclo de trabalhos 2018-2019 da CPAMP foram analisadas duas metodologias candidatas à mitigação da volatilidade do CMO/PLD:

(1) suspensão da redução automática da ordem do modelo PAR(p) quando da ocorrência de coeficientes negativos que podem levar a cortes positivos, considerados indesejáveis na Função de Custo Futuro (FCF);

(2) utilização de correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal, em substituição à anual. Conforme os resultados indicaram, nenhuma das duas metodologias apresenta potencial de mitigação da volatilidade. Quanto à não redução automática da ordem, dado que tal implementação representaria a suspensão de um aprimoramento criado para evitar a ocorrência de cortes indesejáveis na FCF, não se considerou prosseguir com o encaminhamento de se utilizar tal metodologia a partir de 2020, sendo necessários estudos e análises complementares no próximo ciclo, juntamente com investigações de outros critérios para a seleção da ordem do modelo e de aprimoramentos no modelo PAR(p) como um todo. (CPAMP, 2019)

Quanto à utilização de correlação espacial mensal, mesmo não apresentando melhorias na volatilidade do CMO/PLD, tal implementação representa um aprimoramento ao modelo estocástico para a geração de cenários de aflúências, tornando-o mais representativo da realidade, uma vez que mais um dado de entrada passa a ser discretizado em base mensal, em um modelo dividido em estágios mensais. Sendo assim, recomenda-se a sua implementação oficial nos modelos NEWAVE e GEVAZP a partir de janeiro de 2020. (CPAMP, 2019)

Como possíveis aprimoramentos para mitigação da volatilidade a serem investigados no ciclo 2019-2020, permanecem:

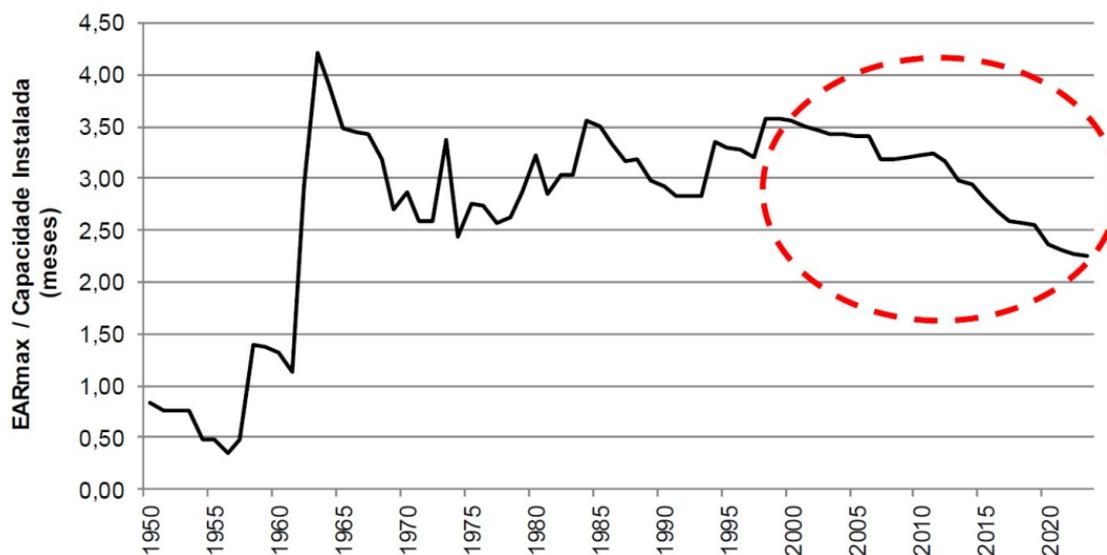
- Aprofundamento das análises referentes à não redução da ordem do PAR(p);
- Investigação de metodologias alternativas para a seleção da ordem do modelo;
- Aprimoramentos metodológicos no modelo de geração de cenários PAR(p);
- Consideração do modelo chuva-vazão no primeiro mês operativo;
- Possibilidade de inclusão da previsão de precipitação assim como outras variáveis climáticas que possam agregar informação ao processo de geração de cenários de aflúências;
- Desacoplamento do GEVAZP do NEWAVE, permitindo o uso de outros modelos para geração de cenários.

Este trabalho concentrou-se na comparação de duas otimizações simultâneas, realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, dentro do horizonte de planejamento de 5 anos, que se iniciou em janeiro de 2018, até dezembro de 2022. Dados reais do CMO consolidado para cada um dos meses deste período, até setembro de 2022, foram também comparados aos resultados das duas otimizações.

Diferentemente da estratégia de investigação utilizada pela referência (CPAMP, 2019), procurou-se elencar em primeiro lugar, os principais elementos ou funções não-lineares que afetam o regime de operação de uma usina hidrelétrica, para posteriormente analisar-se a composição das principais cascatas de hidrelétricas do SIN e quais seriam as mais afetadas ou suscetíveis a distorções em seus planejamentos, devido às características não-lineares mais severas e que seriam perdidas pela articulação dessas funções em sistemas de cálculo linear por partes.

Na figura 26 é possível identificar que a capacidade de regularização das UHEs do SEB, regrediu para níveis de 1975, na última década de 2010 a 2020. Quanto menor é a capacidade de regularização do SIN, maior será a característica não-linear de seu despacho centralizado.

Figura 26 – Evolução da capacidade de regularização do sistema.

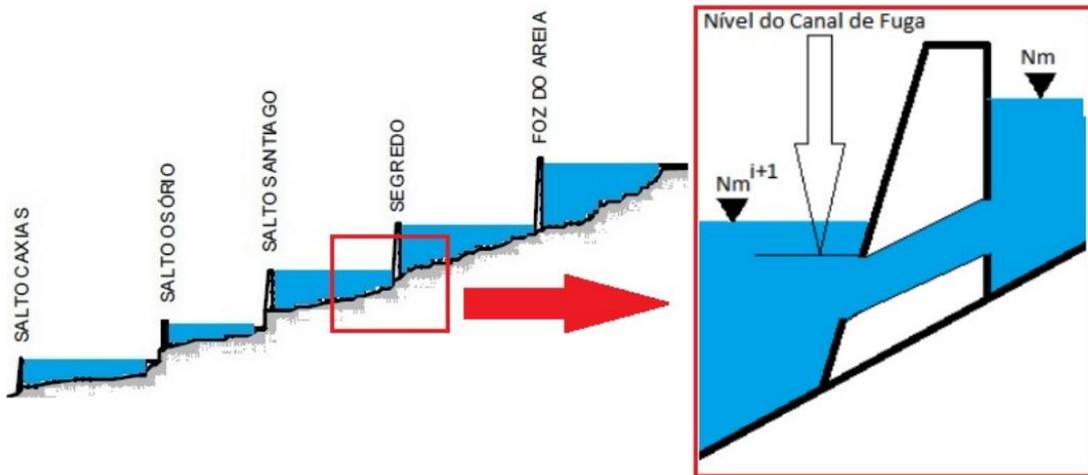


Fonte: Falcetta (2015);

Nas figuras 27 a 35 é possível identificar mais variáveis relacionadas ao regime de operação não-linear, mais significativas para a gestão de UHEs, relações que são linearizadas ou não consideradas nos modelos oficiais.

Na figura 27, o afogamento do canal de fuga, provocado pela elevação de nível em reservatórios imediatamente a jusante ou pela elevação de vazões em afluentes próximos, implica níveis maiores com redução de queda e produtividade. Tal efeito é observado principalmente em algumas usinas do SIN, somando algumas centenas de MW (Marchi e Zambon 2013)

Figura 27 – Afogamento do Canal de Fuga.

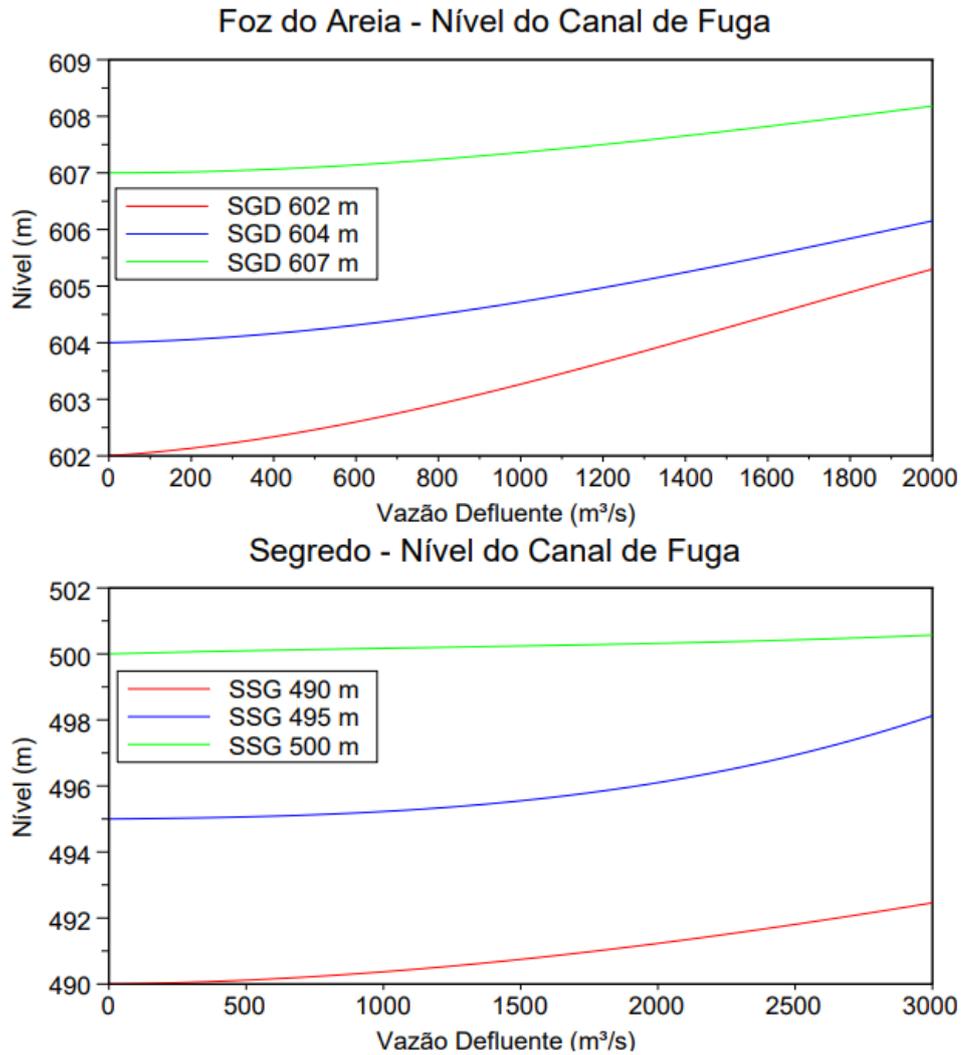


Fonte: Merenda (2004);

O rendimento nas turbinas também não é constante, varia em função da potência gerada e da queda líquida.

A relação entre cota a montante e volume armazenado também segue formato não-linear, impactando diretamente a produtividade das turbinas, como mostram as figuras 28 e 29.

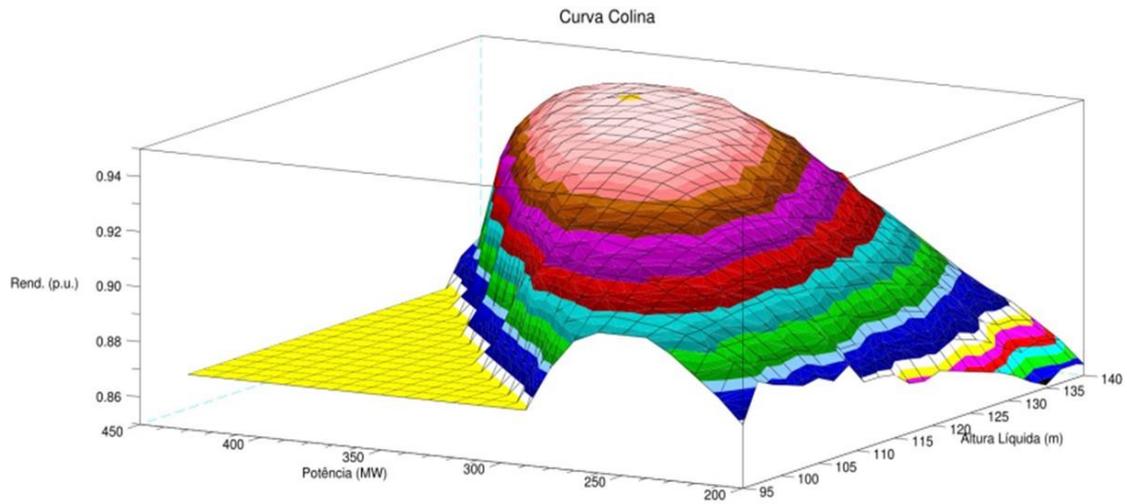
Figuras 28 e 29 – Curvas de Nível de Jusante para as UHEs Foz de Areia e Segredo;



Fonte: Nacif (2020);

A curva de colina, exemplificada na figura 30, é o gráfico que demonstra o rendimento e capacidade de geração de uma turbina hidroelétrica perante a altura de queda d'água do reservatório.

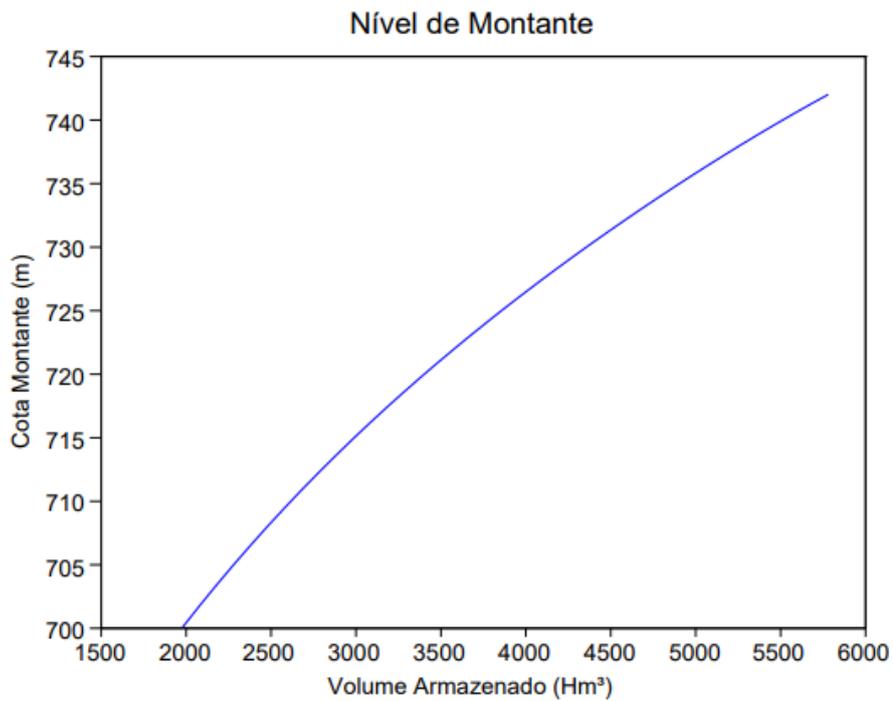
Figura 30 – Curva de Colina de uma turbina da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)



Fonte: (NACIF,2020);

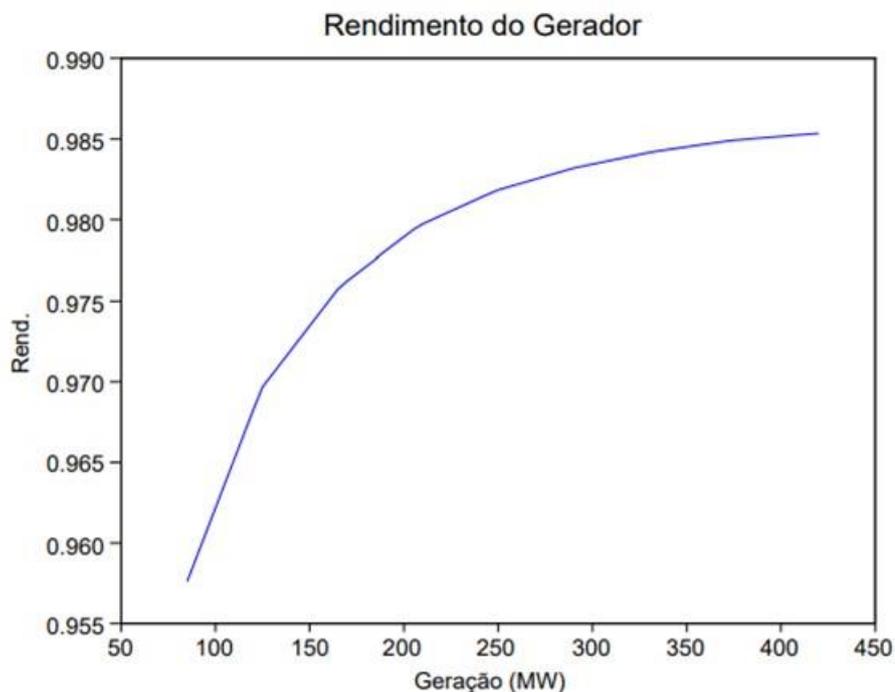
Projeções bidimensionais da curva de colina podem gerar as funções de nível de montante (figura 31) e curva de rendimento do gerador (figura 32).

Figura 31 – Função de Nível de Montante da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)



Fonte: (NACIF,2020);

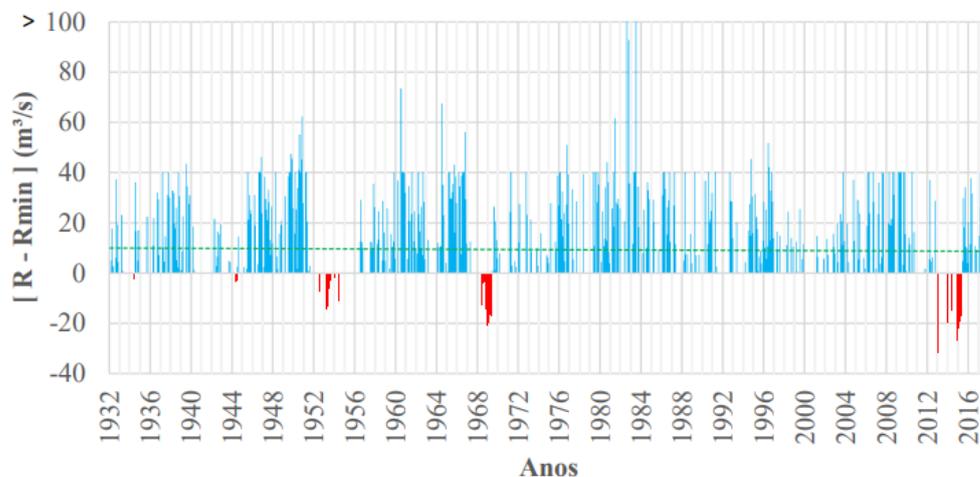
Figura 32 – Curva de Rendimento do Gerador da UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)



Fonte: (NACIF,2020);

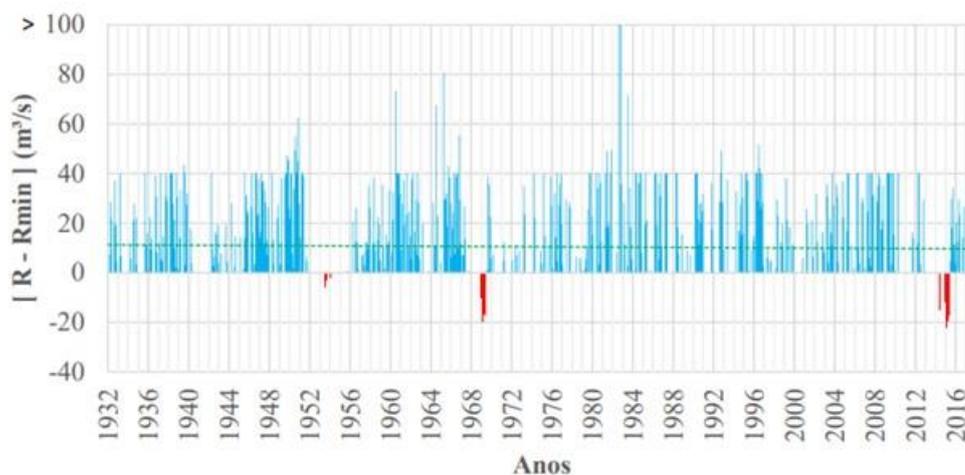
Nas figuras 33 e 34 é possível identificar pelo exemplo citado, as influências dos intervalos de do “deck” de entrada de dados dos modelos lineares oficiais, em relação a déficits de defluência de UHEs do SEB.

Figura 33 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina de Caconde – armazenamento inicial igual do “deck” de junho / 2018.



Fonte: Falcetta (2020);

Figura 34 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina de Caconde – armazenamento inicial igual à média histórica;



Fonte: Falcetta (2020);

A figura 35 traz um elemento de síntese e ilustração geral, para a proposta, contido na análise do papel que a inteligência coletiva, de organizações e modelos consolidados, possuem na resolução de problemas complexos ou de grande porte.

A vara de equilíbrio, usada por equilibristas, serve como um dispositivo para melhorar a capacidade de adaptação, para equilibrar-se e ajustar-se às perturbações. O papel da inteligência coletiva na mitigação do risco catastrófico global é semelhante à da vara de equilíbrio para um equilibrista - mas realizada por uma multidão de atores.

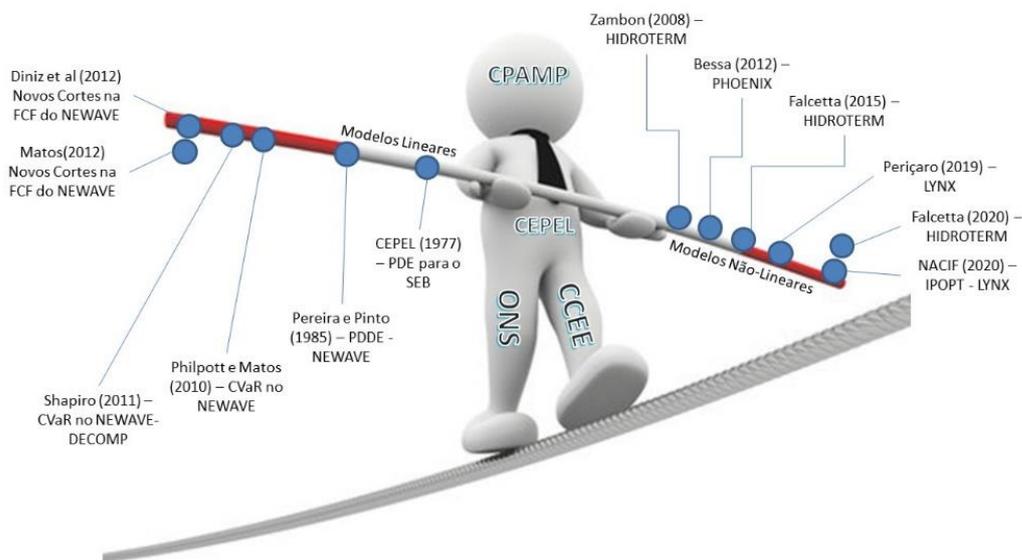
Figura 35 - A equilibrista Margret Zimmermann sobre Colônia em 1946 (Heukeshoven, 1946).



Fonte: (YANG e SANDBERG, 2022)

A partir da figura de (YANG e SANDBERG, 2022), e considerando a linha do tempo do desenvolvimento de modelos oficiais e alternativos e a estrutura das organizações responsáveis pela gestão do SEB, contidos na figura 1 deste trabalho, foi possível elaborar a figura 36, a qual representa a principal proposta deste trabalho e as lacunas de pesquisa que ele pretende começar a preencher.

Figura 36 – Cooperação entre modelos de programação linear e programação não-linear, que evoluíram no SEB, ao longo dos anos, como aprimoramento dos ajustes às perturbações, cada vez mais recorrentes e graves, devido aos múltiplos usos da água, mudanças climáticas e variações no mercado de energia;



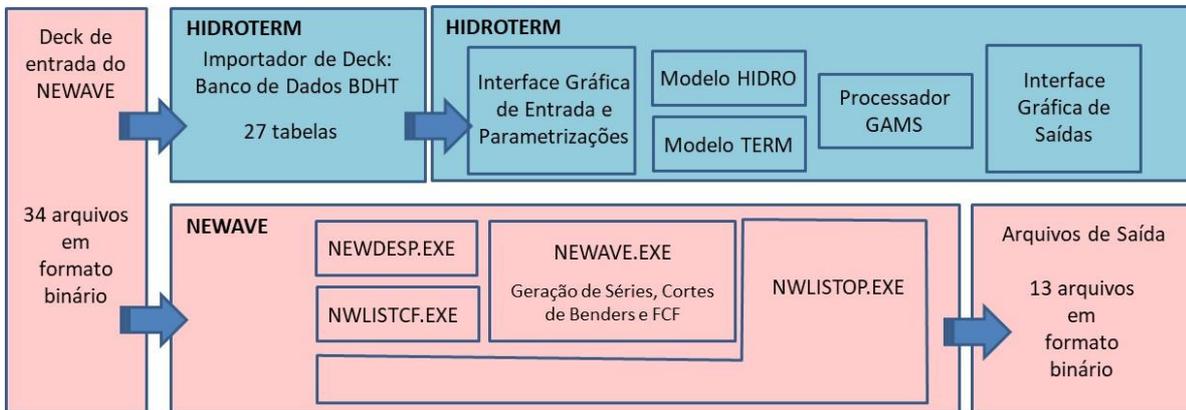
Fonte: Elaborado pelo autor, a partir de (YANG e SANDBERG, 2022)

A comparação dos dois modelos foi realizada por meio de uma simulação coordenada, com parâmetros iniciais unificados, compreendendo um horizonte de planejamento de 5 anos, de janeiro de 2018 a dezembro de 2022.

Esse período foi selecionado considerando a volatilidade do CMO, durante os anos de 2018 e 2019.

A figura 37 mostra o diagrama de blocos básico do desenvolvimento de cada um dos dois modelos. Ainda que o NEWAVE não possua o mesmo nível de refinamento da interface gráfica do HIDROTERM, é possível alinhar-se os dados de entrada, uma vez que utilizam o mesmo “deck” de entrada. E também, parte dos dados de saída, onde é possível manter-se a mesma base semanal ou mensal para detalhamento dos estados das simulações.

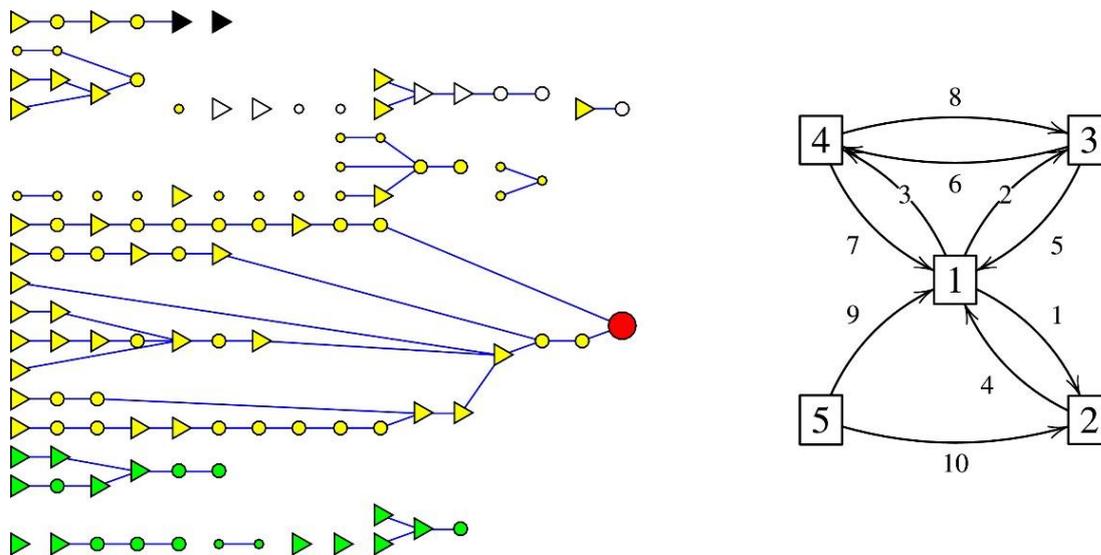
Figura 37 – Diagrama de blocos simplificado, demonstrando principais módulos dos modelos NEWAVE e HIDROTERM;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de (ZAMBON, 2020) e (CEPEL, 2013);

A figura 38 traz um modo de visualização das cascatas de UHEs do SIN e dos reservatórios equivalentes utilizados pelo NEWAVE. A viabilidade de cooperação futura entre os modelos oficiais lineares e alternativos não-lineares depende fortemente deste tipo de apresentação das cascatas, uma vez que as características de operação das UHEs e os efeitos do encadeamento de usina com reservatório e à fio d'água em uma mesma cascata, trazem, conforme já demonstrado, muitas funções não-lineares.

Figura 38 - Representação das cascatas de usinas do SEB e sua correspondente síntese em 4 subsistemas principais e seus respectivos intercâmbios.



Fonte: (Periçaro et al.,2020)

O CMO semanal, projetado em cada uma das duas simulações, para o período de janeiro de 2018 a dezembro de 2022, foi extraído:

- do deck oficial de resultados do NEWAVE-DECOMP à época (janeiro 2018);
- dos níveis finais de armazenamento, a cada semana, de cada UHE individualizada, da simulação do HIDROTERM.

A correspondência entre as cascatas de UHEs, versus as bacias as quais são ordenadas pelo ONS, e os respectivos subsistemas aos quais são compilados, também foi revista, conforme metodologia de planilhamento gráfico utilizado por Peričaro et al. (2020).

## 8. RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO

Conforme explicitado anteriormente, o principal objetivo deste trabalho é explorar a viabilidade da cooperação entre modelos de programação dinâmica, linearizada, e programação não-linear, que evoluíram no SEB, ao longo dos anos, como aprimoramento dos ajustes às perturbações, cada vez mais recorrentes e graves, devido aos múltiplos usos da água, mudanças climáticas e variações no mercado de energia.

Desse modo a apresentação dos resultados privilegiou a análise estatística das simulações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, mantendo, quando necessário a apresentação simultânea com os dados determinísticos, no período de janeiro de 2018 a semana 30 de 2022.

O particionamento primeiramente nos quatro subsistemas principais, permite o posterior detalhamento nas cascatas de UHEs pertencentes a cada subsistema de energia, conforme divisão oficial, estipulada pelo ONS.

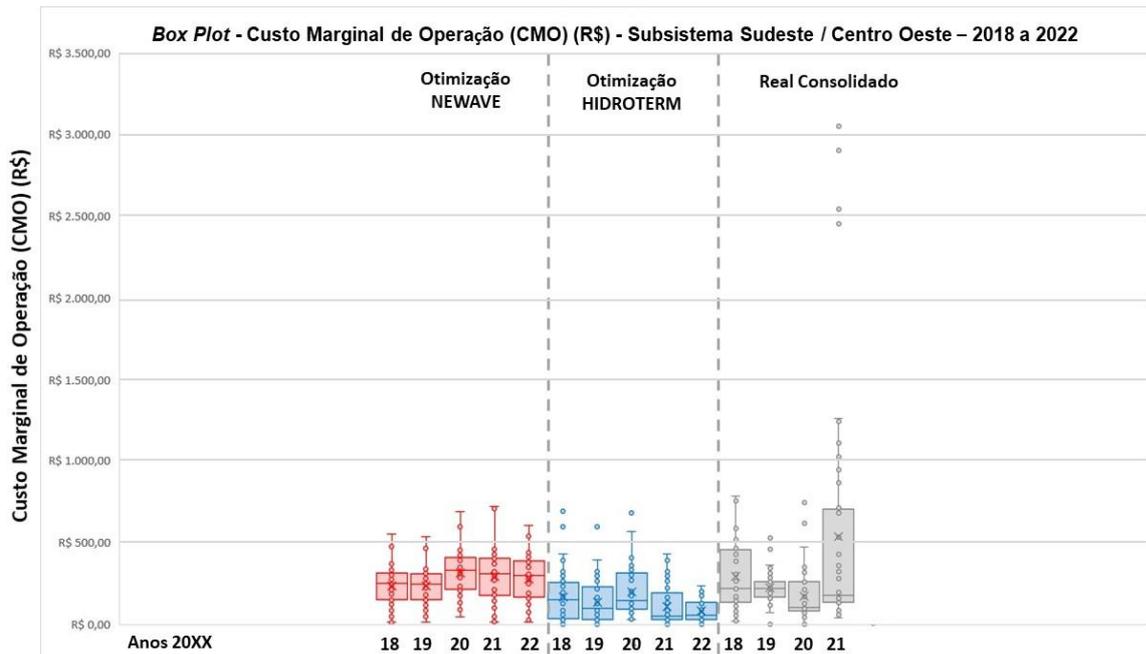
Conforme explicitado na conclusão de Peričaro et al. (2020), há uma necessidade de comparação de resultados entre os modelos lineares e não-lineares, lacuna que este trabalho pretende começar a preencher.

As figuras 39, 41, 43 e 45, comparam no formato box plot, os resultados das otimizações simultâneas realizadas no NEWAVE e HIDROTERM.

Também são demonstrados nas mesmas figuras 39, 41, 43 e 45, os resultados reais oficiais praticados no SIN, de 2018 a 2021.

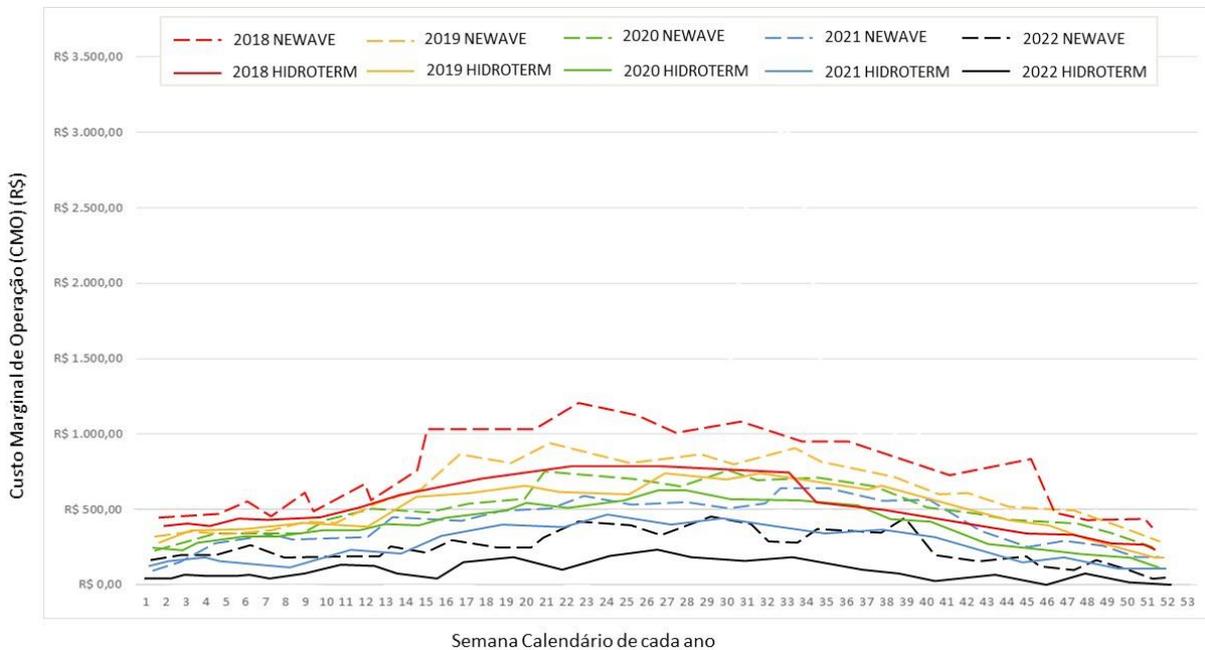
Para maior clareza quanto ao comportamento sazonal do CMO, foram também apresentadas as figuras 40, 42, 44 e 46, apenas com os resultados das otimizações do NEWAVE e HIDROTERM.

Figura 39 – Box Plot do Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2006 a 2022



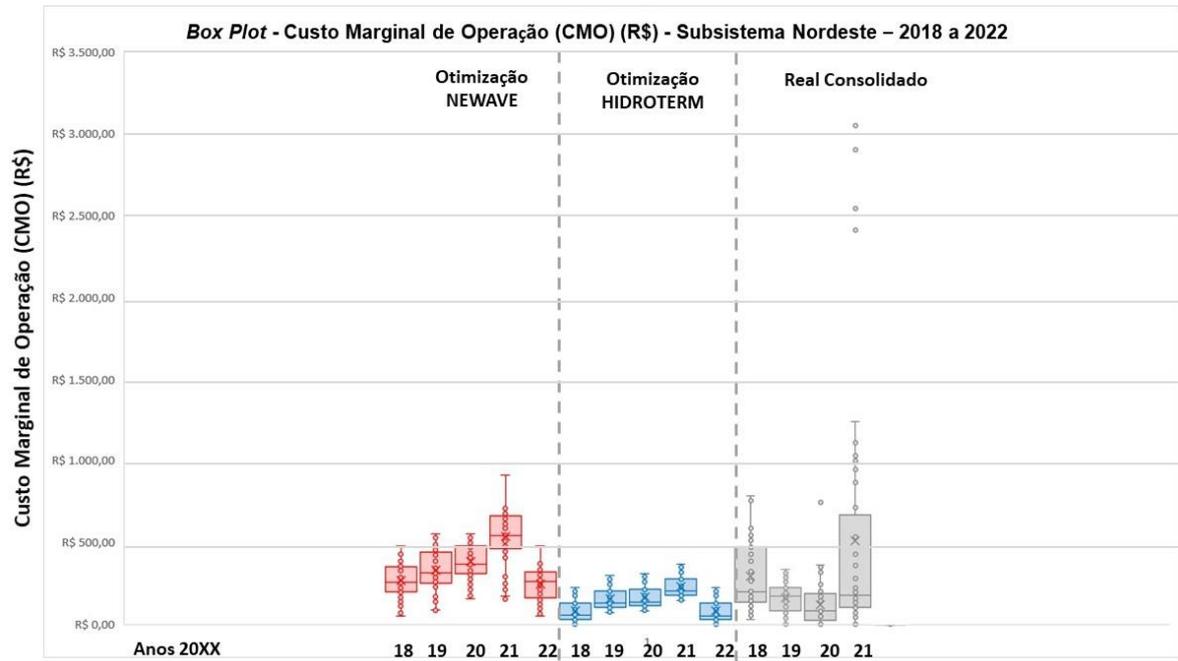
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 40 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste / Centro Oeste – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;



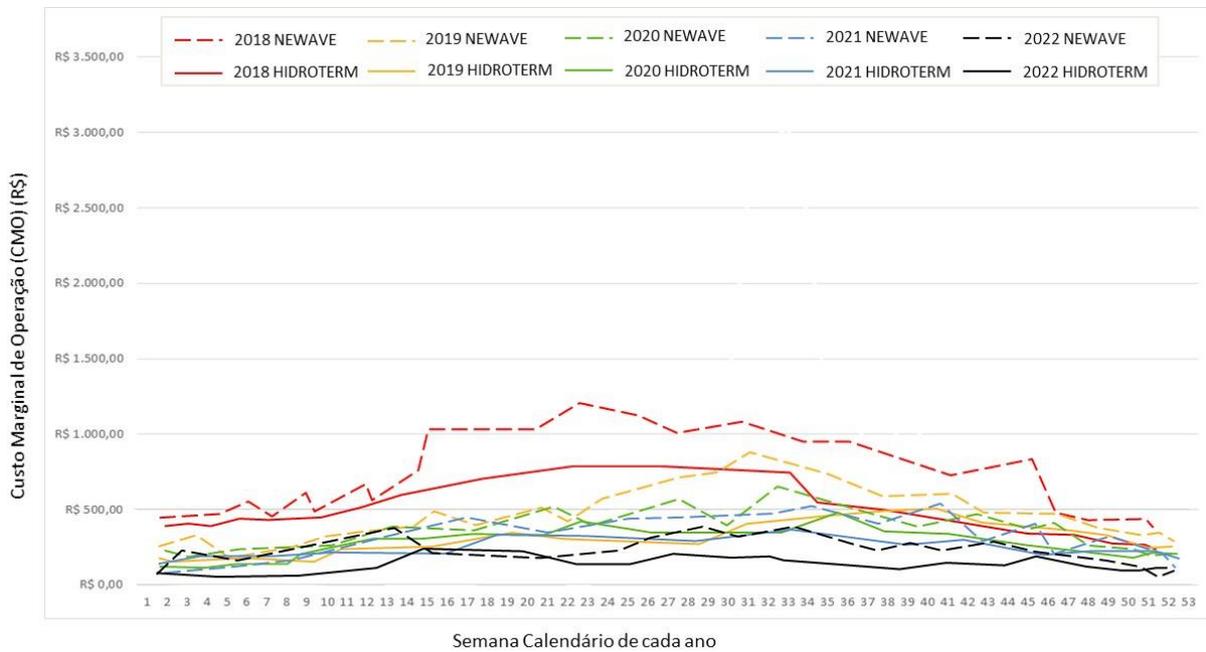
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 41 – Box Plot do Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste – 2018 a 2022



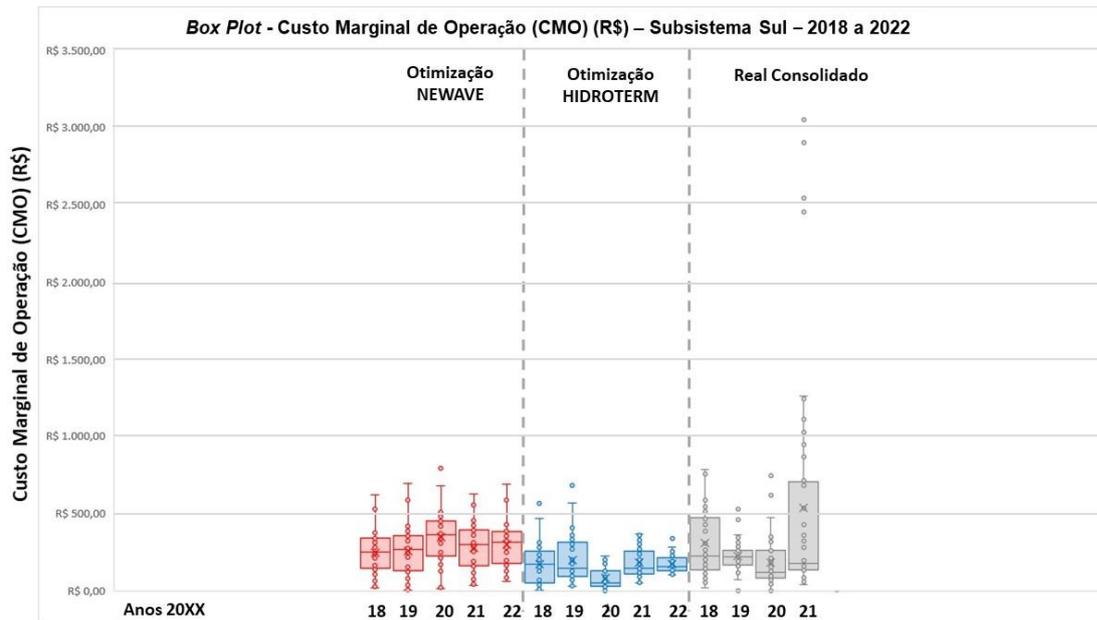
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 42 – Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;



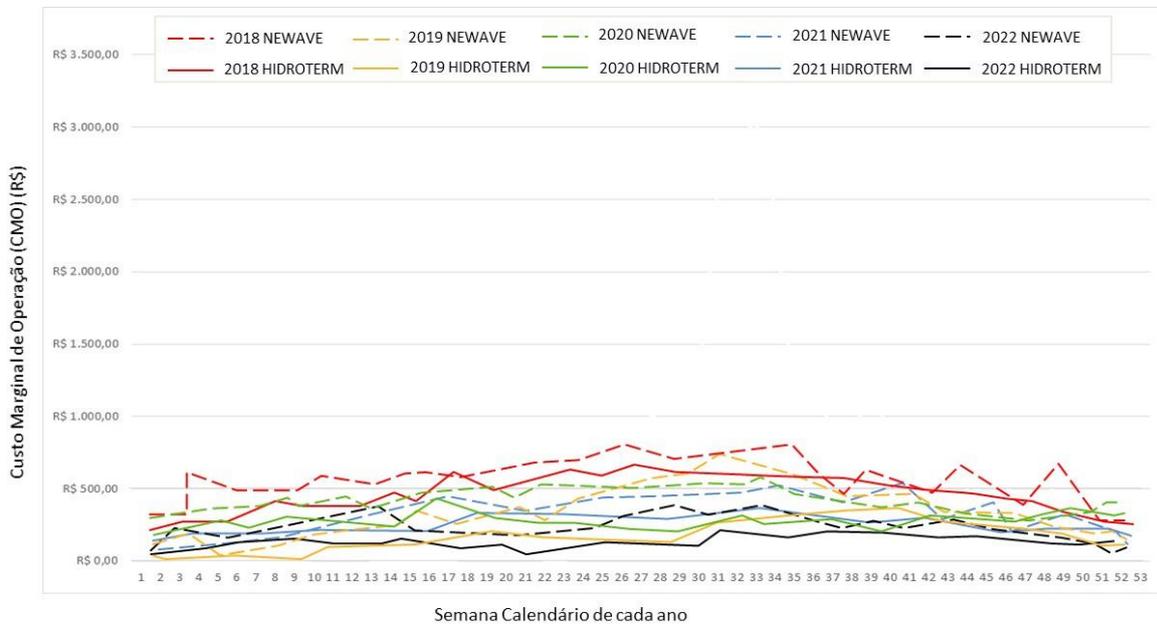
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 43 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sul – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;



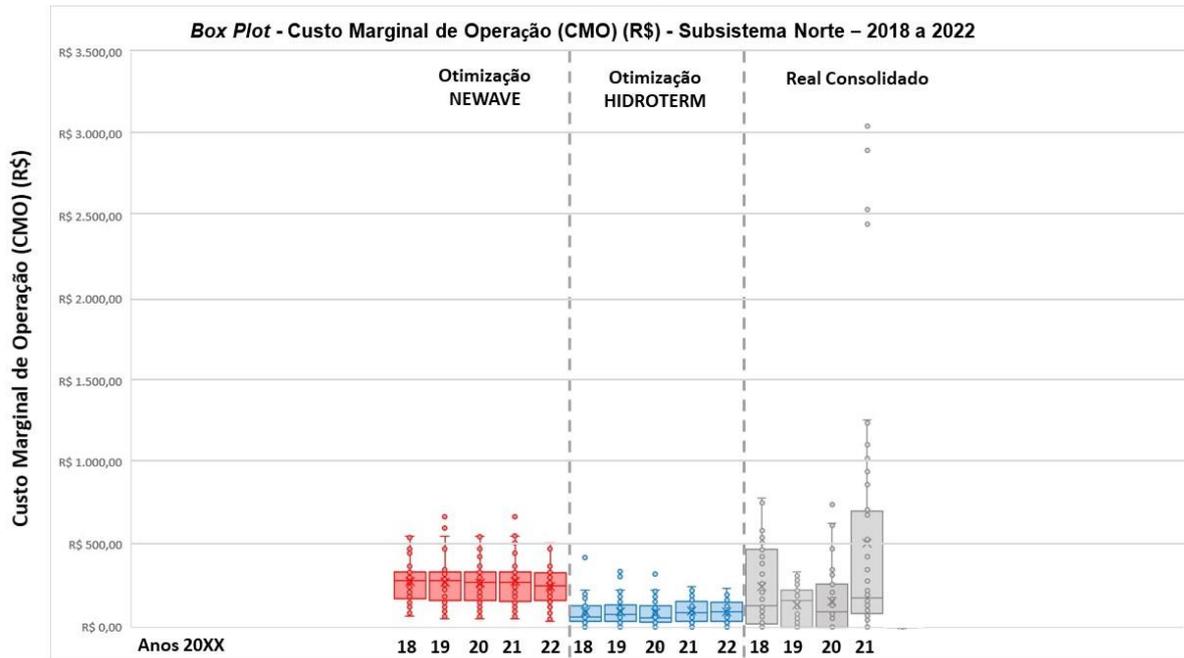
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 44 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sul – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;



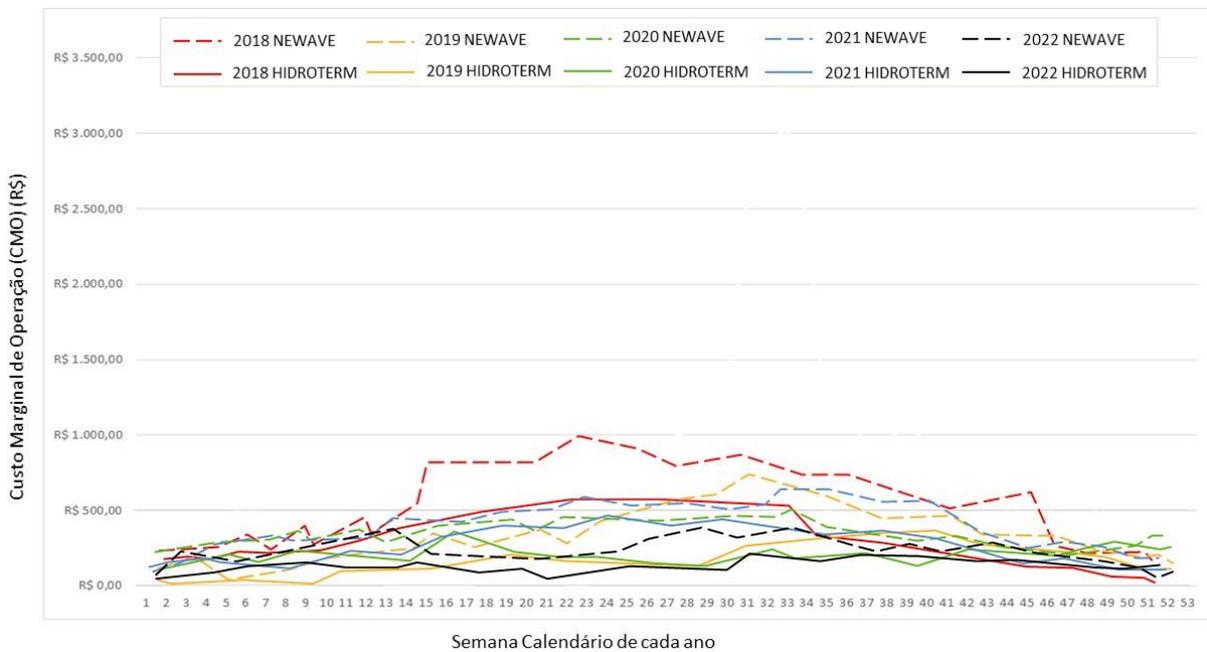
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 45 – Box Plot do Custo Marginal de Operação do subsistema Norte – 2018 a 2022;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

Figura 46 – Custo Marginal de Operação do subsistema Norte – 2018 a 2022, segundo simulações do NEWAVE e do HIDROTERM;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

O particionamento primeiramente nos quatro subsistemas principais, permite o posterior detalhamento nas cascatas de UHEs pertencentes a cada subsistema, conforme divisão oficial, estipulada pelo ONS.

O formato de apresentação de resultados em caixa (box plot) permite notar um resultado esperado anteriormente à simulação, no qual os modelos não lineares apresentam resultados mais uniformes e menos voláteis, apesar de que comumente 4 a 5 semanas de cada ano, nos resultados dos modelos não-lineares apresentaram-se mais distoantes (maiores “outliers”) que suas médias, se comparados com os maiores “outliers” das distribuições do modelos lineares.

O modelo HIDROTERM, da mesma forma que outros modelos não-lineares semelhantes, como desenvolvido pela equipe de Periçaro et al. (2020) e Nacif (2020), possuem uma rastreabilidade para identificação de causas de volatilidade muito mais simples e direta que os modelos lineares, uma vez que o CMO é determinado pelo volume final de cada reservatório individualizado na simulação, facilitando também a determinação de cascatas de hidrelétricas mais críticas ou influentes, ao invés de depender de funções e operações de cálculo “artificiais” como as funções sintéticas para cálculo da função de custo futuro (FCF) dos modelos lineares.

Para responder às quatro hipóteses elencadas para este trabalho, no capítulo 4, foram realizados testes estatísticos, pareando cada ano de otimização, de 2018 até 2022, para cada um dos quatro subsistemas de energia do SIN. Os resultados dos testes estatísticos foram descritos na próxima seção.

## **8.1 – Testes estatísticos de duas amostras emparelhadas para conclusão dos resultados**

Para as 40 amostras estatísticas, resultantes das duas otimizações, NEWAVE e HIDROTERM, entre os anos de 2018 a 2022, em cada um dos quatro subsistemas do SIN, o teste estatístico de Student (teste “t”) foi descartado, uma vez que a maioria dessas distribuições não aderiam ao comportamento de uma distribuição Gaussiana.

Como alternativa foi utilizado o teste de Mann Whitney, também chamado de teste “U”, o qual compara as medianas de cada amostra, pareadas duas as duas, em um mesmo ano e mesmo subsistema de energia.

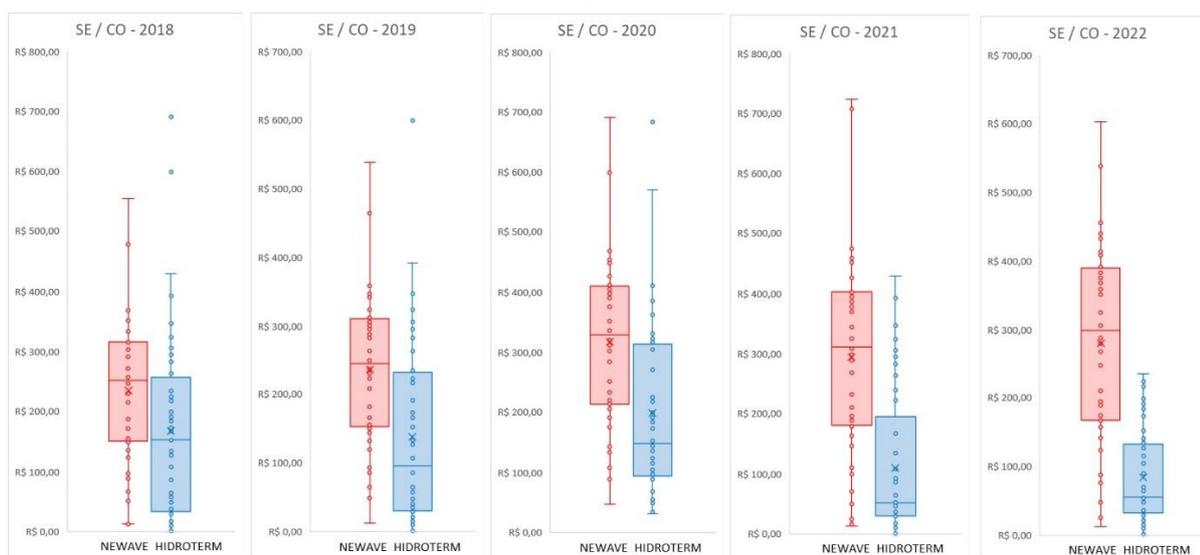
As hipóteses nula e alternativa a serem testadas foram as seguintes:

- Hipótese Nula ou (H0): Não há diferença estatística significativa entre as otimizações do NEWAVE e HIDROTERM para um determinado ano e subsistema;
- Hipótese Alternativa (HA): Há diferença estatística significativa entre as otimizações do NEWAVE e HIDROTERM para um determinado ano e subsistema;

O intervalo de confiança dos testes estatísticos foi de 95%.

As figuras 47(a) a 47(e) mostram os resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, pareadas ano a ano de 2018 a 2022, para o subsistema SE / CO.

Figuras 47(a) a 47(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema SE / CO, pareadas por ano de 2018 a 2022;



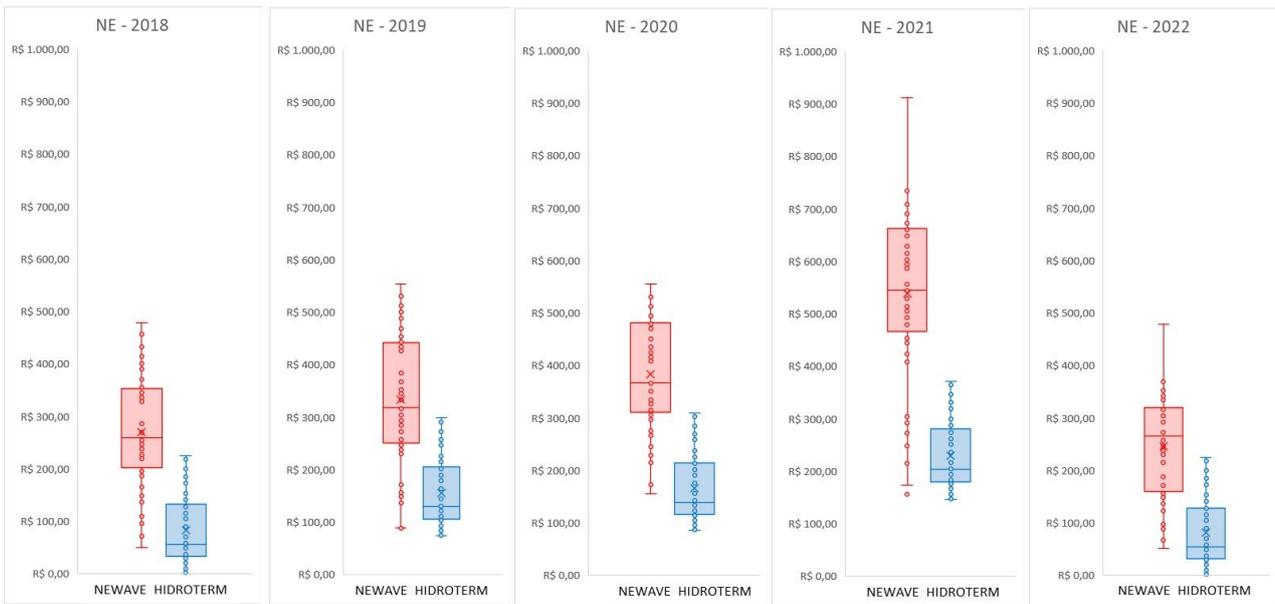
A tabela 2 mostra os resultados e variáveis intermediárias de cálculo do teste estatístico de Mann Whitney para cada ano do período de 2018 a 2022, no subsistema SE / CO.

Tabela 2 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema SE / CO, a cada ano de 2018 a 2022;

Teste de Hipóteses (Mann-Whitney) - Subsistema Sudeste / Centro-Oeste (SE / CO):						
NEWAVE	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R1)	U1
2018	R\$ 234,74	R\$ 117,31	R\$ 252,15	52	3134	1756
2019	R\$ 236,46	R\$ 105,56	R\$ 244,61	52	3379	2001
2020	R\$ 317,33	R\$ 132,23	R\$ 329,16	52	3436	2058
2021	R\$ 293,88	R\$ 160,97	R\$ 310,27	53	4059	2628
2022	R\$ 279,29	R\$ 143,89	R\$ 298,21	52	3715	2337
HIDROTERM	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R2)	U2
2018	R\$ 167,07	R\$ 153,28	R\$ 152,51	52	2326	948
2019	R\$ 137,67	R\$ 132,44	R\$ 96,23	52	2081	703
2020	R\$ 198,19	R\$ 141,74	R\$ 148,05	52	2024	646
2021	R\$ 111,98	R\$ 121,45	R\$ 52,08	53	1612	181
2022	R\$ 84,42	R\$ 69,64	R\$ 55,73	52	1745	367
Teste	U	Z(U)	p-valor (unilateral)	Resultado do Teste		
2018	948	-2,6265	0,0040	Hipótese H0 rejeitada		
2019	703	-4,2193	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2020	646	-4,5898	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2021	181	-7,6759	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2022	367	-6,4037	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		

As figuras 48(a) a 48(e) mostram os resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, pareadas ano a ano de 2018 a 2022, para o subsistema NE.

Figuras 48(a) a 48(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema NE, pareadas por ano de 2018 a 2022;



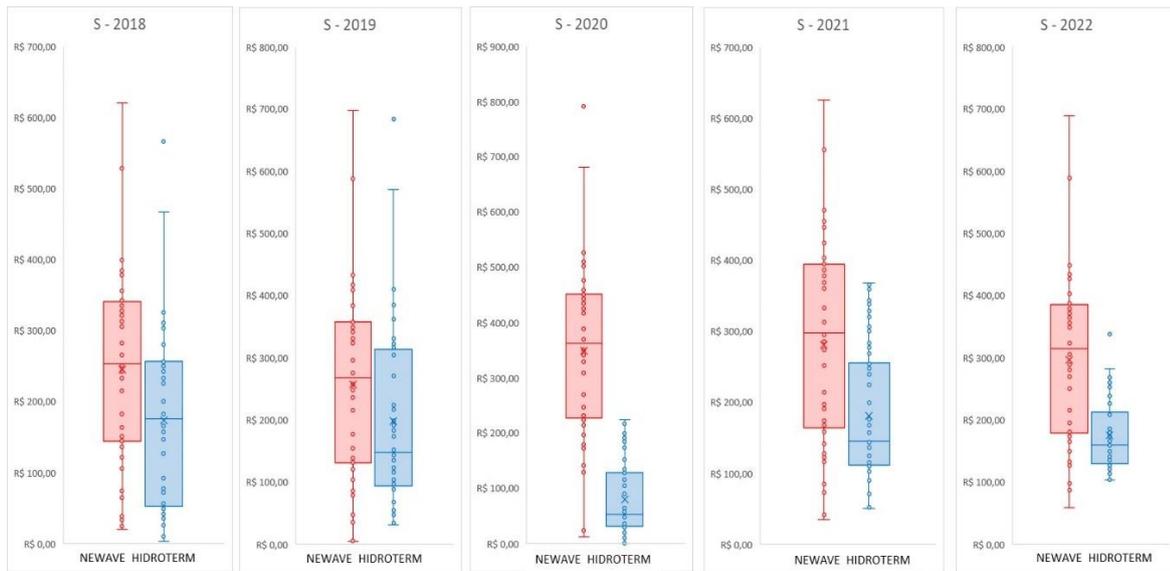
A tabela 3 mostra os resultados e variáveis intermediárias de cálculo do teste estatístico de Mann Whitney para cada ano do período de 2018 a 2022, no subsistema NE.

Tabela 3 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema NE, a cada ano de 2018 a 2022;

Teste de Hipóteses (Mann-Whitney) - Subsistema Nordeste (NE):						
NEWAVE	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R1)	U1
2018	R\$ 269,50	R\$ 106,05	R\$ 258,48	52	3899	2521
2019	R\$ 333,13	R\$ 119,61	R\$ 317,23	52	3807	2429
2020	R\$ 382,85	R\$ 101,79	R\$ 365,57	52	3978	2600
2021	R\$ 538,04	R\$ 158,62	R\$ 543,86	53	4063	2632
2022	R\$ 245,23	R\$ 95,66	R\$ 264,21	52	3844	2466
HIDROTERM	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R2)	U2
2018	R\$ 82,48	R\$ 66,71	R\$ 55,73	52	1561	183
2019	R\$ 155,48	R\$ 66,71	R\$ 128,73	52	1653	275
2020	R\$ 165,31	R\$ 66,85	R\$ 138,23	52	1482	104
2021	R\$ 229,45	R\$ 66,44	R\$ 203,33	53	1608	177
2022	R\$ 80,31	R\$ 66,85	R\$ 53,23	52	1616	238
Teste	U	Z(U)	p-valor (unilateral)	Resultado do Teste		
2018	183	-7,5999	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2019	275	-7,0018	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2020	104	-8,1135	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2021	177	-7,7010	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2022	238	-7,2423	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		

As figuras 49(a) a 49(e) mostram os resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, pareadas ano a ano de 2018 a 2022, para o subsistema S.

Figuras 49(a) a 49(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema S, pareadas por ano de 2018 a 2022;



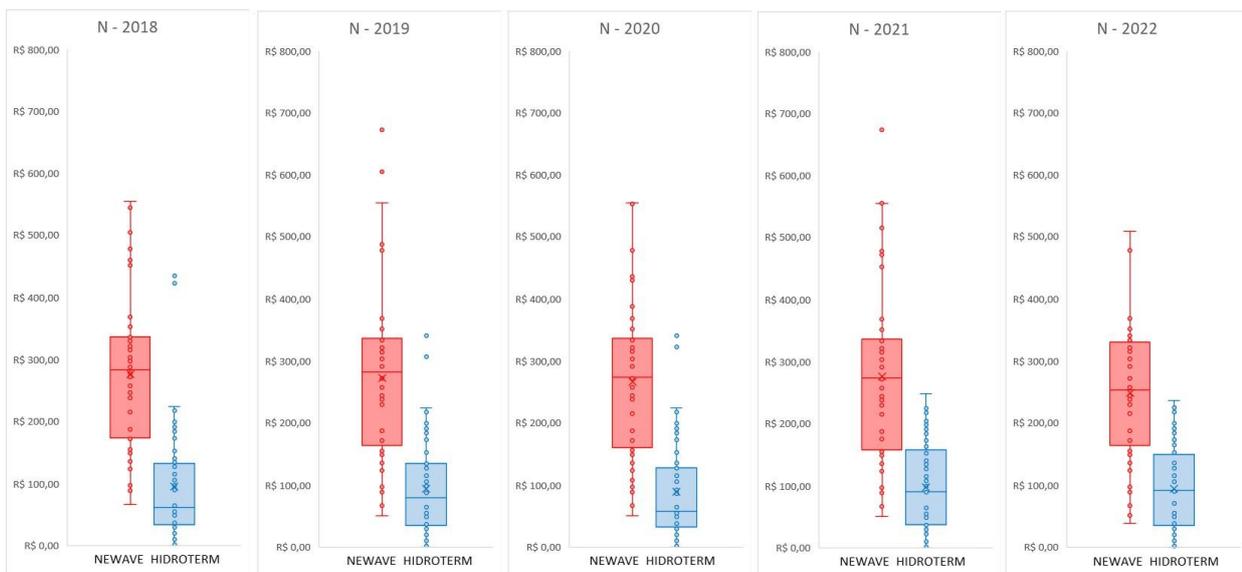
A tabela 4 mostra os resultados e variáveis intermediárias de cálculo do teste estatístico de Mann Whitney para cada ano do período de 2018 a 2022, no subsistema S.

Tabela 4 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema S, a cada ano de 2018 a 2022;

Teste de Hipóteses (Mann-Whitney) - Subsistema Sul (S):						
NEWAVE	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R1)	U1
2018	R\$ 244,96	R\$ 130,65	R\$ 252,98	52	3187	1809
2019	R\$ 256,99	R\$ 149,05	R\$ 267,86	52	3073	1695
2020	R\$ 348,46	R\$ 153,49	R\$ 361,46	52	3927	2549
2021	R\$ 280,16	R\$ 144,48	R\$ 296,99	53	3442	2011
2022	R\$ 296,67	R\$ 131,26	R\$ 314,13	52	3515	2137
HIDROTERM	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R2)	U2
2018	R\$ 173,83	R\$ 123,91	R\$ 175,05	52	2273	895
2019	R\$ 198,19	R\$ 141,74	R\$ 148,05	52	2387	1009
2020	R\$ 80,31	R\$ 66,85	R\$ 53,23	52	1533	155
2021	R\$ 180,89	R\$ 90,15	R\$ 144,96	53	2229	798
2022	R\$ 174,69	R\$ 59,42	R\$ 159,29	52	1945	567
Teste	U	Z(U)	p-valor (unilateral)	Resultado do Teste		
2018	895	-2,9710	0,0016	Hipótese H0 rejeitada		
2019	1009	-2,2299	0,0122	Hipótese H0 rejeitada		
2020	155	-7,7819	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2021	798	-3,8050	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2022	567	-5,1034	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		

As figuras 50(a) a 50(e) mostram os resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, pareadas ano a ano de 2018 a 2022, para o subsistema N.

Figuras 50(a) a 50(e) – Resultados das otimizações realizadas no NEWAVE e HIDROTERM, para o subsistema N, pareadas por ano de 2018 a 2022;



A tabela 5 mostra os resultados e variáveis intermediárias de cálculo do teste estatístico de Mann Whitney para cada ano do período de 2018 a 2022, no subsistema N.

Tabela 5 – Variáveis intermediárias e resultados do teste estatístico de Mann Whitney para a o subsistema S, a cada ano de 2018 a 2022;

Teste de Hipóteses (Mann-Whitney) - Subsistema Norte (N):						
NEWAVE	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R1)	U1
2018	R\$ 276,30	R\$ 113,97	R\$ 283,03	52	3827	2449
2019	R\$ 272,42	R\$ 129,86	R\$ 282,36	52	3789	2411
2020	R\$ 266,65	R\$ 124,81	R\$ 272,97	52	3785	2407
2021	R\$ 275,87	R\$ 137,04	R\$ 273,94	53	3913	2482
2022	R\$ 248,12	R\$ 103,43	R\$ 253,48	52	3776	2398
HIDROTERM	Média	Desvio Padrão	Mediana	Tamanho da Amostra	Soma dos Postos (R2)	U2
2018	R\$ 94,60	R\$ 91,89	R\$ 61,16	52	1633	255
2019	R\$ 94,21	R\$ 79,86	R\$ 78,87	52	1671	293
2020	R\$ 88,39	R\$ 79,43	R\$ 57,45	52	1675	297
2021	R\$ 96,79	R\$ 71,41	R\$ 89,64	53	1758	327
2022	R\$ 93,77	R\$ 69,94	R\$ 91,16	52	1684	306
Teste	U	Z(U)	p-valor (unilateral)	Resultado do Teste		
2018	255	-7,1318	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2019	293	-6,8848	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2020	297	-6,8588	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2021	327	-6,7599	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		
2022	306	-6,8002	< 0,0003	Hipótese H0 rejeitada		

Os resultados dos 20 testes estatísticos realizados foram resumidos na tabela 6, permitindo notar mais claramente, quais subsistemas e quais anos tiveram diferença estatística significativas, maiores ou menores, entre as otimizações do NEWAVE e HIDROTERM:

Tabela 6 – Resumo dos resultados dos 20 testes estatísticos realizados, para cada uma dos subsistemas de energia do SIN, a cada ano, de 2018 a 2022;

Há diferença estatística significativa entre as otimizações do NEWAVE e HIDROTERM ? (Valor de Z(U) do teste realizado)				
Ano / Subsistema	Sudeste / Centro Oeste	Nordeste	Sul	Norte
2018	SIM (Z(U) = -2,6265)	SIM (Z(U) = -7,5999)	SIM (Z(U) = -2,9710)	SIM (Z(U) = -7,1318)
2019	SIM (Z(U) = -4,2193)	SIM (Z(U) = -7,002)	SIM (Z(U) = -2,2299)	SIM (Z(U) = -6,8847)
2020	SIM (Z(U) = -4,5898)	SIM (Z(U) = -8,1135)	SIM (Z(U) = -7,7819)	SIM (Z(U) = -6,8588)
2021	SIM (Z(U) = -7,6759)	SIM (Z(U) = -7,7009)	SIM (Z(U) = -3,8050)	SIM (Z(U) = -6,7599)
2022	SIM (Z(U) = -6,4037)	SIM (Z(U) = -7,2423)	SIM (Z(U) = -5,1034)	SIM (Z(U) = -6,8002)

A variável Z(U), principal resultado do teste estatístico de Mann-Whitney é o número utilizado para a conversão final em valor de probabilidade, na tabela de probabilidades da distribuição normal. Quanto menor o número de Z(U), maior será a diferença estatística entre duas amostras testadas.

Ainda que todos os 20 testes tenham resultado em diferença estatística significativa, é possível notar uma considerável diferença na distância entre cada par de amostras, em alguns anos, entre subsistemas.

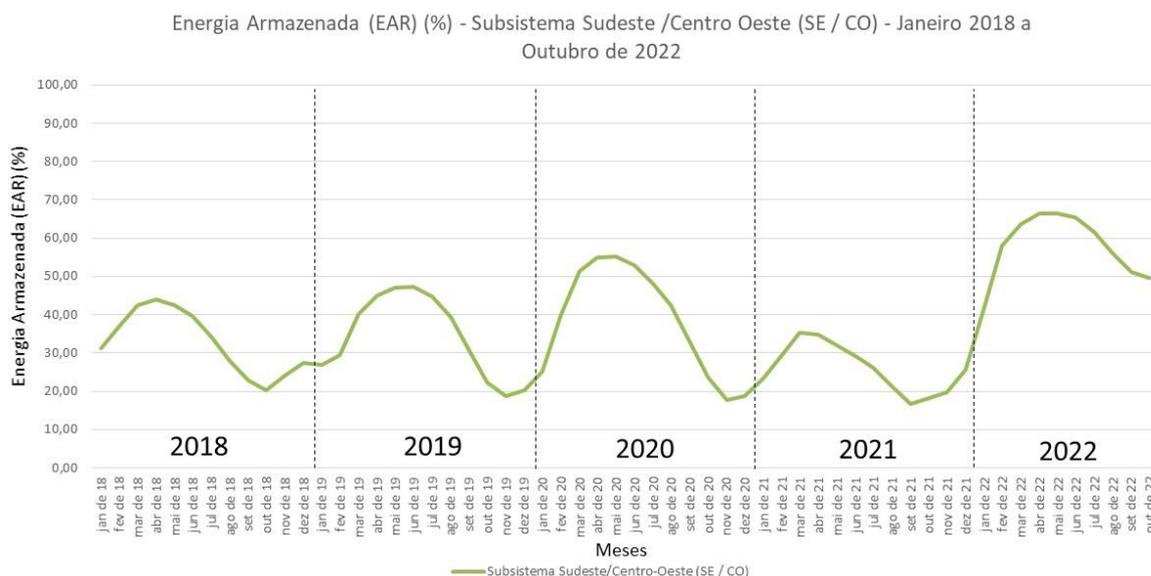
O detalhamento da evolução de estados de enchimento em cada uma das otimizações realizadas no HIDROTERM e NEWAVE seria possível ser estratificada até reservatório equivalente de energia (REE). Com tal detalhamento, seria possível realizar novos testes estatísticos por reservatório equivalente, determinando quais REEs seriam mais vulneráveis a diferenças estatísticas, entre as duas otimizações realizadas.

Contudo, com os dados analisados aqui, estratificados por subsistema, ainda é possível iniciar a determinação de quais subsistemas são, ou pelo menos estão nos últimos cinco anos, mais vulneráveis às características de gestão de armazenamento de reservatórios, principalmente em cenários de seca prolongada. Tal determinação será realizada com o auxílio dos resultados reais da variável energia armazenada (EAR) de cada subsistema, calculada em percentagem, perante o total de capacidade de armazenamento de cada subsistema.

Se considerada a variação da ordem de grandeza da variável Z(U) no período de 5 anos, em dois subsistemas, Nordeste e Norte, elas permaneceram praticamente constantes em um mesmo patamar. Já nos subsistemas Sul e Sudeste / Centro Oeste, existiram mudanças significativas no patamar da variável Z(U).

A figura 51 mostra os resultados reais de energia armazenada no subsistema Sudeste / Centro Oeste (SE / CO), no período de Janeiro de 2018 a Outubro de 2022.

Figura 51 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema SE / CO – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

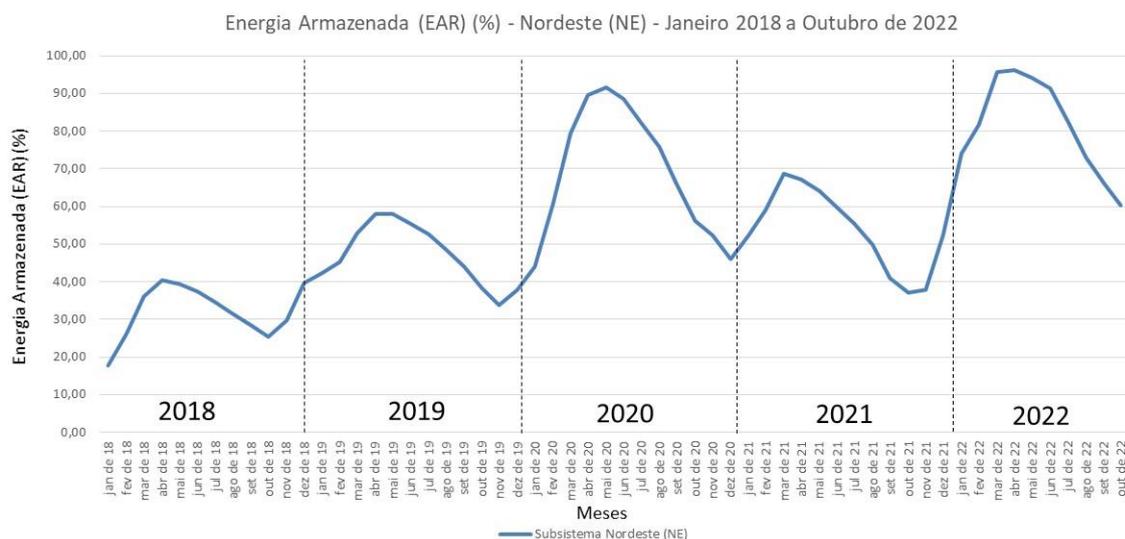
No subsistema Sudeste / Centro Oeste, conforme a tabela 6, há um aumento na diferença estatística entre as amostras, de 2018 para 2019, e um novo salto de patamar de 2020 para 2021.

A figura 51 mostra dados consolidados reais de EAR, no período de 2018 a 2022 e a tabela 6, mostra a distância de diferença estatística entre as duas otimizações realizadas, as quais projetam, a partir de dados reais consolidados até 2017, o regime otimizado de armazenamento de reservatórios.

O regime real de EAR consolidado em cada subsistema auxilia no entendimento das variações sazonais e limites mínimos e máximos em cada subsistema. Já os valores da variável Z(U) dos testes estatísticos mostram em quais anos as duas otimizações estiveram estatisticamente mais próximas ou distantes. Esses dois tipos distintos de informação podem indicar em conjunto quais subsistemas mereceriam prioridade no detalhamento de novas otimizações simultâneas, entre os dois modelos, para determinação mais clara das diferenças nas otimizações e suas razões para aprimoramento da gestão mais detalhada de cada REE ou cada cascata de usina hidroelétricas, como rotina de colaboração entre os dois modelos.

A figura 52 mostra os resultados reais de energia armazenada no subsistema Nordeste (NE), no período de Janeiro de 2018 a Outubro de 2022.

Figura 52 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema NE – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;



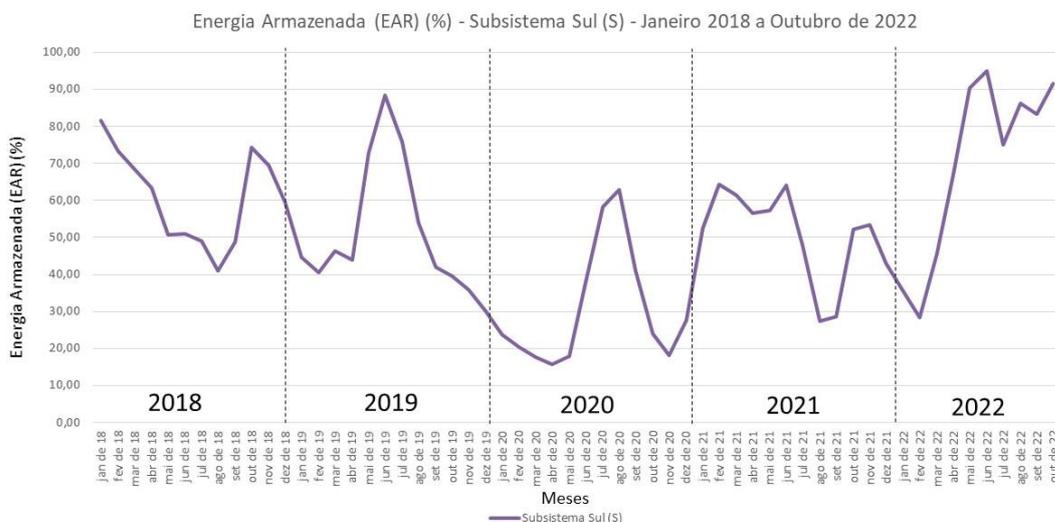
Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

No subsistema Nordeste, conforme a tabela 6, há uma manutenção de patamar na diferença estatística entre as amostras, exceto pelo ano de 2020, a qual é um pouco maior.

O regime consolidado de EAR do subsistema Nordeste é semelhante ao do subsistema Sudeste / Centro Oeste, no período de 2018 a 2022, repetindo até as características de menor amplitude de armazenamento em 2021, com mais de 90% de armazenamento no início de 2022. Mas, as características de diferenças entre as duas otimizações, realizadas no HIDROTERM e NEWAVE são completamente distintas. É necessário investigar neste caso a hipótese de influência da fragmentação de REEs do NEWAVE, frente à análise individual de cada usina no modelo não-linear do HIDROTERM, pois o subsistema Sudeste / Centro Oeste é o que mais possui divisões em REEs (6 REEs), enquanto o subsistema Nordeste é o único dos subsistemas dentro do NEWAVE, em que há apenas um REE.

A figura 53 mostra os resultados reais de energia armazenada no subsistema Sul (S), no período de Janeiro de 2018 a Outubro de 2022.

Figura 53 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema S – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

No subsistema Sul, conforme a tabela 6, há uma mudança significativa de patamar no ano de 2020, com novas oscilações significativas de patamar, para o ano de 2021 e 2022.

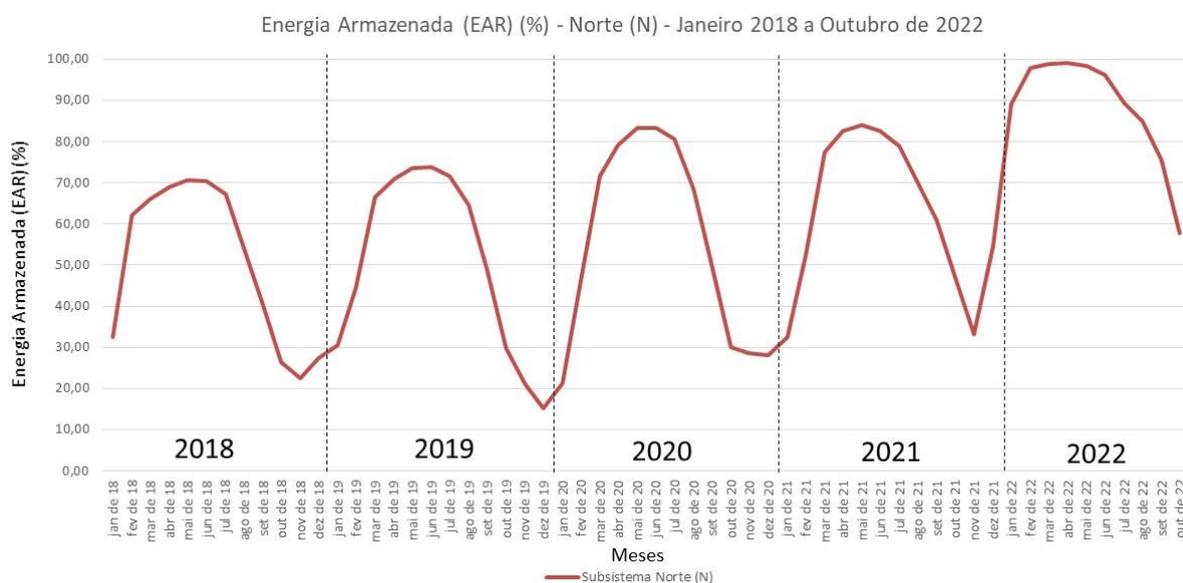
O subsistema Sul, pelo menos nos últimos 5 anos, possui um comportamento de distribuição de armazenamento, ao longo de cada ano, muito distinto às distribuições dos outros três subsistemas, os quais apresentam um comportamento sazonal mais uniforme e estável, ao longo dos últimos 5 anos, mesmo quando a distância entre os níveis máximo e mínimo são menores.

O subsistema Sul, dentro do NEWAVE é articulado pela divisão em dois REEs e por todas as oscilações de diferenças estatísticas apresentadas entre as duas otimizações realizadas e diferenças no seu regime consolidado anual de armazenamento mereça ser o primeiro a receber uma investigação mais aprofundado das causas dessas variações.

Se for considerado como hipótese de influência no EAR do subsistema Sul, o regime de novos investimentos no ACR e ACL neste subsistema, mostrados na figura 10 deste trabalho, onde no subsistema Sul predominam os investimentos em novas PCHs, pode-se determinar uma linha de aprofundamento de investigação do porquê este subsistema possui um histórico de armazenamento tão distinto dos outros três subsistemas. Outros fatores de influência que precisam ser investigados é a influência dos intercâmbios de energia entre o subsistema Sul e os outros subsistemas.

A figura 54 mostra os resultados reais de energia armazenada no subsistema Norte (N), no período de Janeiro de 2018 a Outubro de 2022.

Figura 54 – Energia Armazenada (EAR) em % do volume total armazenável no Subsistema N – Janeiro de 2018 a Outubro de 2022;



Fonte: Elaboração própria do autor a partir de banco de dados (ONS, 2022);

No subsistema Norte, conforme a tabela 6, há uma uniformidade maior da diferença estatística de cada para de amostras, em todos os 5 anos analisados. E a figura 54 também mostra uma uniformidade maior na sazonalidade do regime anual do EAR neste subsistema, o qual também possui a maior amplitude anual, entre os valores mínimo e máximo anuais de EAR.

A partir da comparação das informações do regime consolidado de EAR, com a diferença de significância estatística entre as otimizações dos dois modelos, poderia ser sugerida a seguinte ordem de detalhamento das investigações:

- a) Subsistema Norte, com detalhamento até o nível de seus três REEs;
- b) Subsistema Sul, com detalhamento até o nível de seus dois REEs;
- c) Subsistema Sudeste, com detalhamento até o nível de seus seis REEs;
- d) Subsistema Nordeste, o qual possui apenas um REE;

## 9. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo o desenvolvimento de uma comparação estruturada, entre os modelos NEWAVE e HIDROTERM, para análise de viabilidade de futuras simulações simultâneas, com o intuito de acelerar e aprofundar o aprimoramento mútuo desses dois modelos, para a melhoria contínua do gerenciamento do SIN. A partir da comparação estruturada foram detalhadas as seguintes análises:

- 1) Comparação dos Fluxogramas de cada etapa de cálculo, de cada um dos dois modelos citados: a qual demonstrou que possuem uma rastreabilidade para identificação de causas de volatilidade muito mais simples e direta que os modelos lineares, uma vez que o CMO é determinado pelo volume final de cada reservatório individualizado na simulação, facilitando também a determinação de cascatas de hidrelétricas mais críticas ou influentes, ao invés de depender de funções e operações de cálculo “artificiais” como as funções sintéticas para cálculo da função de custo futuro (FCF) dos modelos lineares;
- 2) Testes estatísticos entre os resultados obtidos tanto pelo NEWAVE quanto pelo HIDROTERM, do custo marginal da operação (CMO): a qual demonstrou quais subsistemas de energia existentes no SIN são mais propensos à volatilidade, por possuírem em suas variáveis de armazenamento e operação características não-lineares que são mais difíceis de serem “linearizadas por partes” e desse modo mais suscetíveis a distorções nos modelos lineares;
- 3) Estudo das maiores influências sobre as variações estatísticas no CMO, entre os dois modelos estudados pela demonstração de resultados em gráficos de caixa;

Sobre a comparação dos fluxogramas detalhados de cada etapa de cálculo, pode-se também enfatizar que todo o esforço e investimento de pesquisa, principalmente do programa P&D Estratégico da ANEEL, iniciado em 2008 e que teve como seu tema 1 o desenvolvimento de linhas de pesquisa, as quais provaram-se promissoras na última década, pode ser reaproveitado continuamente, simplesmente mantendo-se atualizados os registros da estrutura dos modelos desenvolvidos.

Com relação aos testes estatísticos dos resultados obtidos do CMO para cada subsistema de energia do SIN, a utilização simultânea de simulações espelhadas entre os modelos lineares oficiais e os modelos alternativos não-lineares também poderá explicitar aos agentes do setor de energia, quais patamares de operação, de cada UHEs individualmente são mais críticos ao

SIN, em cada estação climática do ano, ou a cada ciclo climático de maior porte (a cada 5 ou 10 anos). Como os agentes do setor elétrico evoluem seus sistemas de gestão para a série de normas ABNT NBR ISO 55001 – Sistemas de Gestão de Ativos, tais patamares poderiam consolidar-se como cenários de configuração de operação consensuais entre os agentes do setor elétrico entre si e também na gestão de configuração de operação de suas usinas perante outras necessidades de uso da água.

Finalmente, o estudo das maiores influências sobre as variações estatísticas no CMO pode ser utilizado também para comparar-se a volatilidade deste custo a cada “deck” de resultados oficial, publicados mensalmente, tornando mais assertiva e permanente, a análise crítica das influências de hidrologia e armazenamento na estimativa futura do CMO.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA JÚNIOR, Carlos Renato Seabra. **Proposta Metodológica Para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional. Orientadores: Nelson Maculan Filho e Amaro Olímpio Pereira Junior.** 2017. 111f. Tese (Doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

ALVES, Marcela Jacob. **Determinação do preço no mercado de energia elétrica brasileiro e valoração de um derivativo de energia por simulação Monte Carlo com aproximação por algoritmo genético.** Orientador: Marco Aurélio C. Pacheco. 2011. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.

ANA. Agência Nacional de Águas. **Anuário 2018.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico168/Anuario2018vf.pdf>>. Acesso em 19 Nov. 2019>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa no 476, 13 de março de 2012.** Altera a Resolução Normativa nº 440, de 5 de julho de 2011, que estabelece os critérios para a consideração de pequenas usinas nos modelos computacionais de planejamento da operação e formação de preço. Acesso em 20 de 11 de 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

BARROS, Regiane Silva de. **Despacho de um arranjo hidro-eólico incluso em um sistema coordenado centralmente : modelo híbrido de otimização com meta-heurísticas.** Orientador: Paulo de Barros Correia; Coorientadora: Ieda Geriberto Hidalgo. 2015. 182f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2015.

BEZERRA, Bernardo Vieira. **Incorporação da incerteza dos parâmetros do modelo estocástico de vazões na política operativa do despacho hidrotérmico.** Orientador: Álvaro de Lima Veiga Filho. 2015. 131 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.

BEZERRA, Francisco Elânio. **Uma abordagem computacional para previsão de demanda de energia elétrica e apoio à tomada de decisão no mercado de curto prazo no Brasil.** Orientador: Fábio Henrique Pereira. 2017. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Nove de Julho, 2017.

BRANDI, Rafael Bruno da Silva. **Métodos de Análise da Função de Custo Futuro em Problemas Convexos: Aplicação nas Metodologias de Programação Dinâmica Estocástica e Dual Estocástica.** Orientador: André Luís Marques Marcato. 2016. 230f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.

BRIGATTO, Arthur de Castro. **Ensuring Reserve Deployment in Hydrothermal Power Systems Planning**. Orientador: Alexandre Street de Aguiar; Coorientador: Davi Michel Valladão — 2016. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

CASTRO, R. CCEE. **Aprimoramentos na metodologia de cálculo do PLD**. Disponível em: < [https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld->](https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld-). Acesso em 22 Ago. 2019>.

CCEE Camara de Comercio de Energia Elétrica-. **20 Anos Do Mercado Brasileiro de Energia**. Brasil, São Paulo, 2018. CCEE. Metodologia de preços < Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-quefazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/metodologia\\_de\\_precos?\\_afLoop=1455392695530217&\\_adf.ctrl-state=al097fw0q\\_44#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1455392695530217%26\\_adf.ctrlstate%3D%3Dal097fw0q\\_48](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-quefazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=1455392695530217&_adf.ctrl-state=al097fw0q_44#!%40%40%3F_afLoop%3D1455392695530217%26_adf.ctrlstate%3D%3Dal097fw0q_48) Acesso em 29 Ago. 2019.->.

CHANG, G. W., AGANAGIC, M.; WAIGHT, J. G., MEDINA, J., BURTON, T., REEVES, S., e CHRISTOFORIDIS, M., **Experiences with Mixed Integer Linear Programming Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling**, IEEE Transactions on Power Systems, v. 16, n.4, pp. 743-749, 2001.

CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica da Eletrobrás). **PROJETO NEWAVE - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – Manual do Usuário**. Versão de Julho de 2013. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf>>. Acesso em 19 Dez. 2018>

\_\_\_\_\_. **Otimização Energética e Meio Ambiente**. Disponível em: < [http://www.cepel.br/pt\\_br/areas-de-atuacao/otimizacao-energetica-e-meio-ambiente.htm](http://www.cepel.br/pt_br/areas-de-atuacao/otimizacao-energetica-e-meio-ambiente.htm)>. Acesso em 01 Dez. 2018>

\_\_\_\_\_. **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo** Disponível em: < [http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-desistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-desistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm) ->. Acesso em 21 Out. 2019>

CORDEIRO, Luiz Filipe Alves. **Planejamento do setor elétrico brasileiro com foco nas emissões de CO2**. Orientador: Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.2015. 184 f. Tese (Doutorado) – Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, 2015.

CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico). **Análise de alternativas para mitigação da volatilidade do CMO/PLD**, Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 04-2019 , Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet\\_view=](http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=)

detalharConsulta&resourcePrimKey=524642&detalharConsulta=true&entryId=524644.  
Acesso em 04/07/2020.

CYRILLO, Yasmin Monteiro. **Avaliação do modelo PVARm Interconfigurações para geração de cenários de ENA no planejamento da operação de médio prazo.** Orientador: Reinaldo Castro Souza; Coorientador: Fernando Luiz Cyrino Oliveira. 2018. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.

DALSENO, Thaís C. ; ZAMBON, Renato C.; BARROS, Mario T. L.; YEH, William W-G. . **Evaluation of Monthly Inflow Forecasting Models for the Planning and Management of the Brazilian Hydropower System.** In: World Environmental and Water Resources Congress 2017, 2017, Sacramento. World Environmental and Water Resources Congress 2017. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 530.

DEUS, Marcella Lanzetti Daher de. **Séries temporais aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.** Orientador: Reinaldo Castro Souza. 2008. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

DE ARAÚJO JÚNIOR, Carlos Alberto. **Metodologia de Determinação dos níveis de metas para as futuras condições de operação do sistema interligado nacional.** Orientador: Alexandre Street de Aguiar. 2013. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.

DUARTE, V. S., **Modelagem da Vazão Mínima Obrigatória em Problemas de Planejamento da Operação de Longo Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Interligados.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2002.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE.) (2016b). **Avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN.** Acesso em 15 de janeiro de 2020, disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018** ano base 2017 Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>>. Acesso em 19 Nov. 2019>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica.**, 2020. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-eeletrica>>. Acessado em 01/03/2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017. Acessado em 01/03/2020.

FALCETTA, F.A.M., **Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema Hidrelétrico Brasileiro,** Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 2015.

FALCETTA, F.A.M., **Restrições de Vazões Mínimas e o Planejamento da Operação de Sistemas de Usinas Hidrelétricas**, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2020.

FALCETTA, Filipe Antonio Marques; ZAMBON, Renato C.; YEH, William W-G. . **Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2014, 2014, Portland. World Environmental and Water Resources Congress 2014. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 1916.

FERNANDES, Gláucia. **Risk control models for Brazilian hydropower investments: A proposal**. Orientador: Luiz Eduardo Teixeira Brandão. 2018. 119 f. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.

GANDELMAN, Dan Abensur. **Uma metodologia para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro considerando incertezas**. Orientadores: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite e Luiz Fernando Loureiro Legey. 2015. 211 f. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia de Produção) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

GRAMULIA JUNIOR, J. **Uma abordagem baseada em Algoritmos Genéticos para gerenciamento e controle de transferência não natural de água entre rios em contribuição ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. Tese de doutorado – Universidade Federal do ABC – UFABC. Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas – CECS. Programa de pós-graduação em Energia, 2014.

GUMBEL E. J. **Statistics of Extremes**, Califórnia EUA, Columbia University Press, 1958.

HENRIQUES, Rafaella de Souza. **Desenvolvimento de uma ferramenta baseada em sistema multiagente para obtenção da configuração do parque gerador de eletricidade por meio dos leilões de energia nova**. Orientador: Rodney Rezende Saldanha. 2019. 142 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2019.

IQBAL, Adam S. **Volatility: Practical Options Theory**, Editora Wiley Finance, 1ª edição, 2018, 208 p.

KAZAMA, Fernanda Nakano. **Representação da incerteza em modelos de programação dinâmica estocástica através de lattice binomial : análise na perspectiva do DECOMP**. Orientador: Paulo de Barros Correia. 2017. 91 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2017.

KLIGERMAN, A. S. **Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual**, Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas, 1992.

LARROYD, Paulo Vitor. **Um modelo de otimização estocástica com representação individualizada das usinas hidrelétricas no planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica**. Orientador: Erlon Cristian Finardi. 2016. 190f. Tese (Doutorado em Engenharia

Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

LOPES, João Eduardo Gonçalves ; BARROS, Mario Thadeu Leme de ; ZAMBON, RENATO C. ; FREITAS FILHO, Ítalo Tadeu de Carvalho . **SolverSIN: A Practical Model for Large Hydrothermal System Analysis**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2013, 2013, Cincinnati. World Environmental and Water Resources Congress 2013. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 2467.

MARCATO, A. L. M., **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

MARCHI E.V. e ZAMBON, R.C., **Backwater Effect over Tailrace Water Level in Cascade Hydropower Plants**, In: World Environmental and Water Resources Congress 2013, American Society of Civil Engineering (ASCE), 19 a 23 de maio de 2013, Cincinnati, Ohio, <https://doi.org/10.1061/9780784412947.230>

MARTINS, L. S. A., SOARES, S. e AZEVEDO, A. T., **A nonlinear model for the long-term hydro-thermal generation scheduling problem over multiple areas with transmission constraints**, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE'09, 2009.

METELLO, Camila Nunes. **Analytical representation of immediate cost functions in SDDP**. Orientador: Reinaldo Castro Souza; Coorientador: Mario Veiga Ferraz Pereira. 2016. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

MOREIRA, J. M. L.; CESARETTI, M. A.; CARAJILESCOV, P.; MAIORINO, J. R. **Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil**. Energy Policy, 87, 334-346, 2015.

NACIF, Leandro Andrade. **Modelo de Otimização Estocástico, Não-Linear a Usinas Individualizadas e com Elasticidade da Demanda para Otimização da Operação do Sistema Interligado Nacional**, Tese de Doutorado, Curitiba, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Histórico da Operação: Custo Marginal de Operação (CMO)**. Disponível em: <<http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>>, Acessado em 31/10/2022.

MUMMEY, Juliana Ferrari Chade. **Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica**. Orientador: Ildo luís Sauer; Coorientador: Dorel Soares Ramos. 2017. 184f. Tese (Doutorado em Ciência) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Sistema de Transmissão**. Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld->>. Acesso em 19 Nov. 2019>.

\_\_\_\_\_. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO). DISPONÍVEL EM: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>. ACESSO EM: 31 OUT. 2022.

OTOBE JÚNIOR, Reinaldo Fugitaro et. al., **Análise da energia nuclear no âmbito do despacho termoeletrico e da sustentabilidade: um panorama da termoeletricidade nuclear e a inserção de Angra 3 no sistema interligado nacional**, In: Revista Tecnologia e Sociedade (ISSN: 1984-3526), v. 15, n. 37, 2019.

PALFI, Guilherme Colinques ; ZAMBON, Renato C. . **Hydro and Wind Power Complementarity and Scenarization in Brazil**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2013, 2013, Cincinnati. World Environmental and Water Resources Congress 2013. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 2414.

PEREIRA, M. V. F., CAMPODÓNICO, N. e KELMAN, R., **Long-Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models**, Power Systems Research Inc., EPSOM 98, Zurique, 1998.

PEREIRA SOARES, Murilo. **On the Solution Variability Reduction of Stochastic dual Dynamic Programming Applied to Energy Planning**. Orientador: Alexandre Street de Aguiar; Coorientador: Davi Michel Valladão. 2015. 118 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.

PERIÇARO, Gislaine A. et al. **Optimal Non-Anticipative Scenarios for Nonlinear Hydro-Thermal Power Systems**. In: Applied Mathematics and Computation, Volume 387, 15 de dezembro de 2020. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2019.124820>.

PERIN, Maikon Del Ré. **Deep Reservoir Computing aplicado na previsão do preço de energia elétrica no mercado spot**. Orientador: Alexandre Mesquita. 2019. 80 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Departamento de Engenharia de Produção, Universidade de Caxias do Sul, 2019.

RODRIGUES, Daniel Lyra. BARROS, Mario Thadeu Leme de. BORGES, Camila Brandão Nogueira. MENDES, Ludmilson Abritta. **Análise da Volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do Setor Elétrico em Virtude da Variação da Energia Natural Afluente (ENA)**, XXIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS DA ABRH, 2019: <HTTPS://ANAIS.ABRHIDRO.ORG.BR/JOB.PHP?JOB=6375>;

RODRIGUES, Livia Ferreira. **Avaliação do uso de restrições probabilísticas para a superfície de aversão a risco no problema de planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica**. Orientador: Ricardo Bernardo Prada; Coorientador: André Luiz Diniz Souto Lima. 2016. 186 f. - Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

SAMPAIO, André Lawson Pedral. **On the Decision-Hazard Approach for the Stochastic Dual Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Operation Planning**. Orientador: Alexandre Street de Aguiar; Coorientador: Davi Michel Valladão. 2017. 76 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.

SALTELLI, A. et. al. **Global Sensitivity Analysis - The Primer**, Editora John Wiley and Sons, 1ª edição, 2008, 292 p.

SILVA, Ligia Monteiro da; ZAMBON, Renato C. . **Nonlinearities in Reservoir Operation for Hydropower Production**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2013, 2013, Cincinnati. World Environmental and Water Resources Congress 2013. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 2429.

SILVA, Thayse Cristina Trajano da. **Cenários futuros de oferta e demanda de energia elétrica: simulações do possível racionamento até 2011**. Orientador: Reinaldo Castro Souza. 2008. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

SOARES, Fillipe Henrique Neves. **Resposta da demanda industrial na formação de preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta**. Orientador: Dorel Soares Ramos. 2017. 200 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2017.

TAHAN JUNIOR, Cassio Roberto Vieira. **Aplicação da análise de componentes principais no problema do planejamento da operação energética de médio prazo**. Orientador: Erlon Cristian Finardi. 2017. 147 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

XU, Bin; ZHONG, Ping-An; ZAMBON, Renato C.; ZHAO, Yunfa; YEH, William W. G. . **Scenario tree reduction in stochastic programming with recourse for hydropower operations**. WATER RESOURCES RESEARCH, v. 51, n. 8, p. 6359-6380, Agosto 2015.

ZAMBON, Renato C. BARROS, Mario Thadeu Leme de ; LOPES, João Eduardo Gonçalves; BARBOSA, Paulo Sergio Franco; FRANCATO, Alberto Luiz; YEH, William W-G. **Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation**. In: Journal of Water Resources Planning and Management / Volume 138 Edição 2 - Março 2012. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000149](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000149).

ZAMBON, Renato C.; BARROS, Mario Thadeu Leme de ; BARBOSA, Paulo Sergio Franco; FRANCATO, Alberto Luiz; LOPES, João Eduardo Gonçalves; NOGUEIRA, Luis Fernando de Andrade Mello ; YEH, William W-G. . **A Stochastic Hydrothermal Decision Support System for Planning Operation: New Developments for the HIDROTERM Model**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2013, 2013, Cincinnati. World Environmental and Water Resources Congress 2013. Reston: American Society of Civil Engineers. p. 1563.

ZAMBON, Renato C.; FALCETTA, Filipe A. M.; BARROS, Mario T. L.; FERREIRA, Julio C.; YEH, William W-G. . **Reservoir Operation and Hydropower Production under Imposed Operational Constraints and Changes on the Paraíba do Sul River System**. In: World Environmental and Water Resources Congress 2017, 2017, Sacramento. World Environmental and Water Resources Congress 2017. Reston: American Society of Civil Engineers, 2017. p. 540.

ZAMBON, R. C., **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte**, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2008.

ZAMBON, R. C., **Otimização estocástica a usinas individualizadas no planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro**, Tese de Livre Docência, USP, São Paulo, 2020.