



# CONSIDERAÇÃO DO UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO NO MODELO COMPUTACIONAL UTILIZADO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientadores: Juan Pablo Cajahuanca Luna  
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2023

CONSIDERAÇÃO DO UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO NO MODELO  
COMPUTACIONAL UTILIZADO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Orientadores: Juan Pablo Cajahuanca Luna  
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Aprovada por: Prof. Juan Pablo Cajahuanca Luna, D.Sc.  
Dr. Carlos Henrique Medeiros de Sabóia, D.Sc.  
Prof<sup>a</sup>. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.  
Dra. Débora Dias Jardim Penna, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
FEVEREIRO DE 2023

Cerqueira da Silva, Luís Fernando Elyas

Consideração do Unit Commitment Hidráulico no Modelo Computacional Utilizado na Programação Diária da Operação/Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XXVII, 403 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Juan Pablo Cajahuanca Luna

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia de Produção, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 325 – 336.

1. Otimização. 2. Programação Inteira Mista. 3. Unit Commitment Hidráulico. 4. Zona Proibida. 5. Tempo Mínimo Ligado e Desligado. 6. Tratamento de simetria. 7. Unidade Equivalente. 8. Operação em Vazio. I. Pablo Cajahuanca Luna, Juan *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

*A minha mãe Silvia Dunley  
Cerqueira*

# Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus pela oportunidade de estar trilhando esse caminho de estudo com seu amparo nos momentos bons e principalmente nos momentos difíceis.

Agradeço também a toda a minha família, pelo amor, carinho, compreensão e cuidado. Agradeço, especialmente, a minha mãe, Silvia Dunley Cerqueira, por todo seu apoio, amor, afeto e carinho durante minha vida. Agradeço, também, ao meu pai, Alexandre Cerqueira, por seu exemplo de estudo e trabalho. À minha avó, Ana Maria, por todo seu amor e carinho dado em vida e agora sendo meu anjo da guarda. À meus irmãos Alexandre, Gabriel e Matheus Cerqueira por estarem presentes na minha vida. E agradeço igualmente aos meus demais familiares pela influência direta ou indireta no meu desenvolvimento profissional e pessoal ao longo da minha trajetória de vida.

Aos meus orientadores Juan Pablo Cajahuanca Luna e Carlos Henrique Medeiros de Saboia, pela ajuda no meu crescimento e aperfeiçoamento da minha carreira acadêmica e profissional, estimulando a enfrentar um desafio difícil, mas necessário.

Obrigado, principalmente ao André Diniz pela passagem de conhecimento e orientação, sendo um exemplo a ser seguido tanto relacionado ao conhecimento técnico quanto no seu empenho profissional. Obrigado, também, ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e principalmente ao Departamento de Sistemas Eletro-energéticos (DSE), pela direito da realização do meu estudo através de seus colaboradores, além da disponibilização de máquinas para execução dos inúmeros casos avaliados e necessários para conclusão desse trabalho.

Um agradecimento aos pesquisadores Ângelo Gabriel, Danielle de Freitas, Fábio Rodrigo, Felipe Machado, Lílian Chaves, Miryam Gerk, Renato Cabral e Roberto Pinto pelo auxílio e conselho as técnicas relacionadas ao trabalho decorrido ao longo do meu mestrado.

Agradeço aos meus amigos Erlon Portugal, Lílian Chaves, Marcelle Marques, Priscilla Chan e Tiago Norbiato que sempre estiveram presentes na minha vida pessoal e também durante o desenvolvimento do meu mestrado.

Um agradecimento especial para Pamella Sangy e Wanderson Luiz Silva, minha irmã e irmão de espírito e foram primordiais para a manutenção da minha sanidade mental durante esse período árduo do desenvolvimento desse trabalho. Serei eternamente grato pelo apoio e carinho.

Um agradecimento final a todos que fizeram parte direta ou indiretamente na minha vida pessoal e profissional na minha caminhada da vida culminando no fechamento desse ciclo com a conclusão do meu mestrado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## CONSIDERAÇÃO DO UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO NO MODELO COMPUTACIONAL UTILIZADO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva

Fevereiro/2023

Orientadores: Juan Pablo Cajahuanca Luna

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Programa: Engenharia de Produção

O presente trabalho tem por objetivo principal inserir a modelagem do Unit Commitment Hidráulico no modelo computacional utilizado na programação diária da operação (PDO), incorporando assim, variáveis binárias de status ligado ou desligado, e status para operação em vazio, para cada unidade das usinas hidrelétricas. Além disso, foram introduzidas as restrições, para cada unidade, de zona proibida para geração e turbinamento mínimo e máximo, tempo mínimo de permanência da unidade ligada ou desligada, custo de partida para acionar ou operar em vazio, consumo de água operando em vazio e número máximo de mudanças de estado para operar em vazio. O problema matemático resultante impõe um grande desafio, não apenas pela dificuldade de resolução, pois as dimensões encontram-se na ordem aproximada de 1 milhão de variáveis, sendo 250 mil binárias, com 1 milhão de restrições, mas também devido a necessidade deste problema precisar ser resolvido em algumas horas, para viabilizar as atividades da programação diária. O programa matemático resultante foi testado com a metodologia de solução atualmente adotada na PDO e, adicionalmente, foram propostos aprimoramentos considerando o tratamento de simetria e uma modelagem considerando o agrupamento de unidades hidráulicas equivalentes. Estas propostas foram testadas em 160 casos oficiais da PDO, avaliando-se aspectos de tempo de resolução e impacto na operação das unidades hidráulicas. E como contribuição adicional, foi desenvolvido com base em um caso oficial, um caso “toy” de dimensões reduzidas, para servir de base a comunidade acadêmica na realização de estudos futuros.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## HYDRAULIC UNIT COMMITMENT MODELING IN THE DAILY PROGRAMMING OPERATION MODEL

Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva

February/2023

Advisors: Juan Pablo Cajahuanca Luna

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Department: Production Engineering

The aim objective of this work is to consider the modeling of the Hydraulic Unit Commitment in the computational model used in the daily operation schedule (DOS). In this regard, for each unit of the hydroelectric power plants, there were considered binary variables of status on or off, and status for empty operation, for each unit of hydroelectric plants. In addition, there were also considered constraints for each unit, related to prohibited zone for generation and minimum and maximum turbines, minimum time for the unit to remain on or off, start-up cost to activate or operate with no load, consumption of water operating with no load and maximum number of state changes to operate on empty. The resulting mathematical problem poses a great challenge, not only because of the difficulty of resolution, as the dimensions are in the approximate order of 1 million of variables, 250 thousand of which are binary, with 1 million of restrictions, but also due to the necessity this problem needs to be solved in a few hours, to enable the activities of the daily schedule. The resulting mathematical program was tested with the solution methodology currently adopted in the DOS and, additionally, improvements were proposed considering the treatment of symmetry and a modeling considering the grouping of equivalent hydraulic units. These proposals were tested in 160 official DOS cases, evaluating aspects of resolution time and impact on the operation of hydraulic units. And as an additional contribution, it was developed based on an official case, a toy case of reduced dimensions, to serve as a basis for the academic community in carrying out future studies.the national interconnected system.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xvi</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Considerações Iniciais . . . . .	1
1.2 Problema . . . . .	6
1.3 Objetivo . . . . .	7
1.3.1 Revisão da formulação matemática existente no modelo DESSEM	7
1.3.2 Aprimoramentos da formulação matemática . . . . .	8
1.3.3 Implementação do Unit Commitment Hidráulico . . . . .	8
1.3.4 Metodologias de solução . . . . .	9
1.3.5 Criação de um novo caso toy . . . . .	9
1.4 Estrutura da dissertação . . . . .	10
<b>2 Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>11</b>
2.1 Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional .	11
2.2 Cadeia de Modelos de Otimização . . . . .	17
2.3 Modelo NEWAVE . . . . .	18
2.4 Modelo DECOMP . . . . .	19
2.5 Modelo DESSEM . . . . .	19
2.5.1 Problema da programação diária . . . . .	20
2.5.2 Despachos econômicos . . . . .	20
2.5.3 Restrições operacionais sistêmicas . . . . .	20
2.5.4 Restrições operativas da Rede Elétrica . . . . .	21
2.5.5 Restrições de atendimento a demanda e balanço hídrico . . . . .	21
2.5.6 Unit Commitment Térmico . . . . .	21
<b>3 Revisão Bibliográfica</b>	<b>23</b>

<b>4</b>	<b>Formulação Matemática do modelo DESSEM</b>	<b>48</b>
4.1	Características Gerais . . . . .	50
4.1.1	Problema de Programação Diária da Operação . . . . .	51
4.1.2	Planejamento da Operação Hidrotérmica-Eólica-Solar . . . . .	52
4.2	Representação Temporal . . . . .	53
4.2.1	Patamares Cronológicos . . . . .	55
4.2.2	Representação de Cenários . . . . .	55
4.2.3	Acoplamento Temporal entre Modelos . . . . .	56
4.3	Submercado . . . . .	56
4.4	Parque Hidráulico . . . . .	59
4.4.1	Usinas Hidrelétricas . . . . .	60
4.4.2	Reservatório . . . . .	62
4.4.3	Polinômios . . . . .	63
4.4.4	Modelagem dos vertedouros . . . . .	66
4.4.5	Topologia . . . . .	67
4.4.6	Equação de Balanço Hídrico . . . . .	68
4.4.7	Desvios d'água . . . . .	69
4.4.8	Usinas elevatórias . . . . .	70
4.4.9	Canais entre reservatórios . . . . .	74
4.4.10	Evaporação . . . . .	76
4.4.11	Retirada para outros usos . . . . .	78
4.4.12	Seção de rios . . . . .	79
4.4.13	Tempo de viagem . . . . .	81
4.4.14	Função de Produção Hidráulica Exata - FPHE . . . . .	82
4.4.15	Função de Produção Hidráulica Aproximada - FPHA . . . . .	89
4.4.16	Engolimento máximo . . . . .	95
4.5	Parque Termoelétrico . . . . .	98
4.5.1	Unit Commitment Térmico - UCT . . . . .	99
4.5.2	UCT - Rampa para tomada ou alívio de carga . . . . .	99
4.5.3	UCT - Tempo mínimo ligada (Ton) e desligada (Toff) . . . . .	101
4.5.4	UCT - Trajetórias de acionamento ou desligamento da unidade térmica . . . . .	103
4.5.5	Ciclo Combinado . . . . .	106
4.5.6	Usinas térmicas a gás natural liquefeito - GNL . . . . .	111
4.6	Parque Eólico . . . . .	111
4.7	Parque Solar . . . . .	114

4.8	Geração de Usinas não Despachadas Centralizadamente . . . . .	116
4.9	Rede Elétrica . . . . .	116
4.10	Custos do Problema da Programação Diária da Operação - PDO . . . . .	119
4.10.1	Custos de operação termoeétrica . . . . .	119
4.10.2	Importação e exportação de energia . . . . .	123
4.10.3	Custo de deficit . . . . .	125
4.10.4	Custo futuro . . . . .	127
4.10.5	Custo de penalidades de violação das restrições . . . . .	129
4.10.6	Custo de penalidade pequenas pelo uso de variáveis . . . . .	135
4.10.7	Função objetivo . . . . .	137
4.11	Restrições Operativas Sistêmicas . . . . .	138
4.11.1	Atendimento à demanda por submercado . . . . .	139
4.11.2	Reserva de potência . . . . .	140
4.11.3	Restrições elétricas especiais . . . . .	142
4.11.4	Restrições de meta geração térmica ou intercâmbio . . . . .	144
4.12	Restrições Operativas da Rede Elétrica . . . . .	145
4.12.1	Atendimento à demanda por barra . . . . .	146
4.12.2	Atendimento à demanda por ilha elétrica . . . . .	147
4.12.3	Restrições de limite de fluxo nas linhas . . . . .	148
4.12.4	Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas . . . . .	149
4.12.5	Restrições de segurança por tabela . . . . .	151
4.12.6	Restrições de segurança lineares por partes (LPP) . . . . .	153
4.12.7	Restrições de reserva de potência para inequações de fluxo . . . . .	155
4.12.8	Restrições de rampa para variações nos fluxos dos circuitos . . . . .	155
4.13	Restrições Operativas para Usinas Hidrelétricas . . . . .	156
4.13.1	Retirada de água para outros usos . . . . .	156
4.13.2	Enchimento de volume morto . . . . .	157
4.13.3	Restrições de controle de nível em seções de rio . . . . .	158
4.13.4	Volume de espera para controle de cheias . . . . .	160
4.13.5	Restrição de vazão máxima no canal . . . . .	161
4.13.6	Restrições de manutenção de unidades e estações . . . . .	162
4.13.7	Restrições operativas de limites . . . . .	162
4.13.8	Restrições operativas de variação . . . . .	163
4.14	Estratégia de Solução Atual . . . . .	165
4.14.1	Estratégia de solução com programação linear inteira-mista . . . . .	165
4.14.2	Análise de inviabilidades . . . . .	168

4.15	Cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO . . . . .	170
4.15.1	Cálculo do Custo Marginal em cada barra - CMB . . . . .	170
4.15.2	Cálculo do Custo Marginal da Operação do Submercado - CMO . . . . .	172
<b>5</b>	<b>Aprimoramentos desenvolvidos</b>	<b>173</b>
5.1	Libs . . . . .	173
5.2	Compilação e passagens de informações entre o DESSEM e Libs . . . . .	175
5.3	Utilização da FPFA construída pelas Libs . . . . .	176
5.4	Aprimoramentos no cálculo da FPFA . . . . .	177
5.5	Polinômios por parte . . . . .	178
5.6	FPFA com produtibilidade e perdas variáveis . . . . .	179
5.7	Inclusão da vazão lateral no cálculo da FPFA . . . . .	182
<b>6</b>	<b>Implementação do Unit Commitment Hidráulico</b>	<b>187</b>
6.1	Unit Commitment Hidráulico - UCH . . . . .	188
6.1.1	Conceito e importância do UCH . . . . .	188
6.1.2	Status das unidades geradoras hidrelétricas ligada ou desligada . . . . .	190
6.1.3	Status das unidades geradores hidrelétricas em vazio . . . . .	190
6.1.4	Inequação de composição das unidades geradoras hidrelétricas . . . . .	191
6.1.5	Turbinamento e geração das unidades geradoras hidrelétricas . . . . .	192
6.1.6	Equação de composição de turbinamento e geração das unidades geradoras hidrelétricas . . . . .	192
6.1.7	Zona Proibida - Turbinamento mínimo e máximo das unidades geradoras hidrelétricas . . . . .	193
6.1.8	Zona Proibida - Geração mínima e máxima das unidades geradoras hidrelétricas . . . . .	193
6.1.9	Restrição de tempo mínimo ligada, desligada das Unidades Geradores Hidrelétricas . . . . .	194
6.1.10	Relação entre operar em vazio e tempo mínimo desligado . . . . .	195
6.1.11	Custos de partida . . . . .	195
6.1.12	Número máximo de mudanças de estado para operando em vazio . . . . .	197
6.1.13	Restrição da equação de balanço hídrico . . . . .	198
6.2	Formulação matemática proposta de reserva de potência e modelagem da FPFA por quantidade de unidades ligadas . . . . .	199
6.2.1	Formulação e modelagem das restrições de reserva de potência . . . . .	200

6.2.2	Modelagem da FPFA por quantidade de unidades geradoras ligadas . . . . .	208
6.3	Validação da modelagem . . . . .	219
<b>7</b>	<b>Estratégias de Solução</b>	<b>222</b>
7.1	Estratégia de solução existente com UCT e UCH . . . . .	222
7.2	Aprimoramentos para reduzir o tempo computacional . . . . .	224
7.2.1	Atualizações do solver e da quantidade de Threads . . . . .	224
7.2.2	Inclusão de restrição de tratamento de simetria . . . . .	225
7.2.3	Metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes	227
<b>8</b>	<b>Análise de Casos Oficiais</b>	<b>232</b>
8.1	Características do computador . . . . .	233
8.2	Casos Oficiais ONS e CCEE . . . . .	233
8.2.1	Casos Oficiais ONS . . . . .	234
8.2.2	Casos Oficiais CCEE . . . . .	234
8.2.3	Dados de entrada das unidades com relação ao UCH . . . . .	234
8.3	Resultados dos Casos Oficiais - Atualizações de solver e Threads . . . . .	237
8.3.1	Análise do tempo computacional com a atualização da versão do solver - casos ONS . . . . .	238
8.3.2	Análise do tempo computacional com variações da quantidade de Threads - casos ONS . . . . .	240
8.4	Resultados dos Casos Oficiais do ONS . . . . .	243
8.4.1	Análise da quantidade de variáveis e restrições . . . . .	244
8.4.2	Análise do tempo computacional - Estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP . . . . .	245
8.4.3	Análise do tempo computacional - Estratégia incluindo restrições de tratamento de simetria . . . . .	251
8.4.4	Análise do tempo computacional - Estratégia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes . . . . .	258
8.4.5	Resumo dos resultados obtidos com todas as metodologias apresentadas nos casos oficiais do ONS . . . . .	264
8.4.6	Resultados operativos de geração obtidos com todas as metodologias apresentadas em um caso oficial do ONS . . . . .	271
8.4.7	Análise do impacto operativo ao considerar UCH . . . . .	286
8.5	Resultados dos Casos Oficiais da CCEE . . . . .	292

8.5.1	Análise do tempo computacional - Estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP . . . . .	292
8.5.2	Análise do tempo computacional - Estratégia incluindo restrições de tratamento de simetria . . . . .	298
8.5.3	Análise do tempo computacional - Estratégia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes . . . . .	305
8.5.4	Resumo dos resultados obtidos com todas as metodologias apresentadas nos casos oficiais da CCEE . . . . .	311
<b>9</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>319</b>
9.1	Revisitar os objetivos iniciais . . . . .	319
9.2	Impactos das implementações no tamanho e complexidade do problema .	320
9.3	Resumo da análise com base nos resultados . . . . .	321
9.4	Trabalhos futuros . . . . .	323
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>325</b>
<b>A</b>	<b>Caso Toy</b>	<b>337</b>
A.1	Motivações para construção do caso toy . . . . .	338
A.2	Características Gerais das usinas do Caso Toy . . . . .	339
A.2.1	Horizonte e discretização temporal . . . . .	340
A.2.2	Patamares de carga . . . . .	342
A.2.3	Usinas Hidrelétricas . . . . .	345
A.2.4	Usinas Térmicas . . . . .	351
A.2.5	Usinas Eólicas . . . . .	354
A.2.6	Usinas Solares . . . . .	357
A.3	Rede Elétrica . . . . .	360
A.3.1	Rede elétrica real considerada . . . . .	361
A.3.2	Resumo da rede elétrica . . . . .	364
A.4	Restrições do Caso Toy . . . . .	366
A.4.1	Restrições operativas de usinas hidrelétricas . . . . .	366
A.4.2	Restrições operativas de usinas termelétricas . . . . .	369
A.4.3	Restrições de segurança . . . . .	369
A.4.4	Balanco hídrico . . . . .	370
A.4.5	Atendimento a demanda . . . . .	370
A.4.6	Dados de entrada das unidades com relação ao UCH . . . . .	372
A.5	Resumo do universo do Caso Toy . . . . .	374

A.5.1	Mapa do Caso Toy . . . . .	374
A.5.2	Quantidade de variáveis e restrições do Caso Toy . . . . .	376
A.5.3	Consideração dos dados relacionados ao UCH . . . . .	377
<b>B</b>	<b>Resultados com base no Caso Toy</b>	<b>378</b>
B.1	Análises com a estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP . . .	379
B.1.1	Resultados do caso toy do submercado Sudeste . . . . .	379
B.1.2	Resultados do caso toy do submercado Nordeste . . . . .	381
B.1.3	Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN . . .	383
B.2	Análises com a estratégia considerando a restrição de simetria . . . . .	385
B.2.1	Resultados do caso toy do submercado Sudeste . . . . .	386
B.2.2	Resultados do caso toy do submercado Nordeste . . . . .	387
B.2.3	Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN . . .	389
B.3	Análises com respeito a metodologia da decisão por agrupamento de uni- dades equivalentes . . . . .	391
B.3.1	Resultados do caso toy do submercado Sudeste . . . . .	392
B.3.2	Resultados do caso toy do submercado Nordeste . . . . .	393
B.3.3	Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN . . .	396
B.4	Análise da diferença operativa ao considerar UCH . . . . .	397
B.5	Resultados de geração e armazenamento final das usinas hidrelétricas . .	402

# Lista de Figuras

1.1	Produção mundial bruta de energia elétrica. . . . .	2
1.2	Produção mundial absoluta de energia elétrica. . . . .	3
1.3	Comparação entre a produção de energia elétrica no Brasil e no resto do mundo. . . . .	4
1.4	Comparação entre o consumo de energia elétrica no Brasil e no resto do mundo de fontes renováveis e não renováveis. . . . .	5
1.5	Capacidade instalada ao longo dos anos. . . . .	6
2.1	Geração de energia elétrica de fontes não renováveis de 2.000 até 2021. . . . .	13
2.2	Oferta interna de energia elétrica por fonte geradora . . . . .	13
2.3	Possibilidades e consequências de decisões para um sistema hidrotérmico. . . . .	16
2.4	Fluxograma da cadeia de modelos de otimização desenvolvidos pelo CEPEL. . . . .	17
4.1	Representação do sistema com rede, usinas, injeções, cargas e trechos de rio. . . . .	51
4.2	Horizonte do estudo com a discretização até semi horária do primeiro dia e em patamares cronológicos a partir do segundo dia. . . . .	54
4.3	Horizonte do estudo com a discretização de acordo com o dia da semana. . . . .	54
4.4	Representação temporal por patamares cronológicos. . . . .	55
4.5	Representação dos submercados . . . . .	57
4.6	Representação de uma usina hidrelétrica e suas principais respectivas variáveis operativas . . . . .	61
4.7	Esquema representativo de um reservatório . . . . .	63
4.8	Exemplo do polinômio cota-volume da usina de Tucuruí . . . . .	64
4.9	Exemplo do polinômio cota-área da usina de Sobradinho . . . . .	65
4.10	Modelagem da soleira do vertedouro da usina . . . . .	66
4.11	Cascatas de usinas hidrelétricas . . . . .	67
4.12	Exemplo de usina de desvio . . . . .	70

4.13	Representação de uma estação de bombeamento . . . . .	71
4.14	Ilustração do esquema hídrico da bacia do Paraíba do Sul . . . . .	72
4.15	Ilustração do esquema das usinas contidas na bacia do Paraíba do Sul . . . . .	73
4.16	Canal Pereira Barreto entre as usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos . . . . .	74
4.17	Tabela que determina a vazão do canal Pereira Barreto em função das cotas dos reservatórios de origem e fim . . . . .	75
4.18	Exemplo de cálculo da vazão evaporada para a usina de Sobradinho em meses com condições de contorno distintas . . . . .	77
4.19	Exemplo da função de evaporação exata e a aproximada da usina de Sobradinho . . . . .	78
4.20	Exemplo de três seções de rio, $S_1$ , $S_2$ e $S_3$ da confluência de dois rios . . . . .	80
4.21	Detalhamento das seções do rio ilustrados na Figura 4.20 . . . . .	80
4.22	Exemplo esquemático de tempo de viagem por translação com $\tau_{ij} = 2horas$ . . . . .	81
4.23	Exemplo onde não há a ocorrência do efeito de remanso . . . . .	85
4.24	Exemplo onde evidencia a ocorrência do efeito de remanso . . . . .	85
4.25	Exemplo dos gráficos da função de produção exata de uma usina hidrelétrica considerando vertimento nulo, gráfico a esquerda, e volume e turbinamento fixo, gráfico a esquerda. . . . .	88
4.26	Exemplo da janela de discretização para construção da FPHA. . . . .	90
4.27	Exemplo da envoltória convexa da função $FPH(V, Q, S = 0)$ para uma grade de discretização com $NPTV$ pontos de volume e com $NPTQ$ pontos de turbinamento e a janela do volume. . . . .	92
4.28	Esquema da regressão para minimizar os desvios entre função aproximada e a exata feita após a construção da envoltória convexa. . . . .	93
4.29	Esquema da aproximação da secante na dimensão do vertimento, com volume e turbinamento fixados. . . . .	94
4.30	Engolimento máximo definido pela turbina, gráfico a esquerda, e potência máxima definida pelo gerador, ambos em função da altura líquida. . . . .	96
4.31	Exemplo da decisão operativa quando há ou não a consideração de restrições de rampa da geração térmica de uma unidade térmica . . . . .	101
4.32	Ilustração de resultados do modelo quando não há restrições de tempo mínimo ligada ou desligada de uma unidade térmica . . . . .	102
4.33	Ilustração de resultados do modelo quando há restrições de tempo mínimo ligada e desligada de uma unidade térmica . . . . .	103
4.34	Exemplificação da geração de uma unidade térmica sem a consideração de trajetória de acionamento e desligamento . . . . .	104

4.35	Exemplificação da geração de uma unidade térmica com a consideração de trajetória de acionamento e desligamento . . . . .	105
4.36	Exemplo de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma turbina a vapor (ST) . . . . .	107
4.37	Exemplo de despacho das possíveis configurações de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma a vapor (ST) . . . . .	108
4.38	Exemplo das possíveis configurações de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma a vapor (ST) . . . . .	109
4.39	Exemplificação da evolução da capacidade da usina eólica de acordo com sua altura e diâmetro . . . . .	112
4.40	Usina solar de Tauá – CE/Brasil . . . . .	114
4.41	Exemplo de função linear por parte para o custo de deficit de energia . . . . .	126
4.42	Exemplo ilustrativo da função de custo futuro . . . . .	127
4.43	Resumo das penalidades com seu respectivo valor final com base no valor de referência . . . . .	134
4.44	Resumo das penalidades com seu respectivo valor final . . . . .	137
4.45	Exemplo de restrição de segurança por tabela . . . . .	151
4.46	Fluxograma do processo iterativo da verificação do atendimento às restrições de segurança por tabela. . . . .	153
4.47	Exemplificação de restrição de segurança aproximada por funções lineares por parte. . . . .	154
4.48	Esquema da confluência dos rios na régua 11. . . . .	158
4.49	Volume de espera para controle de cheias. . . . .	161
4.50	Fluxograma geral da estratégia de solução da PDO considerando restrições da rede elétrica, restrições de segurança e UCT. . . . .	166
4.51	Fluxograma detalhado da estratégia de solução da PDO até a iteração do MILP. . . . .	167
4.52	Fluxograma detalhado da estratégia de solução da PDO desde a iteração do MILP até o cálculo do CMO. . . . .	168
4.53	Fluxograma de acionamento da variável de folga para casos inviáveis. . . . .	169
5.1	Ilustração do esquema de inclusão de uma nova funcionalidade pelas Libs. . . . .	174
5.2	Componentes das Libs com os dados do usuário, seu acesso e as bibliotecas. . . . .	175
5.3	Relação entre o modelo DESSEM e as Libs. . . . .	176
5.4	Exemplo de polinômio com uma curva de jusante. . . . .	178
5.5	Exemplo de polinômio com várias curvas de jusante. . . . .	179

5.6	Comparação de desvio no modelo de otimização. . . . .	181
5.7	Comparação do tempo computacional. . . . .	181
5.8	Representação do impacto da vazão lateral proveniente de vazão defluente e vazão incremental. . . . .	184
5.9	Caso real de impacto da vazão lateral proveniente de vazão defluente e vazão incremental. . . . .	185
6.1	Exemplificação da reserva de potência positiva de uma usina com quatro unidades, sendo que três estão ligadas. . . . .	203
6.2	Exemplificação da reserva de potência negativa de uma usina com quatro unidades, sendo que três estão ligadas. . . . .	206
6.3	Exemplo de ajustes realizados em curvas da FPHA para cada quantidade de unidades ligadas . . . . .	209
6.4	Resumo da formulação matemática para incorporar a consideração da FPHA em função da quantidade de unidades ligadas . . . . .	219
7.1	Ilustração do algoritmo de solução com inclusão do UCH dentro da iteração da resolução do MILP. . . . .	223
7.2	Ilustração da hierarquização em função da inclusão das restrições de . . .	226
8.1	Quantidade de usinas e unidades de um caso oficial de dezembro de 2022.	233
8.2	Dados de entrada gerais considerados para UCH. . . . .	235
8.3	Valores dos dados de entrada considerados do UCH das unidades geradoras hidráulicas. . . . .	236
8.4	Valores de geração e turbinamento mínimos e máximos considerados das unidades geradoras hidráulicas. . . . .	237
8.5	Tempo de execução de casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX. . . . .	238
8.6	Tempo médio de execução com desvio padrão de casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX. . . . .	239
8.7	Gráfico Boxplot dos tempos de execuções dos casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX. . . . .	240
8.8	Tempo de execução de casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads. . . .	241
8.9	Tempo médio de execução com desvio padrão de casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads. . . . .	242
8.10	Gráfico Boxplot dos tempos de execuções dos casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads. . . . .	243

8.11	Quantidade de variáveis binárias e contínuas. . . . .	244
8.12	Quantidade de restrições com variáveis binárias e contínuas e quantidade de elementos . . . . .	244
8.13	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	246
8.14	Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	246
8.15	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem e com UCH.	247
8.16	Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH. . . . .	247
8.17	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	248
8.18	Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	249
8.19	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem e com UCH.	250
8.20	Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH. . . . .	250
8.21	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.	252
8.22	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	252
8.23	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	253
8.24	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	254
8.25	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com . . . . .	255
8.26	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com .	255
8.27	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com . . . . .	256
8.28	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com .	257
8.29	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	258
8.30	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	259
8.31	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.	260

8.32	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes . . . . .	260
8.33	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	261
8.34	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	262
8.35	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.	263
8.36	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	263
8.37	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	265
8.38	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	265
8.39	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	266
8.40	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas . . . . .	267
8.41	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	268
8.42	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	268
8.43	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	269
8.44	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	270
8.45	Geração hidráulica total do Sudeste. . . . .	272
8.46	Geração térmica total do Sudeste. . . . .	273
8.47	Geração renovável total do Sudeste. . . . .	273
8.48	Intercâmbio do Sudeste. . . . .	274
8.49	Energia armazenada total do Sudeste. . . . .	274
8.50	Geração hidráulica total do Nordeste. . . . .	275
8.51	Geração térmica total do Nordeste. . . . .	276
8.52	Geração renovável total do Nordeste. . . . .	276
8.53	Intercâmbio do Nordeste. . . . .	277

8.54	Energia armazenada total do Nordeste. . . . .	277
8.55	Geração hidráulica total do Norte. . . . .	278
8.56	Geração térmica total do Norte. . . . .	279
8.57	Geração renovável total do Norte. . . . .	279
8.58	Intercâmbio do Norte. . . . .	280
8.59	Energia armazenada total do Norte. . . . .	280
8.60	Geração hidráulica total do Sul. . . . .	281
8.61	Geração térmica total do Sul. . . . .	282
8.62	Geração renovável total do Sul. . . . .	282
8.63	Intercâmbio do Sul. . . . .	283
8.64	Energia armazenada total do Sul. . . . .	283
8.65	Geração hidráulica total do SIN. . . . .	284
8.66	Geração térmica total do SIN. . . . .	285
8.67	Geração renovável total do SIN. . . . .	285
8.68	Energia armazenada total do SIN. . . . .	286
8.69	Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH podendo operar em vazio. . . . .	288
8.70	Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio. . . . .	289
8.71	Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio e com restrições de . . . . .	290
8.72	Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio e com a metodologia de decisão por agrupamento de unidades equivalente. . . . .	291
8.73	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	293
8.74	Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	293
8.75	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem e com UCH. . . . .	294
8.76	Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH. . . . .	294
8.77	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	295
8.78	Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH. . . . .	296
8.79	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem e com UCH. . . . .	297
8.80	Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH. . . . .	297

8.81	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.	299
8.82	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	299
8.83	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	300
8.84	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com .	301
8.85	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.	302
8.86	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	302
8.87	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	303
8.88	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria. . . . .	304
8.89	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	305
8.90	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	306
8.91	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.	307
8.92	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes . . . . .	307
8.93	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	308
8.94	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	309
8.95	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.	310
8.96	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes. . . . .	310
8.97	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	312

8.98	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	312
8.99	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	313
8.100	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas . . . . .	314
8.101	Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	315
8.102	Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	315
8.103	Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	316
8.104	Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas. . . . .	317
A.1	Discretização temporal do caso toy para o primeiro dia até o meio dia . . .	340
A.2	Discretização temporal do caso toy para o primeiro dia até o fim do dia .	341
A.3	Discretização temporal do caso toy para o segundo dia até o fim do horizonte	341
A.4	Patamares de carga do primeiro dia até meio dia . . . . .	342
A.5	Patamares de carga do primeiro dia até o fim do dia . . . . .	343
A.6	Patamares de carga do segundo dia até o fim do horizonte do estudo . . .	343
A.7	Resumo dos patamares de carga do caso toy . . . . .	344
A.8	Usinas hidrelétricas do caso toy . . . . .	345
A.9	Cascata das usinas hidrelétricas do caso toy . . . . .	346
A.10	Características gerais das usinas hidrelétricas do caso toy . . . . .	347
A.11	Características de geração e turbinamento mínimos e máximos das unidades geradoras do caso toy - parte 1 . . . . .	348
A.12	Características de geração e turbinamento mínimos e máximos das unidades geradoras do caso toy - parte 1 . . . . .	349
A.13	Características de tempo mínimo ligado e desligado do caso toy - parte 1	350
A.14	Características de tempo mínimo ligado e desligado do caso toy - parte 1	350
A.15	Usinas termelétricas do caso toy . . . . .	351
A.16	Capacidade e características gerais das usinas termelétricas do caso toy .	352
A.17	Geração mínima e máxima, além dos valores de tempo mínimo ligado e desligo das unidades termelétricas do caso toy - parte 1 . . . . .	353

A.18 Geração mínima e máxima, além dos valores de tempo mínimo ligado e desligo das unidades termelétricas do caso toy - parte 2 . . . . .	353
A.19 Usinas eólicas do caso toy . . . . .	354
A.20 Usinas eólicas do caso toy . . . . .	355
A.21 Geração disponível na primeira metade do primeiro dia das usinas eólicas do caso toy . . . . .	356
A.22 Geração disponível na segunda metade do primeiro dia das usinas eólicas do caso toy . . . . .	356
A.23 Geração disponível à partir do segundo dia das usinas eólicas do caso toy	357
A.24 Usinas solares do caso toy . . . . .	358
A.25 Capacidade da usina solar do caso toy . . . . .	358
A.26 Geração disponível na primeira metade do primeiro dia da usina solar do caso toy . . . . .	359
A.27 Geração disponível na segunda metade do primeiro dia da usina solar do caso toy . . . . .	359
A.28 Geração disponível à partir do segundo dia da usina solar do caso toy . .	360
A.29 Número de linhas e barras por submercado da rede elétrica do caso toy .	361
A.30 Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 1 a 40 . . . . .	362
A.31 Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 41 a 80 . . . . .	362
A.32 Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 81 a 120 . . . . .	363
A.33 Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 120 a 139 . . . . .	363
A.34 Representação da malha da rede elétrica com as barras ou que possuem carga ou que estão conectadas em usinas, linhas de transmissão e cargas atuantes . . . . .	365
A.35 Tempo de viagem entre as usinas de montante e jusante . . . . .	366
A.36 Taxa de desvio de água . . . . .	367
A.37 Volume de espera dos reservatórios . . . . .	367
A.38 Limites mínimos e máximos das restrições operativas de vazão vertida, vazão defluente e altura do reservatório . . . . .	368
A.39 Limite de variação da vazão defluente . . . . .	368
A.40 Tempo de viagem entre as usinas de montante e jusante . . . . .	369
A.41 Carga no submercado Sudeste nas primeiras 12 horas do primeiro dia . .	371
A.42 Carga no submercado Sudeste nas últimas 12 horas do primeiro dia . . .	371
A.43 Dados de entrada gerais considerados para UCH do caso toy. . . . .	372
A.44 Valores dos dados de entrada considerados do UCH das unidades geradoras hidráulicas do caso toy. . . . .	373

A.45	Valores de geração e turbinamento mínimos e máximos considerados das unidades geradoras hidráulicas do caso toy. . . . .	373
A.46	Mapa resumido dos submercados, usinas, rede elétrica e cargas atuantes nas barras. . . . .	375
A.47	Quantidade de variáveis binárias e contínuas no caso toy. . . . .	376
A.48	Quantidade de restrições com variáveis binárias e contínuas, e elementos no caso toy. . . . .	376
B.1	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste. . . . .	380
B.2	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste. . . . .	381
B.3	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste. . . . .	382
B.4	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Nordeste. . . . .	383
B.5	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN. . . . .	384
B.6	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN. . . . .	385
B.7	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste. . . . .	386
B.8	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste. . . . .	387
B.9	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste. . . . .	388
B.10	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Nordeste. . . . .	389
B.11	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN. . . . .	390
B.12	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN. . . . .	391
B.13	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste. . . . .	392
B.14	Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste. . . . .	393
B.15	Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste. . . . .	394

B.16 Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao sub-mercado Nordeste. . . . .	395
B.17 Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN. . . . .	396
B.18 Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN. . . . .	397
B.19 Decisão operativa de geração hidráulica da usina Retiro Baixo sem e com UCH. . . . .	399
B.20 Decisão operativa de geração hidráulica da usina Paulo Afonso 123 sem e com UCH. . . . .	401
B.21 Volume útil inicial e final de cada metodologia e de cada usina hidrelétrica.	403

# Capítulo 1

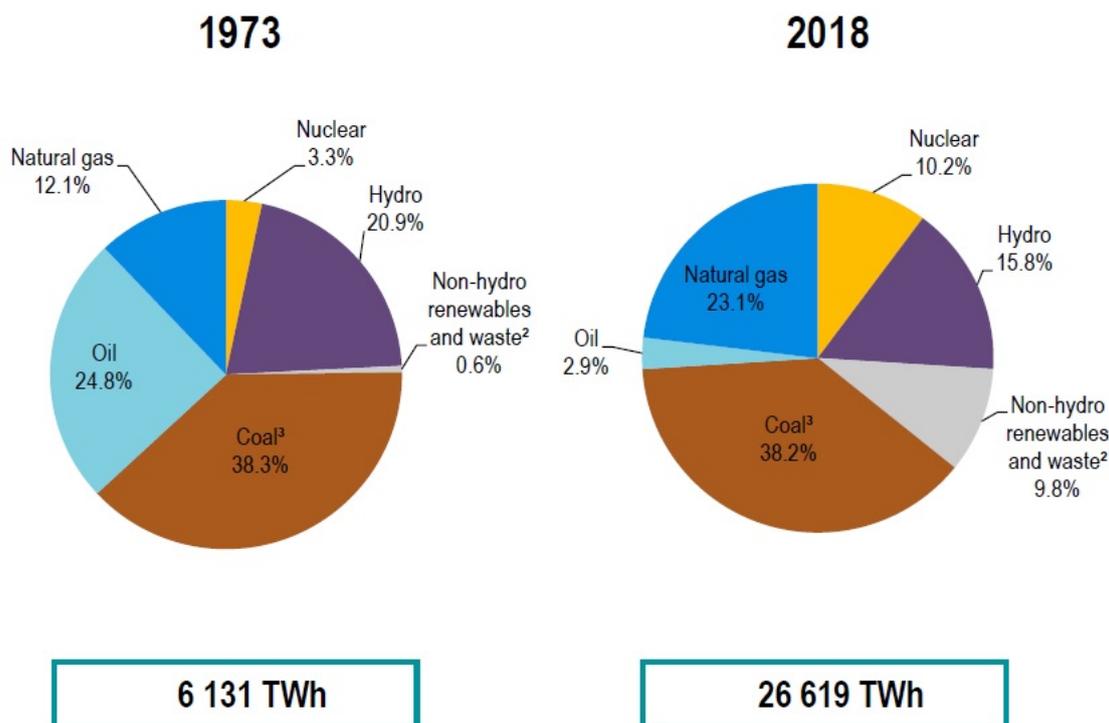
## Introdução

### 1.1 Considerações Iniciais

O sistema interligado nacional conecta praticamente todas as usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares por meio de linhas de transmissão. O tamanho do país é continental e devido a quantidade de usinas e restrições leva a um problema de alta complexidade a ser resolvido.

O sistema de geração de energia brasileiro é composto principalmente por usinas hidrelétricas, térmicas (gás, óleo e carvão), eólica, solar, biomassa e nuclear. As fontes de energia renováveis representam a maior parte da capacidade geradora do país.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), IEA (2022), conforme mostrado na Figura 1.1, no ano de 2018, da produção de energia elétrica mundial, 38,2% foi baseada no carvão, seguido por 23,1% no gás natural, 15,8% na geração hídrica, 10,2% na geração nuclear, 9,8% na geração solar, eólica, geotérmica, resíduos e biocombustível, e 2,9% na geração com petróleo.



1. Excludes electricity generation from pumped storage.
2. Includes geothermal, solar, wind, tide/wave/ocean, biofuels, waste, heat and other.
3. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.

Figura 1.1: Produção mundial bruta de energia elétrica. Fonte: IEA (2022).

Conforme observado na figura, o gráfico da esquerda para o da direita, observa-se a mudança da distribuição de geração de energia entre 1973 e 2018, sendo a mudança mais expressiva referente ao aumento de geração nuclear, gás natural e renováveis principalmente eólica e solar, enquanto que a geração a partir de petróleo e hidráulico reduziram no quesito percentual da geração total.

Para acrescentar a análise com relação também ao aumento absoluto da geração de cada item desse gráfico, na figura 1.2 a seguir, pode ser observado o aumento absoluto de cada tipo de geração entre 1973 e 2018. O item de outras renováveis compreende as geração renováveis sem a consideração das hidráulicas, como eólica, solar, biomassa, dentre outras.

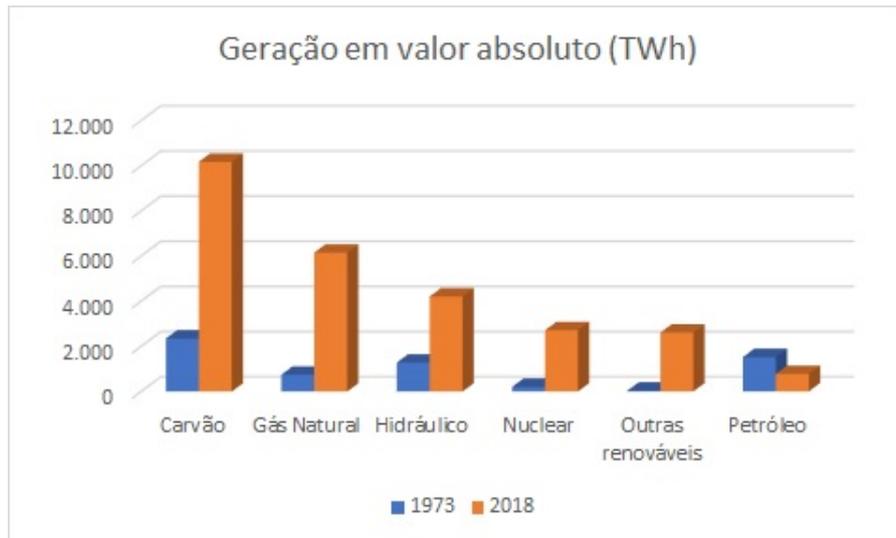


Figura 1.2: Produção mundial bruta de energia elétrica. Fonte: IEA (2022).

Conforme apresentado na figura 1.3 a seguir, onde compara-se a matriz energética mundial e a brasileira, observa-se que a produção brasileira de energia renováveis com usinas hidráulicas, eólicas, solares e de biomassa, possui uma relevância bastante superior. Onde no mundo a matriz de energia renovável representa cerca de 33%, enquanto que no Brasil essa parcela é cerca de 80%.

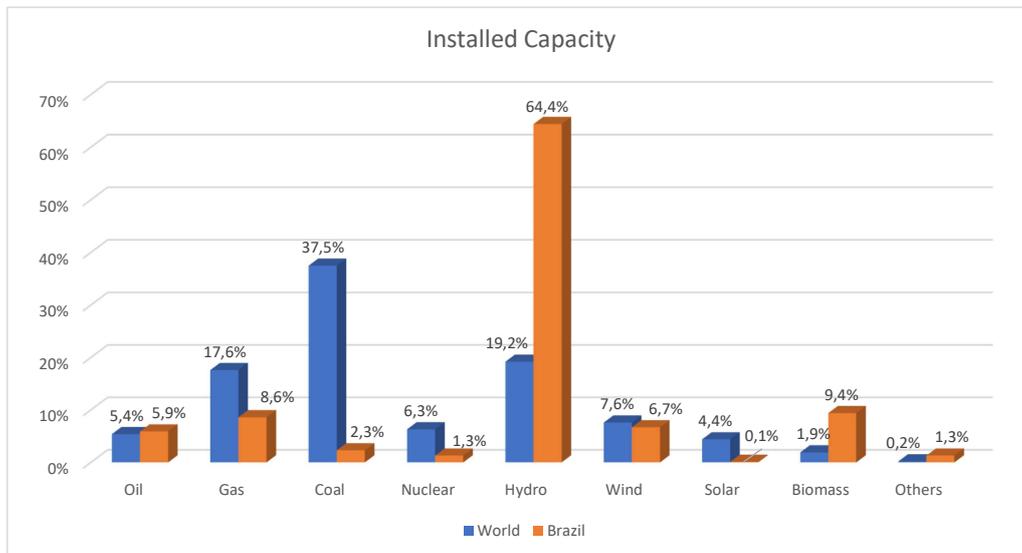


Figura 1.3: Comparação entre a produção de energia elétrica no Brasil e no resto do mundo. Fonte: MME (2017).

Valores de consumo de energia proveniente de fontes renováveis e não renováveis no Brasil e no mundo em 2019 pode ser encontrados em EPE (2022), onde no gráfico apresentado em 1.4, observa-se um consumo de energia renovável na questão proporcional cerca de 230% superior ao encontrado no consumo mundial, onde no Brasil a parcela de consumo de energia a partir de fontes renováveis é de 46% enquanto que a média mundial é de 14%.

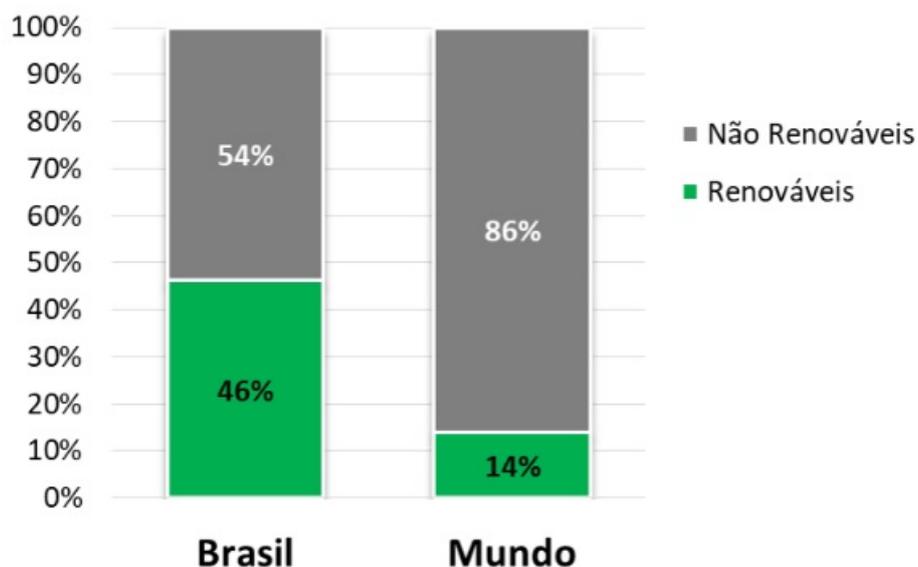


Figura 1.4: Comparação entre o consumo de energia elétrica no Brasil e no resto do mundo de fontes renováveis e não renováveis. Fonte: EPE (2022).

De 1970 até 2018, o Brasil aumentou a sua capacidade instalada de 11 GW para mais de 163 GW, o que corresponde a uma taxa média de crescimento anual de 5,7%, de acordo com MME (2017). Apesar da participação hidrelétrica ter diminuído bastante na matriz elétrica brasileira, variando de 87,4% em 1996 para 63,8% em 2018, ainda assim é muito representativa. O crescimento da capacidade instalada brasileira ao longo dos anos é mostrada na Figura 1.5.

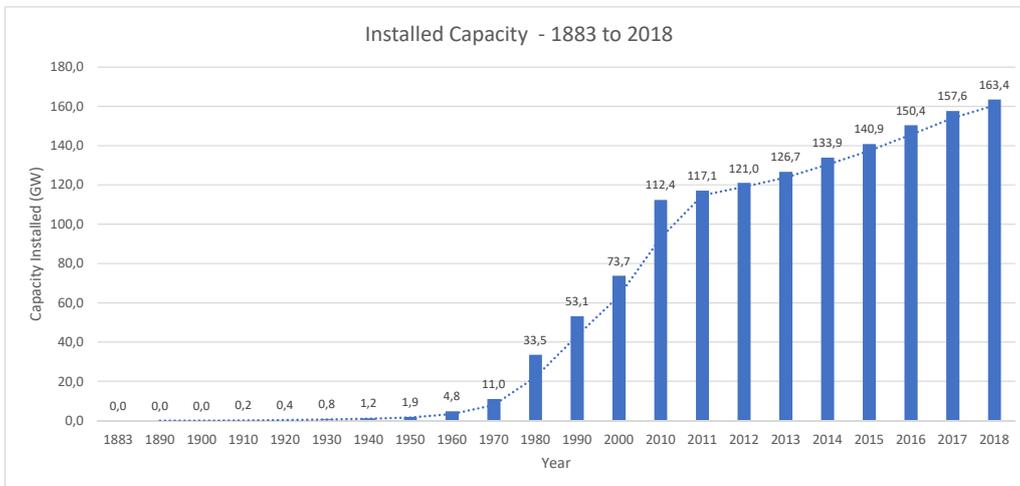


Figura 1.5: Capacidade instalada ao longo dos anos. Fonte: MME (2017).

## 1.2 Problema

O principal problema a ser resolvido, o qual é o escopo desse trabalho, consiste na representação do Unit Commitment Hidráulico, UCH. Antes do desenvolvimento desse trabalho, o modelo DESSEM considerava apenas o UCT, onde as variáveis de decisão do parque hidráulico eram definidas pela usina sem considerações do status ligada ou desligada, tempo mínimo ligado e desligado, zonas proibidas, dentre outros. Essa simplificação traz além de uma solução que não representa corretamente as restrições da vida real, traz um trabalho hercúleo de alterar as decisões do DESSEM depois de sua execução na mesa de operação, o que é chamado de "pós-DESSEM". Portanto, há um problema de encontrar um ótimo global real e um problema operacional.

Adicionalmente, alguns aprimoramentos precisaram ser feitos para melhorar a representação do modelo, como polinômios por parte, produtibilidade e perdas variáveis, melhorarias na construção da função de produção aproximada e consideração da vazão

lateral para o cálculo da função de produção.

Por último e como consequência da inclusão da consideração do UCH na modelagem, é o problema do tempo computacional. Pois, como o número de unidades geradoras hidráulicas é bastante superior e também em função da complexidade atrelada ao universo do parque hidráulico com as funções de produção, polinômios de cota, balanço hídrico, dentre outras, aumenta consideravelmente a complexidade e com isso o tempo computacional.

## 1.3 Objetivo

O objeto do trabalho pode ser separado em cinco partes principais, conforme lista apresentada a seguir.

1. Revisão da formulação matemática existente no modelo DESSEM, 4
2. Aprimoramentos da formulação, 5
3. Implementação do Unit Commitment Hidráulico, 6
4. Metodologia de solução adotada, 7
5. Criação de um novo caso toy, A

### 1.3.1 Revisão da formulação matemática existente no modelo DESSEM

No capítulo 4 será apresentado toda a formulação que o modelo DESSEM atualmente considera. A formulação foi considerada tomando como base de referência o manual de metodologia do modelo, CEPEL (2023b).

Assim, são detalhadas todas as formulações e considerações da representação temporal, 4.2, submercados, 4.3, parques hidráulicos, 4.4, térmicos, 4.5, eólicos, 4.6, solar, 4.7,

e pequenas usinas, 4.8. Além do detalhamento da rede elétrica, 4.9, custos do problema da programação diária da operação, 4.10, restrições operativas sistêmicas, 4.11, restrições operativas da rede elétrica, 4.12, restrições operativas para usinas hidrelétricas, 4.13, a estratégia de solução, 4.14, e o cálculo do custo marginal de operação, 4.15.

### **1.3.2 Aprimoramentos da formulação matemática**

Conforme será apresentado no capítulo 5, foram feitos alguns aprimoramentos na modelagem, e para isso foi necessário desenvolver uma comunicação com as Libs, CEPTEL (2023d), e sua devida adaptação de compilação e passagens de dados, como será apresentado em 5.1 e 5.2. Com isso, foi possível considerar, além da FPHA construída pelas Libs, 5.3, as seguintes metodologias: aprimoramentos no cálculo da FPHA, 5.4, polinômios por parte, 5.5, incorporação de produtibilidade e perdas variáveis na FPHA, 5.6, e consideração da vazão lateral no cálculo da FPHA, 5.7.

### **1.3.3 Implementação do Unit Commitment Hidráulico**

Conforme será apresentado no capítulo 6, as características do UCH que foram consideradas são relacionadas as unidades geradoras hidrelétricas, onde será considerado o status da unidade estando ligada, desligada, operando em síncrono ou operando em vazio. Além de considerar tempo mínimo ligado, tempo mínimo desligado e tempo mínimo operando em síncrono e vazio. As zonas proibidas de geração e turbinamento mínimo e máximo também foram consideradas. Outros detalhes como relação entre os status, custo de partida dos status, consumo de água e de carga serão detalhados no capítulo mencionado.

### 1.3.4 Metodologias de solução

O problema a ser resolvido é de alta complexidade dado o seu tamanho, além de considerar restrições não-lineares modeladas por restrições lineares por partes. O modelo DESSEM é formulado como um problema de programação linear inteira mista fazendo uso do algoritmo branch-and-cut disponível no solver de otimização IBM/CPLEX em sua metodologia de resolução. Além da solução tradicional considerando Unit Commitment Hidráulico juntamente com o Térmico, foram feitos alguns desenvolvimentos com metodologias adicionais para reduzir o tempo computacional, como adicionar restrições de tratamento de simetria e mudança da consideração da variável de decisão do despacho hidráulico por grupo gerador e não por unidade, conforme pode ser observado no capítulo 7, onde será melhor detalhado. Adicionalmente, alguns parâmetros foram avaliados a fim de reduzir o tempo computacional, como testar o impacto do aumento do número de Threads do processamento paralelo utilizado pelo solver CPLEX e atualizar a versão do CPLEX.

### 1.3.5 Criação de um novo caso toy

Para poder validar as implementações desenvolvidas no presente trabalho, foi desenvolvido um novo caso acadêmico com um tamanho reduzido, mas ainda com a representação hídrica e elétrica conforme a realidade. No apêndice A, encontra-se todo o detalhamento que justificou a escolha das usinas selecionadas, bem como os dados de entrada considerados no caso, como a rede elétrica, capacidade das linhas, capacidade das unidades geradoras e usinas, demanda, dentre outros. Dessa forma, estudos futuros poderão tomar como referência esse caso sabendo todas as características e assim propor novas metodologias e confrontar os resultados obtidos. As análises dos resultados podem ser avaliadas no apêndice B.

## 1.4 Estrutura da dissertação

Neste capítulo foi feita uma contextualização geral do setor elétrico brasileiro e foi definido o objetivo deste trabalho. O segundo capítulo, 2, descreverá o setor elétrico brasileiro de forma mais detalhada. O terceiro capítulo, 3, apresentará a revisão bibliográfica. O quarto capítulo, 4, mostrará a formulação matemática que atualmente o modelo considera. No capítulo 5, serão explicitados os aprimoramentos nas formulações existente. No sexto capítulo 6 serão apresentados os novo desenvolvimentos implementados referentes ao Unit Commitment Hidráulico. No sétimo capítulo, 7, serão apresentados as metodologias de estratégias de solução adotadas. No oitavo capítulo, 8, serão apresentados as análises e os resultados referentes a casos oficiais publicados pelo ONS e CCEE. E por último, no nono capítulo, 9, contém a conclusão final e trabalhos futuros. No apêndice A, serão detalhadas as características do caso toy criado. No apêndice B, serão apresentados as análises e resultados referente ao caso toy.

# Capítulo 2

## Setor Elétrico Brasileiro

### 2.1 Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional

O sistema de geração elétrica brasileira apresenta grande participação de fonte de energia renovável, que inclui energia hídrica, biomassa, energia solar e eólica. Essas energias são responsáveis por cerca de 80% do consumo de energia do país, MACEIRAL *et al.* (2018).

Com relação a usinas hidrelétricas, algumas características são de fundamental importância na análise para esse tipo de gerador. São eles:

1. Reservatórios
2. Afluência hídrica
3. Acoplamento hidráulico
4. Acoplamento temporal

Muitas usinas possuem grandes reservatórios apresentando a capacidade de regularização de vários anos. O registro histórico de afluência hídrica apresenta longos períodos

de seca e as afluências futuras têm um comportamento estocástico que depende diretamente das chuvas futuras, o que não pode ser previsto com exatidão e além disso essas afluências variam muito ao longo do ano nas diferentes estações e até mesmo entre anos, MACEIRA *et al.* (2002). Outra característica importante consiste em que o sistema brasileiro possui uma topologia formada por cascatas complexas ao longo de várias bacias hidrográficas, dessa forma esse acoplamento hídrico impacta na dificuldade para encontrar a operação ótima do sistema. Outro acoplamento importante é o temporal, onde a decisão do hoje impacta a disponibilidade de energia no futuro.

Dessa forma, todas essas características supracitadas tornam o planejamento operacional energético de sistemas hidrotérmico-eólicos de alta complexidade a ser resolvida.

No Brasil, o SIN é responsável por 99% da energia elétrica consumida com cerca de 200 mil quilômetros de linhas de transmissão ligando diferentes regiões do país, ONS (2023a). Com isso, é possível intercambiar energia entre submercados para melhor aproveitar os diferentes regimes hídricos apresentados de acordo com cada bacia hidrográfica no território brasileiro.

De acordo com o Balanço Energético Nacional, em MME/EPE (2022), houve um crescimento acentuado da geração de energia elétrica de gás natural ao longo dos anos quando comparado com outras fontes não renováveis, como pode ser observado na figura 2.1 a seguir. Ainda neste relatório de 2022 a oferta interna de energia elétrica pode ser avaliada na figura 2.2 a seguir, onde 56,8% está atrelada a usinas hidráulicas, 12,8% para usinas à gás natural, 10,6% para usinas eólicas e 8,2% para biomassa.

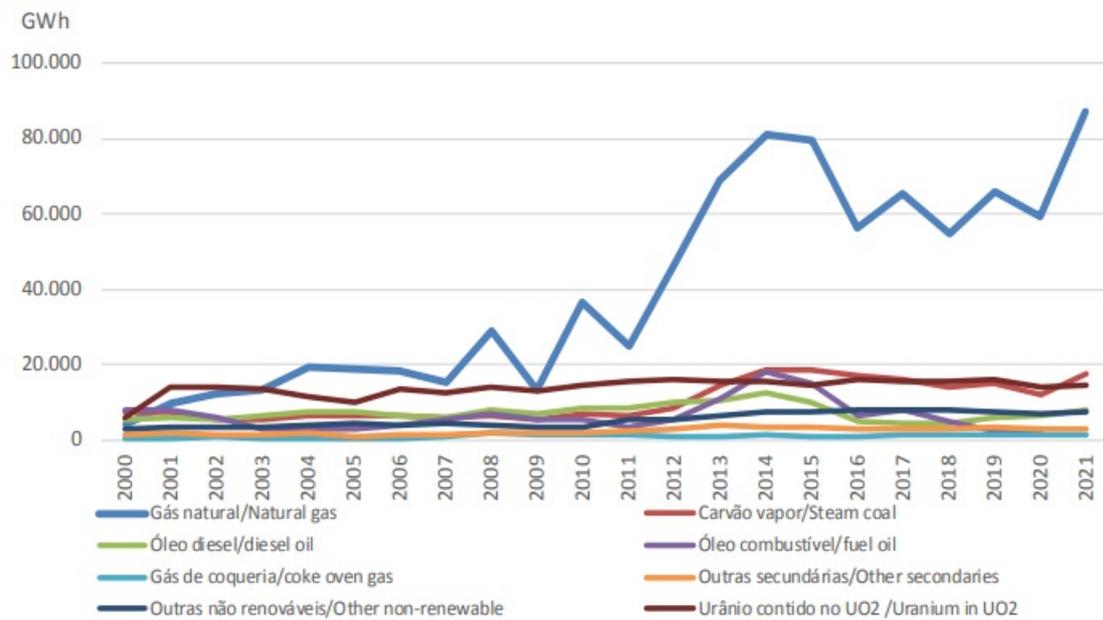


Figura 2.1: Geração de energia elétrica de fontes não renováveis de 2.000 até 2021. Fonte: MME/EPE (2022).

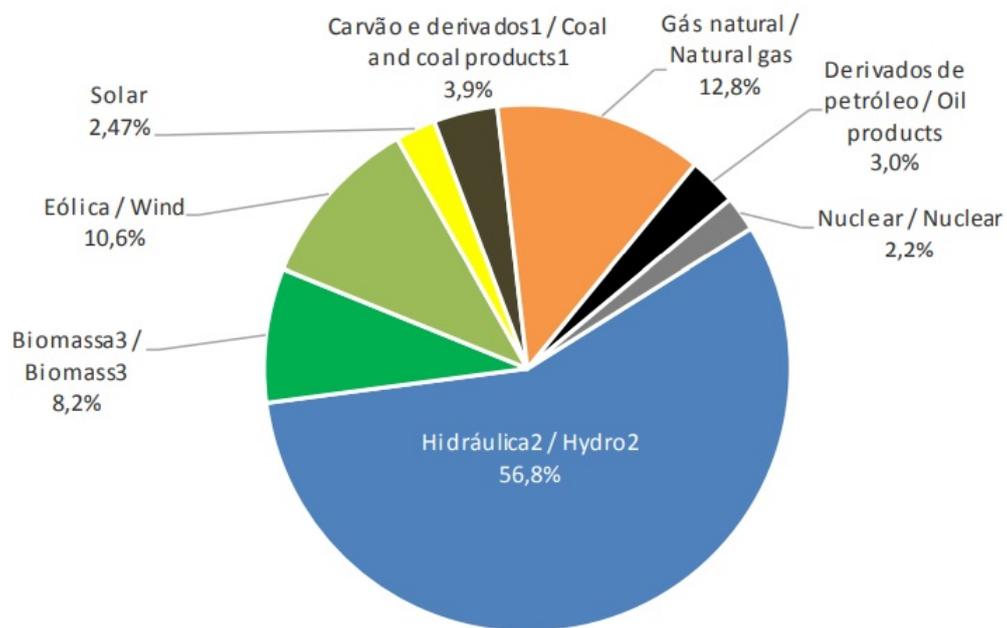


Figura 2.2: Oferta interna de energia elétrica por fonte geradora. Fonte: MME/EPE (2022).

De acordo com os dados apresentados na figura 2.2, com relação a capacidade de geração de energia elétrica brasileira em 2022, cerca de 78% está vinculada a geração de usinas renováveis como hidráulica, biomassa, eólica e solar. Ainda à partir da avaliação dos dados apresentados, o sistema brasileiro pode ser classificado como um sistema predominantemente hidrelétrico, considerando a participação dessas usinas na capacidade de geração do país.

Uma das características inerentes a usinas hidráulicas refere-se ao fato da afluência de água futura para os reservatórios não poder ser prevista com total exatidão devido ao seu comportamento estocástico. Este comportamento acarreta um custo de oportunidade para o aproveitamento da água que está armazenada nos reservatórios e que deve ser considerada no planejamento da operação do sistema, dado que a decisão de uso da água no presente impacta numa queda de energia disponível no futuro, no caso de ocorrer um cenário ruim de afluência.

Em função disso, o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) desenvolve uma cadeia de modelos de otimização que visa planejar a operação energética do sistema hidrotérmico-eólico brasileiro. Dado o tamanho do problema de otimização a ser resolvido, com suas quantidade de variáveis, incertezas, restrições, discretização temporal, dentre outros itens, três modelos foram criados com objetivos específicos de resolver seus respectivos problemas com suas condições de contorno. Os modelos usados são: NEWAVE, DECOMP e DESSEM, onde o modelo NEWAVE é usado para planejamento de médio/longo prazo, modelo DECOMP para o curto prazo e o modelo DESSEM para o curtíssimo prazo.

Economia, confiabilidade, disponibilidade e universalidade foram as principais diretrizes para a definição do atual panorama do mercado brasileiro. Seguindo essas diretrizes, o planejamento da operação do SIN é realizado com o objetivo de otimizar o uso dos recursos disponíveis, dada a configuração elétrica do sistema. O objetivo é determinar as metas de geração hidrelétrica e térmica para minimizar o custo operacional total

esperado ao longo do horizonte de planejamento.

No entanto, características como acoplamento temporal, estocasticidade das afluições e acoplamento operacional impactam de forma intensa trazendo a alta complexidade ao problema a ser resolvido.

De acordo com MACEIRA *et al.* (2002), os volumes limitados dos reservatórios somados à variabilidade das afluições futuras produzem um elo entre uma decisão operacional em uma determinada etapa e as consequências futuras dessa decisão. Por exemplo, se a decisão de operação do sistema for esgotar os estoques de energia hidrelétrica dos reservatórios e ocorrerem baixos volumes de afluição, as usinas hidrelétricas podem não ter água suficiente para atender a demanda no futuro. Como efeito, pode ser necessário usar uma geração térmica muito cara no futuro, ou mesmo deixar de fornecer energia e ter corte de carga. Caso contrário, se os níveis dos reservatórios forem mantidos elevados por meio de um uso mais intensivo da geração térmica no presente a custos mais elevados, o ocorrerem altos volumes de afluição, as capacidades dos reservatórios podem ser excedidas e haverá vertimento de água no sistema, o que se traduz para um desperdício de energia, MACEIRA *et al.* (2002).

O acoplamento operacional ocorre em função da tipologia construtiva das usinas hidrelétrica que são feitas em cascata, e portanto, a operação de uma usina a montante impacta a operação de todas as usinas localizadas a jusante.

Na Figura 2.3 pode ser observado um resumo do problema de planejamento da operação de energia de acordo com a decisão entre reduzir o nível de água dos reservatório e ter geração hídrica no presente ou aumentar o nível dos reservatórios e ter geração térmica no presente e como essa decisão impacta de acordo com o que ocorre com a afluição futura.

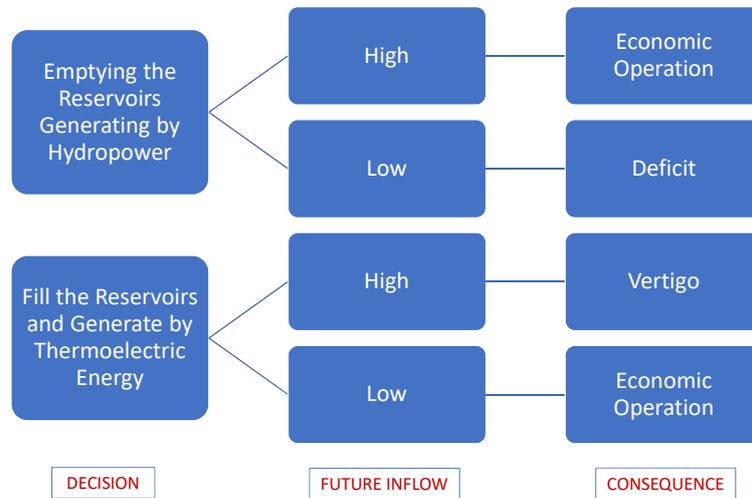


Figura 2.3: Possibilidades e consequências de decisões para um sistema hidrotérmico.

Portanto, é sabido que as características, condições de contorno e tamanho do problema a ser resolvido são extremamente complexos e desafiadores, principalmente para os modelos de médio e de longo prazo.

Para os modelos de curtíssimo prazo, como o modelo DESSEM, a afluência é determinística, ou seja, para o modelo não há incertezas com relação ao volume de água que chega em cada usina, sendo assim um dado de entrada para o modelo.

O SIN é composto por uma malha da rede elétrica onde as linhas de transmissão levam a energia do seu nó de origem de geração para onde há alguma demanda. Os modelos de médio e longo prazo, DECOMP e NEWAVE, fazem uma simplificação dessa representação se limitando em incluir os limites de intercâmbios entre os submercados e reservatórios equivalentes de energia. Já o modelo de curtíssimo prazo, DESSEM, considera a rede elétrica e resolve o problema de otimização via uma modelagem DC, como será detalhado em 4.9. Assim, o modelo considera todas as restrições de limites de fluxo, somatórios de fluxo e restrições de segurança elétrica.

## 2.2 Cadeia de Modelos de Otimização

O CEPEL desenvolve uma cadeia de modelos de otimização, conforme (2.4), que vem sendo oficialmente utilizados para o planejamento da operação e expansão do SIN.

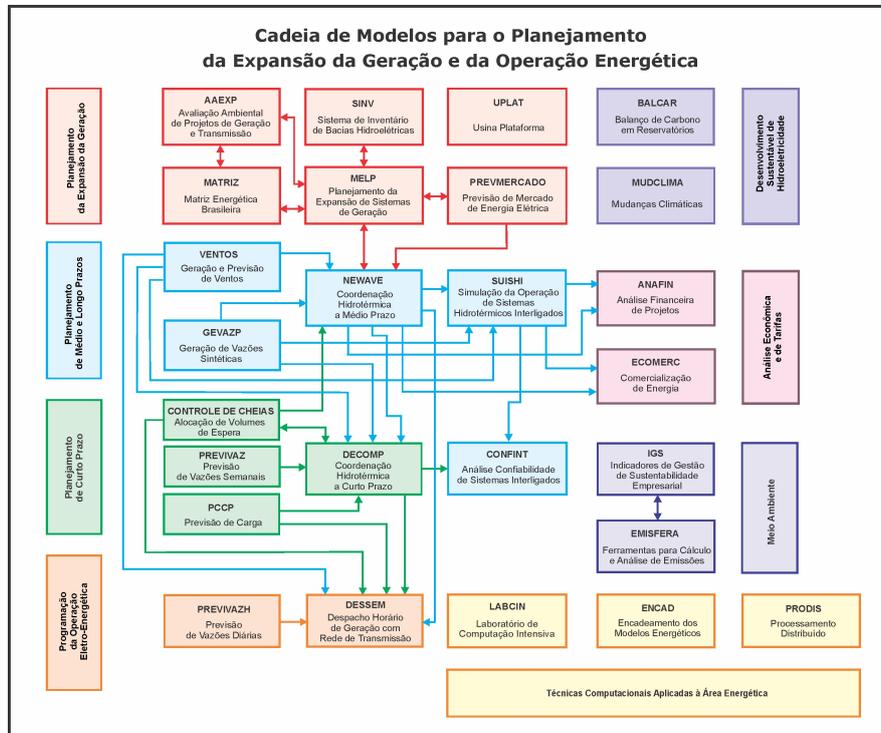


Figura 2.4: Fluxograma da cadeia de modelos de otimização desenvolvidos pelo CEPEL. Fonte: CEPEL (2021).

Conforme mostrado na Figura (2.4), essa cadeia de modelos é capaz de avaliar diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamentos na representação do sistema elétrico brasileiro, permitindo estudo de horas até trinta anos a frente. Para efeito deste trabalho, três modelos são particularmente importantes:

1. NEWAVE, CEPEL (2023e)
2. DECOMP, CEPEL (2023a)
3. DESSEM, CEPEL (2023b)

Nos próximos capítulos serão brevemente detalhados os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, em (2.3), 2.4 e 2.5, respectivamente..

## 2.3 Modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE, CEPTEL (2023e), é um modelo estratégico de geração hidrotérmica para reservatório equivalente de energia interconectados, sendo o principal modelo utilizado para o planejamento de operação e expansão de longo prazo é o modelo NEWAVE (MACEIRAL *et al.* (2018) and MACEIRA *et al.* (2008a)). Este modelo trabalha com horizontes de até trinta anos, discretização mensal e uma representação detalhada da estocasticidade das afluições. A formulação matemática tem como objetivo obter a solução ótima global que minimize o valor esperado do custo total de operação, sujeito a um elevado número de restrições. O problema resolvido pelo NEWAVE possui alto nível de complexidade devido ao número de variáveis e restrições, estocasticidade e não linearidade intrínseca ao problema. Para valorar o uso da água, o modelo constrói a função de custo futuro e para tal o modelo NEWAVE possui uma metodologia baseada na técnica de programação dinâmica dual estocástica (DA COSTA FLACH *et al.* (2009), MACEIRA *et al.* (2008b)), considerando os reservatórios das usinas hidrelétricas de forma agregada num reservatório único por reservatório equivalente de energia.

De acordo com MACEIRA *et al.* (2008b), a função de custo futuro é construída pelo modelo NEWAVE usando métodos de linearizações por partes para resolver um problema convexo não linear. A técnica consiste em inserir cortes que representarão a função convexa, dado o problema para um universo linear não diferenciável.

## 2.4 Modelo DECOMP

O modelo DECOMP, CEPEL (2023a), é um modelo de otimização de curto a médio prazo usado para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico-eólico brasileiro. O modelo faz um detalhamento da política operativa construída pelo modelo de longo prazo, NEWAVE, onde há um maior detalhamento das usinas hidrelétricas, térmicas, além da transmissão de energia. O modelo possui uma discretização semanal nos dois primeiros meses e depois uma discretização mensal até dois anos. O despacho definido é robusto por considerar incertezas com afluências estocásticas e também aversão ao risco.

Este modelo considera usinas individualizadas diferentemente do modelo NEWAVE, no que se refere aos reservatórios e defluência na cascata, além da representação do consumo. Adicionalmente, o modelo considera a geração individualizada por usina, representando a variação da produtividade via função de produção hidráulica que a partir da altura de queda líquida por meio do nível do reservatório, o turbinamento e vertimento, obtém-se a geração daquela usina. O modelo ainda considera restrições elétricas especiais para representar a rede elétrica e também intercâmbios entre os submercados definidos, com detalhamento de demanda patamarizada, LUIZ DINIZ *et al.* (2018).

## 2.5 Modelo DESSEM

O modelo DESSEM é usado oficialmente, desde janeiro 2020 pelo Operador Nacional do Setor Elétrico, ONS (2023b), para resolver o problema de programação diária brasileiro onde define o seu despacho ótimo minimizando seu custo total de operação sujeito a restrições reais do problema. Além disso, o modelo também é usado oficialmente, desde janeiro de 2021 para definir o preço de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE (2023). A seguir serão levantados alguns pontos importantes que o modelo considera, os quais serão devidamente detalhados mais a frente no capítulo 4.

### **2.5.1 Problema da programação diária**

O problema da programação diária da operação atualmente depende de alguns fatores como por exemplo: despacho econômico, Unit Commitment Térmico, consideração da rede elétrica e restrições de segurança. A seguir serão listados as principais características de restrições a serem respeitadas pela modelagem matemática. Vale ressaltar que o capítulo 4 tem por objetivo principal trazer todas as formulações existentes no modelo atual, incluindo essas que foram citadas.

O problema da programação diária possui uma quantidade grande de variáveis de decisão e deve respeitar todas as restrições inseridas no modelo e que representam a realidade.

### **2.5.2 Despachos econômicos**

O modelo tem por objetivo minimizar o custo total da operação do sistema interligado nacional, respeitando todas as restrições existentes como por exemplo: restrições operacionais sistêmicas, restrições operativas da rede elétrica, restrições de atendimento a demanda, balanço hídrico e UCT. Essas restrições serão inicialmente descritas a seguir.

### **2.5.3 Restrições operacionais sistêmicas**

As restrições operacionais sistêmicas serão aprofundadas no capítulo 4.11, onde será explicitado alguns itens, como: o cálculo para o atendimento à demanda por submercado; reserva de potência deixando uma parcela livre para o operador poder atender algum tipo de pico de demanda; restrições elétricas especiais que representam algum tipo de limitante na rede elétrica; e restrições por meta de geração térmico ou intercâmbio.

## 2.5.4 Restrições operativas da Rede Elétrica

A rede elétrica consiste em barras e linhas de transmissão de energia elétrica que conectam todo o sistema interligado nacional. Representar essas características reais trazem uma complexidade grande ao problema, pois o número de barras e linhas podem chegar a 15.000 e 16.000, respectivamente. Cada linha possui um limite de fluxo e ainda existem limites específicos para somatório de fluxo ou restrições elétricas especiais ou restrições de segurança. No capítulo 4.9 esse tópico será aprofundado trazendo as formulações existentes na modelagem matemática.

Já no capítulo 4.12 ainda serão detalhados as restrições de atendimento a demanda por barra e por ilha elétrica, das restrições de segurança tanto por tabela quanto por lineares por parte, além das restrições de reserva de potência para inequações de fluxo e restrições de rampa para variações nos fluxos nos circuitos.

## 2.5.5 Restrições de atendimento a demanda e balanço hídrico

A restrição de atendimento a demanda relaciona todas as gerações de energia de usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares, pequenas usinas, contratos, intercâmbios, dentre outras, para atender a demanda de cada submercado em cada período. O detalhamento e a formulação matemática será apresentado no capítulo 4.11.1.

A restrição de balanço hídrico relaciona para cada usina, em cada período, o que tinha no seu respectivo reservatório com tudo que chega e tudo que sai do mesmo. Essa restrição, assim como do atendimento a demanda, é de igualdade e deve ser atendido de acordo conforme detalhamento feito no capítulo 4.4.6.

## 2.5.6 Unit Commitment Térmico

O Unit Commitment Térmico, UCT, foi introduzido no modelo DESSEM em 2017, como pode ser avaliado em DOS SANTOS *et al.* e SANTOS *et al.* (2020). Essa modelagem

consiste em incluir as características de cada unidade estando ligado ou desligada como variável binária, além de considerar tempo mínimo ligado e desligado, rampas de geração, trajetórias, zona proibida de geração mínima, dentre outras. O detalhamento e apresentação da formulação matemática será explicitada em 4.5.

# Capítulo 3

## Revisão Bibliográfica

Alguns resumos de revisões bibliográficas sobre o assunto do Unit Commitment podem ser observadas em TAKTAK e D'AMBROSIO (2017), WANG *et al.* (2017), VAN ACKOOIJ *et al.* (2018a), HÅBERG (2019) e KONG *et al.* (2020) conforme detalhados a seguir.

No trabalho de TAKTAK e D'AMBROSIO (2017) é feito uma revisão sobre as abordagens existentes para resolver o problema com unit commitment hidráulico. O trabalho apresenta uma lista de metodologias usadas para resolver esse problema de forma determinística, fazendo um levantamento das diferentes variantes do problema externalizando as suposições consideradas, qual a função objetivo e as restrições que são consideradas na literatura. Após a apresentação da função e restrições, é feito um levantamento das principais metodologias e técnicas de programação encontradas na literatura para resolver esse problema não linear, não convexo e grande tamanho a ser resolvido. As metodologias apresentação percorrem programação dinâmica, relaxação lagrangiana, decomposição programação linear inteira mista, programação não linear inteira mista, programação não linear, programação de enxame de partículas, dentre outros. Dessa forma, o trabalho apresenta um resumo geral da formulação e de metodologias e reforça que uma solução seria a consideração de metodologias híbridas para obter resultados que

avaliam realmente a condição do sistema, determina uma solução global e resolvendo num tempo computacional para uso comercial.

No trabalho de WANG *et al.* (2017) é feita uma revisão das metodologias existentes para resolver o problema de otimização distribuída da operação do sistema de energia. O trabalho apresenta algoritmos de otimização distribuída usados em alguns problemas como aplicações de despacho econômico distribuído, fluxo de energia DC e AC distribuído, unit commitment, dentre outros, e com isso explicita os aspectos positivos e negativos de cada algoritmo. O trabalho conclui sua revisão ressaltando a importância do desenvolvimento de metodologias eficientes, principalmente quando relacionados a sistemas de energia emergentes.

No trabalho de VAN ACKOOIJ *et al.* (2018a) é feito um levantamento da literatura sobre os métodos para resolver o problema do unit commitment. Inicialmente é apresentado uma revisão das contribuições relacionadas ao problema determinístico. Em seguida são feitos vários levantamentos sobre as incertezas e as metodologias, categorizando e fornecendo uma revisão bibliográfica mais expressiva sobre o tema até 2018. Dessa forma, o trabalho apresenta as metodologias propostas ao longo dos anos e também reforça a importância da consideração do unit commitment para encontrar o real ótimo global do problema e assim fornecer maior eficiência e segurança dos sistemas elétricos.

No trabalho de HÅBERG (2019) é apresentado os fundamentos e desenvolvimentos recentes no unit commitment com programação estocástica, ou seja, um problema que considera as incertezas das unidades geradoras. Dessa forma, o trabalho faz um resumo dos conceitos fundamentais do unit commitment com programação estocástica considerando as incertezas e apresenta as formulações matemáticas existentes e técnicas de decomposição para resolver o problema. O método de decomposição explicitado consiste em algoritmos distribuídos paralelos com algoritmo de decomposição dupla paralela e algoritmo assíncrono. Além disso, também é explicitado outros algoritmos de decompo-

sição dupla com relaxação lagrangiana e algoritmos avançados de cobertura progressiva para unit commitment estocástico. A incerteza é tratada explicitamente representada por parâmetros em cenários. O problema de incerteza é resolvido como um problema de dois estágios ou vários estágios, trazendo um tamanho do problema de alta complexidade dado a quantidade de variáveis binárias e assim para resolver o problema de forma eficiente pode ser resolvido por métodos de decomposição dividindo o problema em subproblemas e assim paralelizando o processo e reduzindo o tempo computacional.

No trabalho de KONG *et al.* (2020) é feito uma revisão das formulações e métodos de otimização para o problema de curto prazo em unidades geradoras hidrelétricas. O trabalho faz um levantamento de publicações desde o ano de 2.000, percorrendo variações de abordagens. Com relação a definição do tipo de problema a ser resolvido via função objetivo, há opções de maximização da receita, minimização do custo total da operação, minimização da geração de energia ou vertida usada e outras. Com relação as restrições o trabalho apresenta restrições de balanço hídrico, restrições de limítrofes como volume e turbinamento, perdas de carga nos condutos, função de produção hidráulica, zonas proibidas de geração e turbinamento mínimo e máximo, status das unidades geradoras modeladas como variável binária, equação de atendimento a demanda, acoplamento temporal e outras restrições. Com relação aos métodos de solução para resolver o problema de otimização foram avaliados programas lineares, PL, programas não lineares, PNL, programação linear inteira mista, PLIM, programação não linear inteira mista, PNLIM, programação quadrática inteira mista, PQIM, programação dinâmica, DP e relaxação lagrangiana, RL. Dessa forma, o trabalho apresentou as formulações e as metodologias existente para resolver o problema relacionado as unidades geradoras hidráulicas.

Para resolver o problema via programação linear inteira mista do unit commitment térmico encontra-se na literatura em OSTROWSKI *et al.* (2011), MORALES-ESPAÑA *et al.* (2013) e SANTOS *et al.* (2020). Já para o unit commitment de usinas à gás natural

pode ser observado em BYEON e VAN HENTENRYCK (2019). Esses trabalhos serão detalhados a seguir.

No trabalho de OSTROWSKI *et al.* (2011) é apresentada formulações matemáticas de programação linear inteira mista apertada para resolver o problema de unit commitment. O artigo avalia o polítopo viável da geração horária de cada unidade para o problema de unit commitment, além de inserir uma nova classe de desigualdade trazendo um maior detalhamento para a representação da unidade geradora. A função objetivo é de minimização do custo total sujeito a restrições como atendimento a demanda, limites de geração, rampa de geração, função de produção, tempo mínimo ligado e desligado, custos de acionamento das unidades, dentre outros. Para validar a formulação proposta, um caso com 8 unidades geradoras foi avaliado, onde foi considerado um limite de 2 horas de execução e um GAP de otimalidade teóricos de 0.5%. O solver utilizado na execução dos 20 casos definidos foi o CPLEX, CPLEX (2017). Os casos possuíam 8 unidades geradoras, sendo as instâncias menores, ou seja, com uma quantidade de variáveis e restrições reduzidas, conseguiram encontrar o ótimo global com 0.5% de GAP e com um tempo computacional que variou de 19 a 83 minutos distribuídos em 10 casos. As outras 10 instâncias maiores rodaram até o teto definido de 2 horas, mas com um GAP de cerca de 1%. O trabalho conclui que a formulação proposta pode reduzir o tempo computacional. No entanto, o tempo computacional é bastante elevado dado o tamanho do caso avaliado quando comparado com um caso real.

No trabalho de MORALES-ESPAÑA *et al.* (2013) é apresentada uma formulação matemática de programação linear inteira mista apertada e compacta para resolver o problema de unit commitment térmico. A característica mais apertada da formulação gera uma redução do espaço de busca e já a característica mais compacta gera um aumento da velocidade de busca para encontrar uma solução. Dessa forma, a formulação proposta tem por objetivo reduzir o tempo computacional quando comparado com programações lineares inteira mista na literatura que resolvem o problema de unit

commitment. A função objetivo é de minimização do custo total operativo sujeito as restrições operativas, funções de custos das unidades geradoras, custos de acionamento, restrição de atendimento a demanda, tempo mínimo ligado ou desligado, limites de variáveis como geração, dentre outras. Para validar a formulação proposta, foram avaliados 40 casos variando a quantidade de unidades geradoras de 28 a 1.870 com horizonte de estudo variando de 1 a 7 dias. Os casos possuem de 51.000 a 910.000 restrições, 10.000 a 180.000 variáveis contínuas e de 5.000 a 222.000 variáveis binárias. O solver utilizado para sua execução foi o CPLEX, CPLEX (2017). Com base nos resultados apresentados, os casos possuíram um GAP de otimalidade variando de 0.12% a 0.85%, com um tempo computacional variando de 7 minutos até 10 horas, conforme a discretização temporal e o tamanho do caso. O diferencial desse trabalho consiste em encontrar uma solução de um problema de unit commitment próximo a realidade e mostrou que quanto mais próximo do caso avaliado para com a realidade, maior era o tamanho do problema em variáveis binárias, contínuas e restrições e maior o seu tempo computacional de GAP de otimalidade.

No trabalho em SANTOS *et al.* (2020) é apresentado a formulação matemática implementada no modelo DESSEM usado oficialmente para o despacho hidrotérmico-eólico. O problema possui características de unit commitment térmico, restrições não lineares, além de ser um problema não convexo. A função objetivo é de minimização do custo total da operação que considera o custo presente em função da geração térmica, custos de partida da unidade térmica, custos de importação e receita de exportação, além dos custos futuros associados ao valor d'água futuro ao usar a água no presente. A modelagem incluir restrições operativas de limites de geração, turbinamento, vertimento, desvio, defluências, dentre outros. Além disso, a modelagem considera as restrições de atendimento a demanda, balanço hídrico com a consideração de tempo de viagem entre as usinas hidráulicas, evaporação dos reservatórios, desvio de uso múltiplo, função de produção hidráulica, restrições da rede elétrica como limite de fluxos nas linhas, limi-

tes de somatório de fluxo, restrições de segurança elétrica, restrições elétricas especiais, dentre outros. Já com relação as restrições associadas ao unit commitment térmico, a modelagem considera o status das unidades como ligada ou desligada, o tempo mínimo ligado e desligado das unidades térmicas, rampa de subida e descida da geração, trajetória de acionamento e desligamento das unidades, além da modelagem de usinas a ciclo combinado incluindo variáveis binárias para cada tipo de representação que essa usina pode comportar. No artigo é apresentado a metodologia de solução implementada que consiste em alguns procedimentos: inicialmente são realizados processos iterativos de programas lineares para inserção das restrições da rede elétrica e verificações de restrições de segurança elétrica; após a convergências, ou seja, com as restrições da rede o problema linear e o problema sendo viável, o modelo então passa a considerar todas as restrições de unit commitment térmico e executa uma rodada de programação linear inteira mista; após essa execução o modelo determina a condição das unidades térmicas fixando as variáveis binárias; em seguida é refeito o processo iterativa de inserção de novas restrições violadas da rede elétrica; após a convergência da rede a modelagem encontra uma solução viável com o status das unidades térmicas fixadas e os despachos definidos pelo modelo de forma a atender todas as restrições impostas, inclusive a rede elétrica; e por fim, é realiza uma última iteração para encontrar o dual do problema e portanto definir o custo marginal de operação, CMO, sendo este calculado em função do custo marginal por barra, CMB, por meio de uma média ponderada. A formulação implementada resolve o problema real do sistema brasileiro, o qual em 2020 continha 4 submercados com 162 usinas hidráulicas, 438 unidades térmicas, 9 usinas operando como ciclo combinado, 6.746 barras e 9.213 linhas de transmissão, executado com horizonte de uma semana, sendo o primeiro dia com discretização semi-horária. O diferencial do trabalho consiste na resolução do problema de grande porte e com a métrica de obrigatoriamente ser resolvido em menos de 2 horas, de acordo com o que é definido pelas instituições brasileira

No trabalho de BYEON e VAN HENTENRYCK (2019) é apresentado uma formulação matemática para resolver o problema de unit commitment nas unidades de usinas à gás natural. O trabalho propõe uma formulação matemática de três níveis, onde o custo marginal do gás natural é fornecido pelo dual do problema. O problema é de minimização de custo total sujeito a restrições operativas, além de considerar restrições de validade de licitação para garantir a viabilidade econômica das usinas à gás natural. Esse problema de três nível é reformulado como um programa de cone de segunda ordem linear inteiro mista podendo ser resolvido via decomposição de Benders dedicada. Para validar a formulação proposta, um caso referente ao nordeste dos Estados Unidos foi avaliado e foi observado a representação de variáveis binárias via unit commitment das unidades geradoras das usinas à gás natural é fundamental para evitar picos elevados dos preços da energia.

Para resolver o problema do unit commitment hidráulico via programação linear inteira mista, tem-se na literatura os seguintes trabalhos: VAN ACKOOIJ *et al.* (2018b), RAMALHO *et al.* (2019), ZHAO *et al.* (2020), BRITO *et al.* (2020a), GUISANDEZ e PÉREZ-DÍAZ (2021) e DE *et al.*, os quais serão detalhados a seguir.

No trabalho de VAN ACKOOIJ *et al.* (2018b) é apresentado um método de solução exata para a unidade geradora hidrelétrica sob incerteza eólica com restrições de probabilidade conjunta. Esse artigo foi feito durante o desenvolvimento da dissertação de doutorado, RAMALHO *et al.* (2019), que será detalhada a seguir. O trabalho desse artigo apresenta um novo modelo de otimização de programação inteira mista com restrições de probabilidade conjunta, onde a partir de distribuições contínuas é tratado a questão de probabilidade envolvida na geração de energia eólica. A abordagem fornece em cada iteração, uma solução viável do problema e a eficiência do algoritmo é avaliada via experimentos numéricos comparando dois tipos de probabilidade restrita: método individual e baseado em amostras. Para ratificar que a solução encontrada pelo algoritmo proposto satisfaz o nível de probabilidade definido, é feito um conjunto de avaliações

de Monte-Carlo. Dessa forma, o trabalho apresentou uma nova variante do método de hiperplano para resolver o problema de programação inteira mista e inseriu a análise de probabilidade dado as incertezas. Com base nos resultados encontrados, observou-se uma dependência grande relacionada ao número de cenários e a abordagem baseada em amostras, no entanto com resultados promissores de solução do problema resolvido.

Na tese de doutorado em RAMALHO *et al.* (2019) é apresentado métodos para resolver problemas de unit commitment utilizando conjuntos convexos em problemas com restrições probabilísticas. A tese foi separada em duas partes, sendo a primeira parte refere-se a propor um método de restrições probabilísticas por hiperplanos suportes e a segunda parte consiste em explorar as restrições de probabilidade que possuem variáveis aleatórias que multiplicam as variáveis de decisão do problema, tornando assim o problema chamado como bilinear. A eficácia foi testada num sistema com 46 barras contendo 25.618 restrições e 10.657 variáveis, sendo dessas 1.512 são variáveis binárias. A vantagem do método desenvolvido é a obtenção de uma solução viável a cada iteração e não requer nenhuma heurística Lagrangiana para recuperar uma solução primal, no entanto os resultados de tempo computacional se mostraram elevados para o tamanho do caso avaliado quando comparado com um caso real do sistema brasileiro que pode chegar, atualmente, a ter cerca de 733 unidades geradoras hidrelétricas, além de até 15.000 barras e 16.000 linhas de transmissão.

No trabalho de ZHAO *et al.* (2020) foi feito uma metodologia baseada em programação linear inteira mista para tomar a decisão do despacho hídrico por unidade considerando zona proibida irregular. A modelagem proposta tem no seu algoritmo o particionamento convexo ótimo, onde foi inspirado no problema de posicionamento de robôs de translação. Com relação a restrição de cruzamento, no trabalho é proposto um método de formulação aproximado baseado na teoria de grafos. A vantagem da formulação proposta está na capacidade de lidar com zonas proibidas bastante irregulares, sem a necessidade de fazer algum procedimento manual ou que não encontrasse o ótimo global

com a consideração dessa restrição. A análise da formulação proposta é feita com uma instância de um caso real, onde a cascata é formada por 10 unidades geradoras hidráulicas de grande porte com zonas proibidas consideravelmente irregulares e os resultados apresentados foram promissores.

No trabalho de BRITO *et al.* (2020a) é apresentada sete formulação de programação linear inteira mista para resolver o problema de unit commitment hidráulico com variável binária para o status das unidades geradoras hidrelétricas e uma linearização por parte para resolver o problema não linear e não convexo da função de produção hidráulica. Os métodos de MILP apresentados podem ser categorizados como métodos paramétricos e não paramétricos. As sete formulações podem separadas em três grupos: modelo de combinação convexa; modelo incremental; e modelo de múltipla escolha. Os cinco modelos de combinação convexa apresentados são: combinação convexa desagregada, desagregada logarítmica, agregada e logarítmica, além da combinação convexa SOS2. Adicionalmente, foi considerado um número máximo de mudanças de estado de desligado para ligado para as unidades e tempo mínimo ligado e desligado. A implementação no trabalho foi feita no Python e o solver utilizado foi o Gurobi. Para comparar os resultados entre as propostas de formulação, foi testado um caso de 1 usina hidrelétrica contendo 6 unidades geradoras, sendo 4 unidades com um tipo de unidade e as outras duas de outro tipo. Além disso, foi considerado um número máximo de 2 mudanças de estado de desligado para ligado e tempo mínimo ligado e desligado de 6 e 2 horas, respectivamente. Os resultados foram avaliados considerando 3 cenários de demanda, 4 resoluções de aproximação e 3 tolerâncias diferentes para o GAP: 1%, 0,1% e 0,01%. Dentre as propostas de formulação, aquele que apresentou o melhor desempenho de tempo computacional e convergência do GAP dentro da tolerância foi o modelo de combinação convexa logarítmica, enquanto que o modelo com pior resultado foi o modelo de combinação convexa desagregada. Dessa forma, o trabalho apresenta que a metodologia a ser priorizada é o modelo de combinação logarítmica. Ressalta-se que

para o caso pequeno avaliado, considerando um GAP de 0,1%, relativamente maior que o usado oficialmente (0,01%), o tempo computacional para encontrar a solução foi de cerca de 12 minutos e portanto, com um tempo computacional bastante elevado.

O trabalho de GUISANDEZ e PÉREZ-DÍAZ (2021) consiste na comparação de cinco formulações de programação linear inteira mista para modelar a função de produção hidráulica, sendo quatro encontrados na literatura e a quinta é a proposta desse trabalho. As quatro formulações apresentadas são: método baseado em uma única função linear por parte côncava; método do retângulo; ramificação independente logarítmica e método quadrilátero. A nova metodologia proposta nesse trabalho é o método do paralelogramo. O método proposto resolve o problema por meio de uma malha não ortogonal de paralelogramos. Para comparar os resultados, foi tomado como referência um caso com três usinas e observou-se que: o método de ramificação independente logarítmica encontrou resultados mais exatos, ou seja, com menor desvio da função exata; o método baseado em uma única função linear por parte o que resolveu com menor tempo computacional e a nova metodologia proposta, método do paralelogramo, o que possui resultados mais eficazes, tendo o maior lucro final.

O trabalho em DE *et al.* consistiu na proposta de uma nova formulação para a função de produção hidráulica, onde a geração continua sendo por usina, no entanto o comissionamento é dado como sendo em função da quantidade ótima das usinas, ou seja, unidades que possuem propriedade físicas similares, são agregadas. As funções de produção são diretamente dependentes da queda bruta, perda hidráulica e sua produtividade, sendo utilizado a programação linear inteira mista para resolver o problema das unidades equivalentes agrupadas. O teste da implementação foi realizado num caso de pequena escala, tendo horizonte de um dia, discretização horária, acoplamentos espaciais e temporais, três usinas hidrelétricas, sete termelétrica, duas eólicas, seis linhas de transmissão e cinco barras conectadas, onde quatro possuem carga. O caso original tomado como base possui 456 variáveis binárias, 1513 contínuas e 13.024 restrições lineares. Já o

caso com a metodologia proposta possui 456 variáveis binárias, 1.729 contínuas e 5.968 restrições lineares. Vale ressaltar que o número de variáveis binárias não foi alterada por construção, o que muda são as quantidades de variáveis e restrições contínuas. Com base nos resultados encontrados, o trabalho apresentou ganho da redução dos desvios médios para com a função de produção exata e também com relação ao tempo computacional. Vale ressaltar que o trabalho foi feito com um caso pequeno com relação ao número de usinas, discretização temporal e complexidade operativa, além da amostra para uma análise de tempo computacional ser pequena, no entanto, os resultados obtidos foram promissores.

Estudos que resolveram o problema de unit commitment hidráulico via programação não linear e não linear inteira mista pode ser avaliado na literatura em SHEN *et al.* (2020) e SANTOS e FINARDI (2022), respectivamente e será detalhado a seguir.

No trabalho de SHEN *et al.* (2020) foi apresentado uma metodologia baseada em programação não linear inteira mista, PNLIM, por meio de técnica branch-and-bound para otimizar o despacho da usinas hidrelétricas em cascata de Xiluodu e Xiangjiaba, sendo estas a segunda e a terceira maior usina hidrelétrica da China, respectivamente. Na modelagem foi considerado acoplamento hidráulico entre as usinas por meio de um grupo de curvas de nível de fuga não lineares representadas via variável binária. Além disso, foi considerado status das unidades ligado e desligado como variável binária, zonas proibidas irregulares divididas em vários quadrantes para descrever aproximadamente os limites superiores e inferiores de geração hidráulica, e outras não linearidade do sistema. Com base nos resultados apresentados quando comparado com o resultado obtido via programação linear inteira mista, MILP, obteve-se uma melhora na precisão da solução e da eficiência computacional.

No trabalho de SANTOS e FINARDI (2022) é apresentado o uma nova abordagem que considera as não linearidades da função de produção e zonas proibidas via agregação das unidades geradores hidráulicas e resolvendo o problema por aproximação lineares via

programação linear inteira mista. Os testes da formulação foram feitos tomando como base o caso do IEEE com 118 barras, 15 usinas hidrelétricas e 14 usinas térmicas. Os resultados apresentaram resultados mais interessantes quando o caso é predominantemente hidráulico, no entanto o tempo de execução torna a proposta de solução inviável para fins práticos.

Já estudos envolvendo a decomposição do problema em sub problemas menores e com seu devido processamento paralelo com o objetivo fim de redução do tempo computacional para problemas de grande porte, pode ser encontrado na literatura os seguintes trabalhos: WU (2013), COLONETTI *et al.* (2021), COLONETTI *et al.* (2022a), COLONETTI *et al.* (2022b) e VIEIRA *et al.* (2022), os quais serão detalhados a seguir.

No trabalho de WU (2013) é apresentado a formulação matemática com algoritmo de decomposição aprimorado baseado em fatores de sensibilidade linear, FSL, e decomposição de Benders, BD, para resolver o problema de unit commitment considerando restrições da rede elétrica. O método consiste na resolução de um problema com unit commitment mestre e subproblemas para avaliação da segurança da rede elétrica, onde para buscar uma solução viável para o problema do unit commitment fornecido um feedback de restrições violadas dos subproblemas e cortes de viabilidade de Benders. Como esse tipo de abordagem carece de um grande tempo computacional, é proposto no trabalho um aprimoramento na estrutura de decomposição incorporando subproblemas de avaliação da rede elétrica no procedimento Branch-and-Bound e Branch-and-Cut do problema mestre com unit commitment, dessa forma, ao invés de resolver o problema iterativamente, o problema é resolvido em um único procedimento integrado com redução do número de nós da árvore do branch. Conforme consta no trabalho, a função objetivo é de minimização do custo total da operação, sujeito as restrições operativas, além de tempo mínimo ligado e desligado, e restrições de rede elétrica de limites de fluxo com os fatores de sensibilidade linear dando a sensibilidade de fluxo nas linhas entre as barras. Para validar a proposta apresentada, foram feitas avaliações numéricas em dois

casos utilizando o solver CPLEX, CPLEX (2017), um com apenas 3 barras e outro com um tamanho maior com 5.663 barras. Foi demonstrado um ganho de eficiência ao utilizar a estrutura de decomposição proposta, principalmente quando o caso é fortemente congestionado e que possui muitas iterações da rede elétrica.

O trabalho de COLONETTI *et al.* (2021) consiste na análise do impacto no despacho das unidades considerando zonas proibidas, ou seja, regiões onde a unidade geradora hidrelétrica não pode gerar energia. A proposta é decompor o problema em subproblemas e comparar os resultados entre considerando as unidades agregadas e as unidades com status de variáveis binárias. O caso avaliado pelo autor possui 161 usinas hidrelétricas com 700 unidades geradoras hidrelétricas, 7.000 barras e 10.000 linhas. O caso considerando as unidades agregadas, para o caso avaliado, possui 1.080.849 restrições, 1.098.849 variáveis contínuas, 84.224 variáveis binárias para unidades térmicas. Ao considerar as variáveis binárias de ligar e desligar das unidades geradoras hidrelétricas, o montante de variáveis binárias aumenta em 15.408 unidades. Avaliando os resultados, foi observado uma diferença importante do despacho das unidades térmicas e hidráulicas entre o modelo agregado e o considerando o unit commitment hidráulico, além de diferenças do armazenamento final e custo marginal da operação.

No trabalho de COLONETTI *et al.* (2022a) é proposto uma abordagem de programação dinâmica dual em processamento paralelo para um problema determinístico. A formulação considera para as unidades térmicas com status ligada ou desligada, geração mínima e máxima das unidades, tempo mínimo ligado e desligado, rampas e trajetórias de acionamento e desligamento, além da consideração de restrições específica por grupo de unidades. Com relação ao parque hídrico, a proposta considera o status das unidades ligada ou desligada, zonas proibidas com geração mínima, balanço hídrico, função de produção hidrelétrica e função de custo futuro. A modelagem ainda considera rede elétrica dado um modelo DC com restrições de limite de fluxo e de somatório de fluxos. A função objetivo proposta é de minimizar o custo total, sendo o custo estabelecido para

geração térmica, função de custo futuro, custos de acionamento térmico e hidráulico e violações. Para resolver o problema de programação inteiro dinâmico dual, o horizonte de interessa é dividido em sub horizontes rolantes, onde o período  $t$  depende da decisão em  $t - 1$ . O procedimento paralelo consiste na construções de partições sendo algumas com maior detalhamento e outras com a discretização mais grosseira. Com o compartilhamento dos cortes de otimalidade entre diferentes partições e suas acelerações, tem-se informações de limites entre os processos e com isso encontra-se uma solução num tempo inferior do que fosse num processo sequencial puro de horizonte rolante. Foram avaliados 20 casos com 1 dia de horizonte com discretização semi horária, ou seja, 48 períodos. Foram considerados 329 unidades térmicas, 161 usinas hidrelétricas, 7.475 barras e 10.702 linhas de transmissão, ou seja, um caso próximo a realidade brasileira. Nesse caso haviam 74.880 variáveis binárias, 616.762 variáveis contínua e 679.417 restrições. Além disso, foi estabelecido a seguinte estratégia com a quantidade de sub horizontes: 1, 2, 3, 4, 6, 8, 12, 16, 24 e 48, com uma tolerância de 0,01% de GAP de otimalidade. Os resultados obtidos mostraram ser promissores ao considerar a programação dual dinâmica em processamento paralelo, com tempo computacionais competitivos.

No trabalho de COLONETTI *et al.* (2022b) é proposto uma nova abordagem cooperativa de decomposição de Benders multi-busca. O diferencial desse trabalho consiste pela fato de ser um método primal, mas explorando as restrições do unit commitment hidráulico resolvendo com subproblemas em paralelo. Para avaliar os resultados da proposta, foram testados 25 caso com mais de 1.000 unidades geradoras e 7.000 barras comparando entre a proposta do trabalho e o resultado encontrado usando o Gurobi. Os resultados obtidos pela proposta foram, em média, 15 vezes mais rápida resolvendo o problema em cerca de 20 minutos com GAP de 0,1%.

No trabalho de VIEIRA *et al.* (2022) é proposto um método de solução com programação não linear para um problema de unit commitment hidráulico com a decisão do despacho de cada unidade das usinas consideradas. O objetivo do trabalho é de

maximizar a geração de energia de uma unidade dado a vazão, altura de queda, curvas de eficiência não linear das unidades geradoras e descontinuidades da operação. A programação não linear é feita com decomposição dupla e o resultado é comparado com o obtido por uma metodologia de programação linear inteira mista com um caso contendo 18 usinas hidrelétricas. O diferencial desse trabalho foi a consideração real da não linearidade das curvas de eficiência sem fazer nenhuma linearização e os resultados apresentados são promissores para o universo testado.

Os trabalhos que utilizam relaxação lagrangiana e também outras metodologias de solução podem ser encontradas na literatura em: ENCINA (2006), WANG e ZHANG (2012), FEIZOLLAHI *et al.* (2015), WANG *et al.* (2018), RAMANAN *et al.* (2019) e BRITO *et al.* (2020b), conforme apresentados a seguir.

No trabalho de ENCINA (2006) é desenvolvido uma modelagem considerando unit commitment hidráulico para definir o despacho ótimo das unidades geradoras hidrelétricas considerando perdas no conduto e no rendimento do conjunto turbina-gerador, e custo de partida e parada das unidades. A função objetivo é de minimizar o total de perdas no sistema de geração e os custos de partidas e paradas das unidades geradoras, sujeito a restrições como atendimento à demanda, restrições de limites de variáveis como geração e turbinamento. Adicionalmente, a modelagem considera a geração das unidades como uma meta definida no planejamento energético. Para resolver o problema foram utilizadas técnicas utilizando heurísticas, relaxação lagrangiana e programação dinâmica, além de usar técnicas de decomposição do problema original em subproblemas de despacho da geração. O caso avaliado foi tomado como referência 78 usinas hidrelétrica do sistema brasileiro, contendo 398 unidades geradoras com um horizonte de estudo de um dia de operação. Com base nos resultados apresentados, o trabalho conclui a importância das considerações tanto das perdas quanto dos custos de partida na função objetivo.

No trabalho de WANG e ZHANG (2012) é desenvolvido um modelo de curto prazo

para determinar o despacho ótimo para usinas hidrelétricas com reservatórios. A função objetivo definida é de maximização do valor da água no final do horizonte mais os benefícios econômicos oriundos do fornecimento de energia e da reserva. A modelagem proposta incorpora o roteamento do canal Muskingum, restrições de rampa de fluxo, zonas proibidas, tempo mínimo ligado e desligo e número de inicialização das unidades. Para decompor o problema primal em um subproblema hidrelétrico e muitos subproblemas unitários individuais, são incorporados multiplicadores de Lagrange, e são resolvidos pelo método simplexlike, MSL, e programação dinâmica. O método consiste na atualização dos multiplicadores de Lagrange no problema dual via método de sub gradiente aprimorado e com isso a solução dual é alterada para se tornar um problema primal viável usando uma política iterativa eficiente. O ganho da metodologia proposta está no fato de que o modelo poderá lidar com várias unidades idênticas ao defini-las como uma equivalente e assim o tamanho do problema fica reduzido impactando uma redução do tempo computacional. Para avaliar a implementação desenvolvida, foi criado um caso com 3 usinas e 32 unidades geradoras hidrelétricas com acoplamento da cascata e foi encontrado uma solução derivada muito próxima do ótimo global, com uma diferença de 0,55%, no entanto um desenvolvimento adicional deve ser feita para reduzir esse erro e também reduzir o processo de convergência.

No trabalho de FEIZOLLAHI *et al.* (2015) é apresentado um método para resolver um problema descentralizado de unit commitment de grande escala, que consiste numa extensão do método de direção alternada dos multiplicadores, à partir da formulação da relaxação lagrangiana aumentada. Adicionalmente, são apresentados heurísticas e parametrizações de forma a minimizar oscilações e armadilhas na otimização local existente em função da complexidade do problema pela sua não convexidade do unit commitment. Para testar a metodologia proposta, é realizado um teste em sistemas de larga escala contendo cerca de 3.000 barras, onde o resultado encontrado traz a proposta como uma boa alternativa para seu uso prático dado seu significativo benefício relacionado ao

tempo computacional. À partir dos resultados avaliados, observa-se que o GAP de otimalidade encontrado foi na ordem de 0,20%, ou seja, um valor relativamente elevado quando comparado com o usado no modelo oficial, o qual usa um GAP de convergência de 0,001%. Além disso, o tempo computacional para resolver o problema apresentado foi relativado alto.

No trabalho de WANG *et al.* (2018) é apresentado uma metodologia para resolver o problema de unit commitment por uma abordagem assíncrono distribuída com rede elétrica. Dessa forma, a proposta de formulação é baseada no método de direção alternada de multiplicadores, à partir de uma decomposição separando o problema em sub problemas, global e local, e posterior resolução do problema via relaxação lagrangiana aumentada. A formulação apresentada é de minimização do custo total, sujeito as restrições padrões de limites de geração, atendimento a demanda dentre outras restrições operativas. Além disso foi considerar tempo mínimo ligado e desligado, custos de acionamento ao ligar e desligar a unidade, rampas de geração e rede elétrica modelada via DC. Para mitigar oscilações do despacho, melhorar o desempenho da convergência e definir boas soluções viáveis, o trabalho apresenta quatro estratégias: coordenação de área baseada em fluxo de potência; inclusão de diferentes valores para penalidades que impactam algumas variáveis e são atualizadas iterativamente; fixação de variáveis inteiras de forma heurística; e por último é realizado uma estratégia de resolução de sub problemas com pequenas áreas. Os casos avaliados no trabalho apresentaram soluções boas, onde as heurísticas apresentadas tiveram um papel importante na resolução do problema com uma devida calibração dos parâmetros.

No trabalho de RAMANAN *et al.* (2019) é apresentado uma metodologia de estrutura de solução assíncrona e descentralizada para resolver o problema do sistema elétrico com unit commitment considerando redes elétricas de grande porte, considerando uma decomposição do problema resolvendo subproblemas regionais. A metodologia proposta consiste em duas etapas: relaxamento convexo e na preservação da desigualdade válidas.

O algoritmo proposto introduz variáveis binárias para cada subproblema convexo resolvendo de acordo com seu comportamento local, desenvolvido à partir de uma estrutura de software orientada de alto desempenho e com o uso da interface de passagens de mensagens. A avaliação da implementação foi feita usando um caso análogo do IEEE com 150 unidades geradoras e rede elétrica e os resultados foram apresentados comparando-os com metodologias de referência e a análise demonstrou que o método assíncrono traz uma melhora importante no que diz respeito à estabilidade e robustez da solução.

No trabalho de BRITO *et al.* (2020b) é apresentada uma metodologia de solução para decidir o despacho de uma usina hidrelétrica com muitas unidades geradoras, onde a função de produção hídrica, não linear, é linearizada via combinação convexa agregada logarítmica. A estratégia consiste em dividir o processo em duas etapas: a primeira etapa consiste em agregar unidades geradoras idênticas em uma unidade equivalente e o MILP resultante é resolvido para obter os valores iniciais de carga bruta; já na segunda etapa, a geração hidráulica é usada para determinar o despacho ótimo considerando a função de produção individualizada para cada unidade. A análise de sensibilidade é feita com base em uma usina hidrelétrica com 50 unidades geradoras contendo apenas dois tipos de unidades distintas. Para esse caso sendo resolvido em uma etapa demorou cerca de 70 horas, enquanto que com a proposta apresentada, resolveu em cerca de 15 minutos, sendo o resultado muito próximo com uma diferença de apenas 0,0072 %. Dado essa comparação de tempo, observa-se uma melhora expressiva do tempo computacional, no entanto esse tempo refere-se a apenas uma usina com 50 unidades e o problema real brasileiro possui cerca de 163 usinas com 733 unidades geradoras hidráulicas, sendo assim para um problema real a metodologia proposta não atenderia para um uso comercial.

Propostas de solução via quebra de simetria para resolver o problema de unit commitment pode ser encontrado na literatura em OSTROWSKI *et al.* (2015) e LIMA e NOVAIS (2016), conforme apresentados a seguir.

No trabalho de OSTROWSKI *et al.* (2015) é apresentado uma formulação matemá-

tica de busca orbital modificada para simetria estruturada aplicada para um problema de unit commitment. A formulação proposta é capaz de resolver problemas de grupos de simetria estrutura de forma eficiente, principalmente para classes de problemas onde a solução pode ser expressa por matrizes binárias com o grupo de simetria contendo todas as permutações das colunas. A função objetivo é de minimização do custo da operação sujeito a restrições de limites de geração, atendimento a demanda, rampas de geração, dentre outras. Além disso, dois tipos de restrições de quebra de simetria, Friedman e desigualdades de coluna, são examinados e comparados com a execução dos casos usando o CPLEX, CPLEX (2017). Para validar a formulação propostas foram avaliados 25 casos possuindo 8 unidades geradoras com variações de parâmetros entre os casos. O tempo de execução para encontrar o ótimo global com o GAP de otimalidade de 0.1% definido variou de cerca de 18 minutos até cerca de 4 horas. Os resultados apresentados pelo trabalho indicam que a ramificação padrão do CPLEX é tão eficaz para lidar com a simetria quanto as restrições. O tempo de execução dos casos apresentados foram elevados considerando o tamanho do caso quando comparado com o tamanho do caso real e portanto, deve-se ser avaliado com cuidado a viabilidade de utilizar essa formulação proposta num caso real.

No trabalho de LIMA e NOVAIS (2016) é apresentado uma formulação matemática de quebra de simetria com programação linear inteira mista via baseado em branch-and-Bound para problemas com unit commitment. O trabalho propõe 3 formulações para resolver o problema tomando como referências obtidas na literatura em OSTROWSKI *et al.* (2015), OSTROWSKI *et al.* (2011) e MORALES-ESPAÑA *et al.* (2013), respectivamente. A função objetivo é de minimização do custo total de operação sujeito as restrições operativas como atendimento a demanda, rampas de geração, limites de geração das unidades, dentre outros. Os casos avaliados possuem 24 horas de horizonte de estudo e de 20 a 100 unidades geradoras, considerando as restrições de unit commitment, tempo mínimo ligado e desligado, rampa de geração, dentre outros. A quantidade

de inequações variam de cerca de 7.500 até cerca de 54.000. Já o número de variáveis totais de cerca de 6.700 até cerca de 34.000, sendo dessas, o número de variáveis binárias variam de cerca de 1.400 até cerca de 6.900. O trabalho testou utilizando os solvers CPLEX, CPLEX (2017), e o GUROBI, GUROBI OPTIMIZATION, LLC (2023), onde o GAP de otimalidade variou de 0 a 0.26%, com um tempo máximo de execução de 2 horas. Dessa forma, as propostas apresentaram resultados promissores e podem ser avaliados para seu uso num caso real brasileiro, apesar que o caso oficial possui cerca de 1.300 unidades térmicas e hidráulicas, além de restrições não lineares e não convexas.

Trabalhos que utilizam de heurísticas e busca local aliados a programação linear inteira mista pode ser encontrada na literatura em: FISCHETTI e LODI (2003b), SABÓIA e DINIZ (2016) e GUEDES *et al.* (2016), conforme detalhamentos apresentados a seguir.

No trabalho de FISCHETTI e LODI (2003b) é apresentado o uso de programação linear inteira mista genérica como uma ferramenta de caixa preta, a partir de um solver, para explorar subespaços de soluções que sejam efetivamente adequado, sendo controlados por um estrutura de busca externa simples. Procedimento proposto tem como base meta heurísticas de busca local de conhecimento da literatura, no entanto as vizinhanças são obtidas através da introdução da modelagem de programação linear inteira mista com desigualdades lineares gerais definidas como cortes de busca local. A estratégia consiste na alteração das buscas estratégicas de alto nível para definir as regiões de vizinhanças da solução e buscas locais táticas de baixo nível para poder explorá-las e assim por encontrar uma solução com o objetivo fim de reduzir o tempo computacional, pois desenvolve soluções de alta qualidade nos estágios iniciais da programação. O trabalho compara o desempenho de três códigos usando o CPLEX, CPLEX (2017): enfatizando a otimalidade da solução, cpx-O; enfatizando a viabilidade, cpx-F; e por último o procedimento de busca local, LocBra. Para validar as formulações propostas, foram avaliados 29 casos, sendo a quantidade de restrições de 6 até cerca de 27.000, 62 até cerca de 63.000

variáveis contínuas e 50 até cerca de 63.000 variáveis binárias. No trabalho são apresentados os resultados obtidos com alguns tipos de heurísticas usando, bem como o GAP encontrado depois de 1 hora, 3 horas e 5 horas. Observa-se um resultado promissor onde dos 29 casos avaliados, 23 apresentaram significativa redução do tempo computacional pela busca local. Dessa forma, a proposta de exploração inteligente de vizinhanças de solução definidas por restrições de busca local, ou seja, por meio de cortes lineares inválidos, apresenta resultados muito promissores principalmente para problemas de grande porte onde o tempo computacional para sua solução precisa ser obtida de forma rápida.

No trabalho em SABÓIA e DINIZ (2016) é apresentado uma abordagem de busca local para resolver o problema de unit commitment térmico com rede elétrica para o dia seguinte sob incerteza. No problema apresentado a rede elétrica é considerada por um modelo de fluxo de potência DC com ângulos representados diretamente no modelo e as restrições de limites de fluxo e somatório de fluxo são introduzidas dinamicamente por meio de um processo iterativos que consiste em execuções de programas lineares, ou seja, variáveis binárias relaxadas, onde são avaliados quais restrições de fluxo e somatório de fluxo seriam violadas caso estivessem no problema e assim nova execução é feita com a inclusão dessa restrições. Esse processo iterativo é feito até que todas as restrições da rede estejam atendidas, estando elas explicitamente na modelagem da iteração ou não. Com o crescimento da participação de usinas eólicas no sistema, tem-se uma incerteza no que se diz respeito à demanda estocástica a ser suprida pelas termelétricas. O trabalho apresenta duas contribuições na formulação matemática: nova formulação compacta de programação linear inteira mista para restrições de unit commitment térmico com tempo mínimo ligado e desligado; e a aplicação de uma estratégia de busca local em vez de um algoritmo padrão de ramificação e corte para resolver o problema. A função objetivo é de minimização do custo total da operação considerando os custos presente, como geração térmica, e custos futuros, relacionados ao valor da água no futuro, sujeito a restrições operativas como atendimento a demanda, restrições de balanço hídrico, função

de produção hidráulica, restrição dos cortes da função de custo futuro, restrições de fluxo, somatório de fluxo, restrições de segurança elétrica, restrições elétricas especiais, tempo de viagem, além das restrições de unit commitment térmico como variáveis binárias para o status da unidade geradora térmica, rampa de transição, trajetória de acionamento, zona proibida de geração mínima da unidade, dentre outros. Para validar a formulação apresentada, foi avaliado um caso com um sistema IEEE com 118 barras com restrições na capacidade das linhas de transmissão, considerando duas árvores de cenários por um período de 24 horas. Os resultados apresentados demonstraram resultados com alta eficiência com relação tanto ao tempo computacional quanto com a qualidade do resultado ao obter o ótimo global do problema.

No trabalho realizado em GUEDES *et al.* (2016), foi proposto um algoritmo de solução sendo composto por uma fase de pré processamento, seguido por um modelo MILP compacto. A função objetivo é de maximização de armazenamento ponderado das usinas, sujeitas a restrições como: balanço hídrico, geração hidrelétrica, limitantes superiores e inferiores de variáveis, atendimento a demanda, curvas de eficiência das unidades, zonas proibidas, dentre outros. A fase de pré-processamento define a vazão e geração da unidade considerando a curva de eficiência, a queda d'água e a vazão total a jusante das usinas. A geração é uma função linear por partes aproximada por retângulos para compor uma formulação MILP. O autor reforça na conclusão que a proposta de modelagem pode ser tão precisa quanto desejada, pois pode ser aumentado o número de funções lineares no modelo, permitindo a análise do trade off entre tempo computacional e precisão, dado que o número de variáveis binárias cresce linearmente com a densidade da grade ao longo de cada eixo. O caso avaliado no trabalho possui cinco usinas hidrelétricas com um total de 62 unidades. Os resultados foram comparados com um algoritmo de força bruta enumerando todas as possibilidades, e assim podendo avaliar a diferença entre o ótimo global do problema e o valor encontrado pela heurística proposta. A diferença média encontrada foi de 3% com um máximo de GAP de 22%,

sendo que em 56% dos casos o modelo retornou com o valor igual ao ótimo global. Adicionalmente, foi testado o mesmo caso sem considerar as zonas proibidas e o modelo obteve um desvio médio do ótimo global de 0,65, encontrou o ótimo global 48% das vezes e obteve um GAP máximo de 5%. Dessa forma, o modelo proposto obteve um desvio consideravelmente grande tanto com relação ao ótimo global quanto com relação ao GAP de otimalidade. Adicionalmente, o tamanho do caso é pequeno quando comparado com casos reais da operação do sistema elétrica brasileiro. Apesar disso, o resultado encontrado forneceu uma resposta interessante com a consideração do unit commitment hidráulico.

Na literatura ainda pode ser encontrado alguns trabalhos que focam na análise de inclusão de restrições de zona proibida como em CHENG *et al.* (2016) e ZHANG e YAN (2020), detalhados a seguir.

No trabalho de CHENG *et al.* (2016) foram consideradas as zonas proibidas que existem em função de vibrações nas tubulações. Essas zonas podem ser regulares ou múltiplas e irregulares, variando de acordo com a queda líquida. A formulação proposta pelo autor para resolver o problema não linear das zonas proibidas foi separar em duas etapas. Na primeira etapa é feito uma aproximação de múltiplas zonas de vibração em polígonos onde são definidas as zonas de segurança por duas funções lineares fornecendo os limítrofes superiores e inferiores; e os limite a esquerda e a direita referentes a altura são definidos em função da região que foi segmentada. A segunda etapa consiste na linearização para evitar as múltiplas zonas proibidas. Apenas um segmento estará ativo, em função da altura em operação, e o modelo poderá tomar a decisão que minimize o turbinamento atendendo a demanda definida para aquele período. O caso testado pelo autor foi a usina hidrelétrica Goupitan, sendo assim contendo apenas uma usina com cinco unidades. O caso considerava um dia com discretização horária. Nos resultados da operação da unidades observou-se uma correta operação deixando de gerar nas zonas proibidas definidas no caso em questão. Vale ressaltar que o caso possuía 1104 variáveis

binárias e o caso foi parado com trinta minutos de execução com um GAP de cerca de 0,50%.

No trabalho em (ZHANG e YAN (2020)) é analisado o impacto da inclusão de restrições de passagens por zonas proibidas em usinas hidrelétricas num problema de otimização de maximização do lucro econômico de operação. Os resultados tiveram por objetivo comparar os resultados com e sem a consideração da passagem de zona proibida. A conclusão encontrada foi o melhor uso da capacidade do parque hidráulico, maximizando o lucro, mas considerando a limitação da não passagem pela zona proibida.

Já nos trabalhos em HAMANN *et al.* (2016) e DAL'SANTO e COSTA (2016) encontram-se estudos relacionados a função de produção hidráulica e a consideração da minimização da perda de eficiência e custos de acionamentos, respectivamente.

No trabalho de HAMANN *et al.* (2016), foi resolvido um problema de despacho ótimo ao definir um problema de minimizar o somatório de turbinamento e vertimento da usina, sujeito a restrições de atendimento a demanda, balanço e acoplamento hidráulico, tempo de viagem, dentre outros. O modelo proposto faz uma linearização por planos para a construção da função de produção hidráulica aproximada. O autor observou uma decisão operativa otimizada, minimizando o despacho hídrico e tornando-o de forma mais gradual, ou seja, suavizando as variações de turbinamento e geração.

No trabalho de DAL'SANTO e COSTA (2016), foi resolvido um problema de otimização onde o objetivo foi minimizar a perda de eficiência e custos de partida e parada das unidades hidrelétricas. A decisão do modelo proposto não é por unidade geradora e sim de um grupo de unidades que tenham a mesma característica. Assim, unidades de um mesmo grupo possuem uma única variável e a geração dessas unidades serão iguais. Essa aproximação traz uma menor complexidade ao problema, mas não deixa o modelo decidir a melhor operação se considerasse por unidade geradora. Em contrapartida, o modelo considera a perda de eficiência de forma não linear por superfícies, onde resolve um problema não linear inteiro misto usando pacote GAMS. A conclusão do autor é

que dessa forma o modelo decide a melhor operação considerando a menor perda de desempenho dos grupos de unidades geradoras, atendendo as restrições de demanda e as metas de energia. O modelo foi aplicado para um caso contendo três usinas com trinta e quatro unidades, sendo formadas por apenas quatro grupos.

# Capítulo 4

## Formulação Matemática do modelo

### DESSEM

A formulação matemática foi separada em três capítulos. Este apresentará a formulação já existente no modelo, ou seja, que não sofreram alterações pelo presente trabalho. O capítulo 5 vai apresentar os desenvolvimentos introduzidos no modelo dado que a metodologia já havia sido implementada por outros modelos da cadeia. E por último, o capítulo 6, onde estão as novas formulações que são o objetivo cerne desse trabalho, Unit Commitment Hidráulico e nova metodologia da consideração da função de produção de acordo com a quantidade de unidades ligadas. Assim, resumidamente os três capítulos serão:

1. Formulação atual do modelo DESSEM previamente existente, 4
2. Formulação que sofreram aprimoramentos, 5
3. Nova formulação desenvolvida pelo presente trabalho, 6

Todos os conceitos e formulações que serão apresentados nos capítulos 4 e 5 foram obtidos a partir do manual de metodologia do DESSEM, CEPEL (2023b).

Atualmente, o modelo DESSEM possui formulações para representar o sistema interligado nacional e tem por objetivo definir a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos-eólicos, e outras fontes, com horizonte de até duas semanas e discretização de até meia hora. O modelo passou a ser usado oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) desde janeiro de 2020 para determinar o despacho na programação diária da operação e desde janeiro de 2021 usado oficialmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para determinar o preço de energia horário para o dia subsequente, SANTOS *et al.* (2020).

As características, especificações e formulações consideradas atualmente pelo modelo serão detalhadas conforme pode ser encontrado no manual de metodologia do DESSEM, CEPEL (2023b), e listado a seguir.

1. Características Gerais (4.1)
2. Representação Temporal (4.2)
3. Submercado (4.3)
4. Parque Hidráulico (4.4)
5. Parque Termelétrico (4.5)
6. Parque Eólico (4.6)
7. Parque Solar (4.7)
8. Geração não Despachadas (4.8)
9. Rede Elétrica (4.9)
10. Custos do Problema (4.10)
11. Restrições Operativas Sistêmicas (4.11)

12. Restrições Operativas da Rede Elétrica (4.12)
13. Restrições Operativas para Usinas Hidrelétricas (4.13)
14. Cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO (4.15)

## 4.1 Características Gerais

Para executar o planejamento e programação da operação, o modelo DESSEM é usado de forma a encontrar a melhor decisão operativa para o despacho hidrotérmico-eólico minimizando o custo total de operação considerando todas as restrições operativas e aversão ao risco, dado que o modelo acopla, no fim da semana, a função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP, que por sua vez acopla, no fim do segundo mês, a função de custo futuro fornecida pelo NEWAVE. O modelo considera as seguintes características: unidade de cada usina, rede elétrica com modelagem DC com ou sem perdas (DOS SANTOS e DINIZ (2011) e SANTOS e DINIZ (2012)), restrições elétricas especiais, restrições de segurança por tabela e linear por parte ( inserir relatório RESTSEG ), Unit Commitment Térmico ( inserir relatório UCT ), usinas térmicas a ciclo combinado ( inserir relatório ciclo combinado ), produtividades das usinas hidrelétricas em função da altura de queda (DINIZ e MACEIRA (2008)), tempo de viagem fixos ou com curvas de propagação (DINIZ e SOUZA (2014)), usinas de bombeamento, canais, usina eólica, usina solar, baterias, dentre outros itens.

A representação do sistema com as linhas da rede elétrica, usinas hidráulicas, usinas térmicas, injeção na rede, carga na rede, intercâmbio entre submercados, trechos de rios e submercados, podem ser observados na figura a seguir.

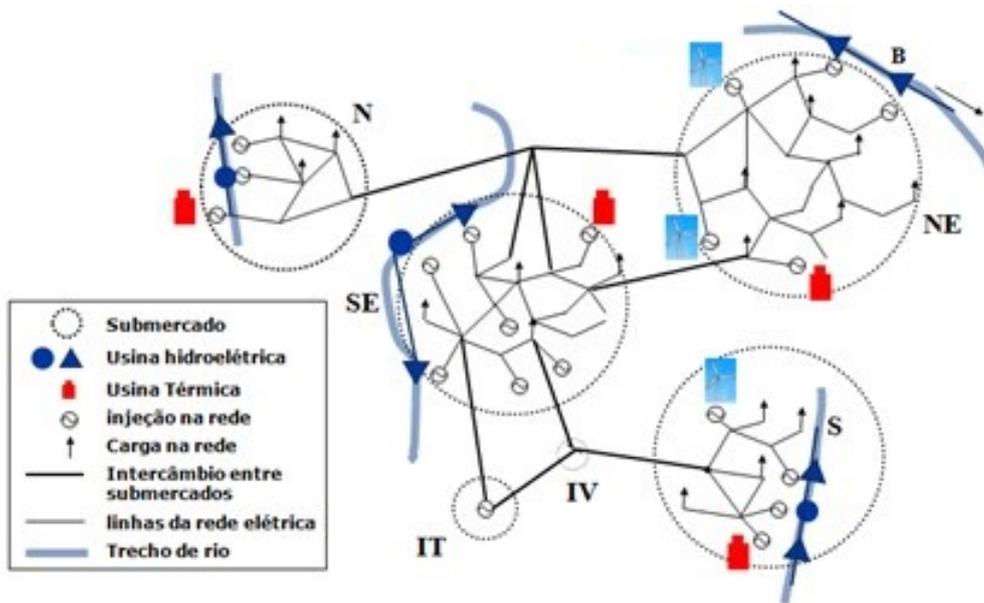


Figura 4.1: Representação do sistema com rede, usinas, injeções, cargas e trechos de rio. Fonte: CEPEL (2023b).

O problema possui, além de variáveis contínuas, variáveis inteiras em função do UCT, logo é formulado por meio de programação linear inteira mista, MILP. Além disso o modelo utiliza de linearização por parte para resolver problemas não lineares, como por exemplo a função de produção. É um processo iterativo exato para representação da rede elétrica ( DOS SANTOS e DINIZ (2011), DINIZ *et al.* (2002) e DINIZ *et al.* (2006) ) e restrições de segurança ( inserir relatório RESTSEG ).

Os principais resultados do modelo são: despacho de cada unidade geradora, custos marginais de energia, fluxo nas linhas, injeções nas barras da rede e status das restrições de segurança. Vale ressaltar que todos esses resultados são dados com discretização de até meia hora.

#### 4.1.1 Problema de Programação Diária da Operação

O problema da programação diária da operação atualmente depende principalmente de quatro fatores listados a seguir:

1. Despacho econômico
2. Unit Commitment Térmico
3. Rede Elétrica
4. Restrições de segurança

A decisão de despacho horário do modelo deve ser a de menor custo total do sistema, respeitando todas as restrições de UCT, restrições de fluxo numa linha ou num conjunto de linhas da rede, restrições de segurança por tabela e por linha, e todas as outras restrições operativas e elétricas, além do atendimento a demanda e balanço hídrico. Algumas características tornam o problema mais complexo, como por exemplo: interligação elétrica entre as fontes geradoras, usinas hidráulicas em cascata com acoplamento espacial e temporal, que depende por exemplo do tempo de viagem, e restrições do UCT como tempo mínimo ligado e desligado, dentre outros. Portanto todas essas complexidades, juntamente com o número de variáveis contínuas e inteiras e todas essas restrições caracterizam o problema como NP-difícil.

#### 4.1.2 Planejamento da Operação Hidrotérmica-Eólica-Solar

O planejamento da operação hidrotérmica-eólica-solar que determina o despacho de todas as usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e solares do SIN é conduzido pelo ONS, onde a partir dos resultados dos despachos do modelo DESSEM define a operação para o dia seguinte ( $d + 1$ ), ou seja, no dia  $t$  é executado o modelo para definir o despacho para o dia ( $t + 1$ ). Alguns estudos sobre esse tipo de metodologia pode ser encontrado em CONTRERAS *et al.* (2001) e SHAH e CHATTERJEE (2020).

O sistema brasileiro é de grande porte, possuindo atualmente, referente ao mês de outubro de 2022, 163 usinas hidráulicas e 735 unidades hidráulicas, com capacidade de geração total de 109 GW. Já com relação ao parque térmico com capacidade de cerca

de 24 GW, há 93 e 420 usinas e unidades térmicas, respectivamente. Já com relação as usinas eólicas, há 1667 com capacidade de geração de 23 GW. Além disso, há cerca de 4.400 usinas fotovoltaicas com capacidade de geração de 7 GW, ONS (2022b).

O planejamento da operação deve sempre considerar como objetivo a minimização do custo total de operação. Esse custo é composto pelo custo das gerações térmicas pelo custo variável unitário, CVU, das mesmas (custo variável unitário), custos de corte de carga e custos ou receitas referentes a contratos de importação e exportação, respectivamente. Vale ressaltar que a princípio a água tem custo zero, no entanto essa água deve ser quantificada pois a decisão do uso dessa água no presente ou no futuro impacta a decisão do despacho térmico no futuro e no presente. Portanto, esse valor dá água deve ser feito de forma a valorar o uso da água que depende do nível do reservatório, produtividade da usina ( $\text{hm}^3/\text{MWh}$ ) que depende do ponto de operação. Todas essas características estão existentes em cada período de tempo.

## 4.2 Representação Temporal

O modelo atualmente pode ser representado com uma discretização de até meia hora com horizonte de estudo de até duas semanas. O deck oficial publicado oficialmente pelo ONS, para decisão do despacho, e pela CCEE, para definição do preço, possui até uma semana de horizonte. O caso oficial publicado pelo ONS possui para o primeiro dia discretização em meia hora e a partir do segundo dia com patamares cronológicos, já o caso oficial publicado pela CCEE difere com relação ao primeiro dia, onde possui discretização horária.

A execução oficial do modelo é feita diariamente para definir o despacho do dia seguinte, (D+1). Por esta razão que o primeiro dia possui maiores detalhamentos como períodos de meia hora, rede elétrica, dentre outras características.

Na Figura 4.2 a seguir é apresentado a discretização padrão usada em casos oficiais

do modelo, onde no primeiro dia com discretização semi-horária ou horária e a partir do segundo dia seguindo patamares cronológicos. O acoplamento com o modelo DECOMP no que tange a função de custo futuro é no fim do horizonte do caso, numa sexta-feira.

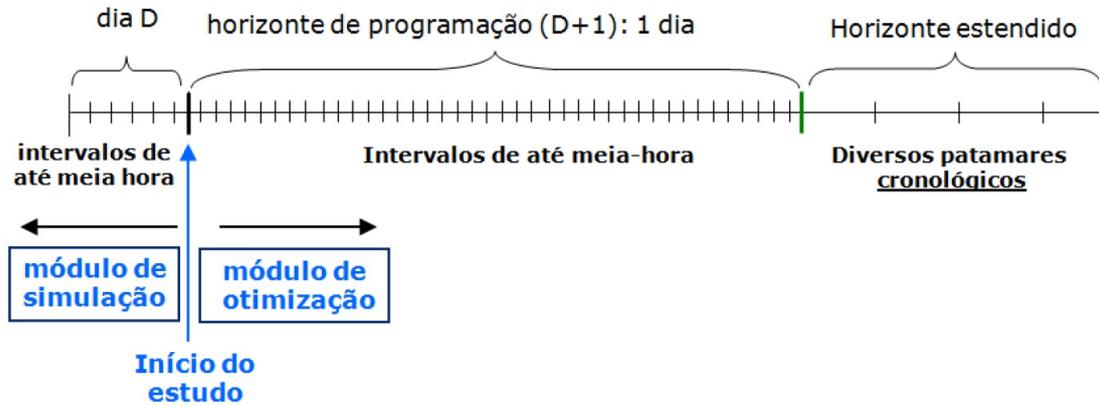


Figura 4.2: Horizonte do estudo com a discretização até semi horária do primeiro dia e em patamares cronológicos a partir do segundo dia. Fonte: CEPEL (2023b).

Todo caso deve terminar seu horizonte de estudo numa sexta-feira, pois é onde há o acoplamento da função de custo futuro, FCF, fornecida pelo DECOMP. Dessa forma, o número de dias do caso oficial pode variar de um a sete dias, conforme ilustrado na Figura 4.3 a seguir. Ou seja, um caso do sábado terá 7 dias de horizonte de estudo, enquanto que um caso de quarta-feira terá apenas 3 dias de estudo, sendo que em ambos os casos o acoplamento como a FCF do DECOMP ocorrerá na sexta-feira.

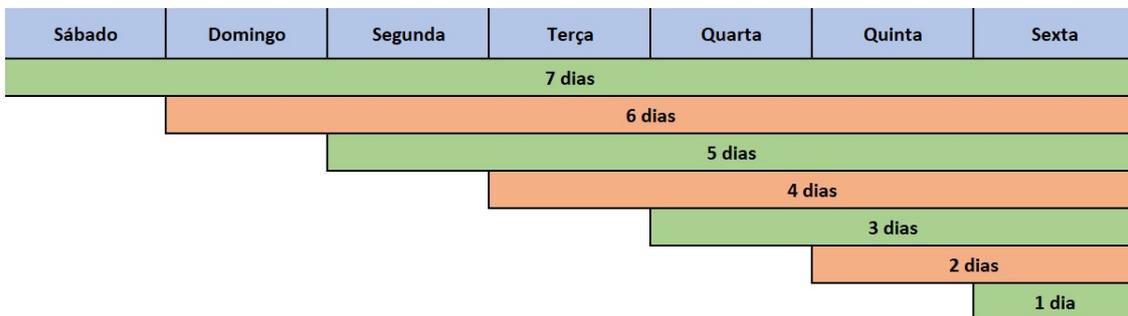


Figura 4.3: Horizonte do estudo com a discretização de acordo com o dia da semana.

## 4.2.1 Patamares Cronológicos

A partir do segundo dia são considerados patamares cronológicos, ou seja, períodos que possuem discretização maiores que uma hora. Nesses períodos os dados do sistema são considerados uma média dos valores fornecidos ao longo das horas desse patamar cronológico. Na figura a seguir, pode ser observado a curva de carga horária e a curva de carga por patamar cronológico, linha preta e azul, respectivamente.

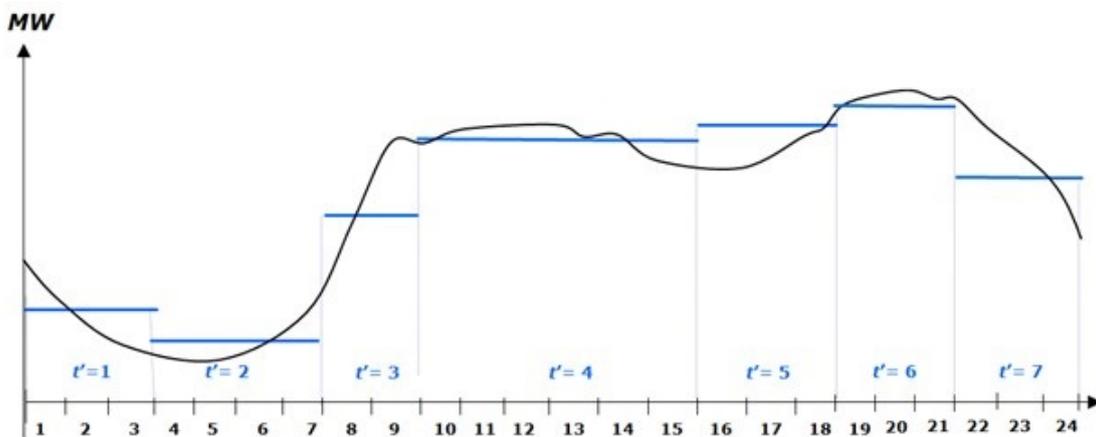


Figura 4.4: Representação temporal por patamares cronológicos. Fonte: CEPEL (2023b)

## 4.2.2 Representação de Cenários

Atualmente, o modelo considera que o problema é determinístico. Ou seja, o modelo considera valores esperados das variáveis aleatórias existentes no problema a ser resolvido. Exemplos dessas considerações são a afluência hídrica e a geração eólica e solar. Vale ressaltar que a geração eólica e solar são decisões do modelo, onde este pode decidir usar ou não a geração disponível dessas renováveis. Isso pode ocorrer em função das restrições de fluxo nas redes, consequências de restrições de UCT, dentre outras.

### 4.2.3 Acoplamento Temporal entre Modelos

O acoplamento temporal entre a cadeia de modelos tem por objetivo fim fazer o acoplamento da função de custo futuro. O modelo NEWAVE é definido como modelo de médio/longo prazo, onde tem estudos mensais com horizonte de até 5 anos e constrói uma política de operação, traduzida por meio de funções de custo futuro, FCF, que valoram o uso da água nos reservatórios. O modelo DECOMP é definido como modelo de curto prazo, onde tem estudos semanais com horizonte de até 2 meses com acoplamento com a FCF do NEWAVE no final do período do estudo, ou seja, com dois meses de operação. Adicionalmente, o DECOMP constrói a FCF considerando a discretização semanal nesses dois meses. Já o modelo DESSEM é definido como modelo de curtíssimo prazo, onde tem estudos semi horários com horizonte de até 2 semanas com o acoplamento da FCF, construída pelo DECOMP, no fim do horizonte de estudo. Dessa forma, o valor d'água que o modelo DESSEM olha pela FCF está acoplada com o encadeamento dos modelos indo até o horizonte de 5 anos passando pelo DECOMP e chegando no DESSEM.

## 4.3 Submercado

Os submercados são considerados como grandes nós, onde cada nó possui sub nós chamados de reservatórios equivalentes de energia, REE, e dentro de cada reservatório equivalente estão as usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e as outras fontes de geração. Dentro de cada submercado estão a rede elétrica com as linhas de transmissão entre as barras dentro de cada REE e também entre REE's. Os submercados estão ligados por meio de grandes troncos de interligação e a energia passada entre os submercados é chamada de intercâmbio. Além disso, pode-se representar também os contratos de importação (reduzindo a demanda a ser atendida por aquele submercado) e exportação (aumentando a demanda a ser atendida por aquele submercado) de energia conectando-os pelo seu respectivo submercado associado. Na figura a seguir são representados os

seguintes elementos: usinas hidráulicas e térmicas, reservatórios equivalentes de energia, submercados, troncos de interligação e importação/exportação com sistemas externos.

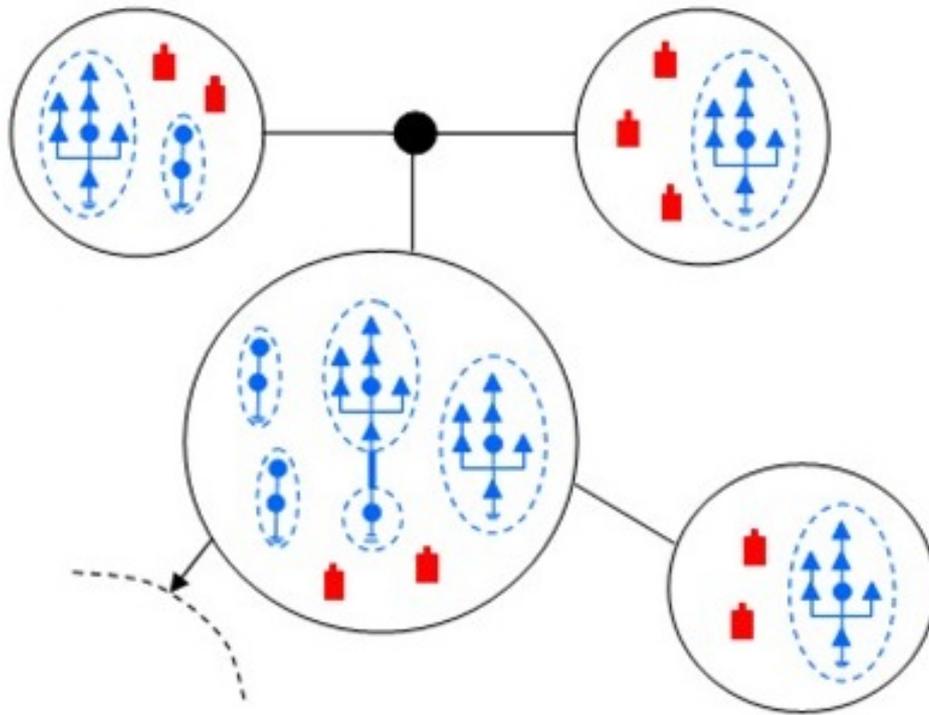


Figura 4.5: Representação dos submercados Fonte: CEPEL (2023b).

Pode ser observado também um nó ligando três submercados. Assim como é definido em casos oficiais, podem ser criado nós fictícios, onde estes não possuem geração e nem carga e servem para modelar restrições de transporte.

Vale ressaltar que a equação de atendimento a demanda é feita com base no submercado. Logo há duas possibilidades de atendimento a carga: caso com ou sem rede elétrica.

Quando o caso não possui rede elétrica, o somatório das gerações dentro de um submercado tem que ser igual a demanda do submercado em cada período.

$$G_{tot_{i,t}} = D_{i,t} \quad (4.1)$$

Quando o caso possui rede elétrica, o somatório das gerações dentro de um submercado tem que ser igual ao somatório das demandas das barras dentro do respectivo submercado em cada período.

$$Gtot_{i,t} = \sum_{j=1}^{nbarra_i} (Dbarra_{i,j,t}) \quad (4.2)$$

Onde,

$Gtot$  : somatório de todas as gerações

$D$  : Demanda do submercado

$Dbarra$  : Demanda na barra

$i$  : número do submercado

$j$  : número da barra

$t$  : período

Além disso, algumas variáveis são definidas por submercado, como por exemplo o Custo Marginal de Operação, CMO. O que vai diferenciar o valor do CMO entre os submercados é a limitação de intercâmbios. Caso não houver restrição de limite superior de intercâmbio, todos os CMO seriam iguais. Os valores dos limites dessas restrições são fornecidos como dados de entrada e são inseridas na formulação para resolução do problema.

$$Int_{ij}^t \leq \overline{Int_{ij}^t}, \quad \forall j \in \omega_{S_i} \quad (4.3)$$

$$Int_{ji}^t \leq \overline{Int_{ji}^t}, \quad \forall j \in \omega_{S_i} \quad (4.4)$$

Onde,

$i$  : submercado ou nó fictício de partida ou chegada de energia

$j$  : submercado ou nó fictício de chegada ou partida de energia

$t$  : período

Os valores de contratos de exportação e de importação são fornecidos por dado de entrada alocando um limítrofe inferior e superior com um custo atrelado a ele. O modelo vai definir, dentro dos limites definidos, qual a melhor operação a fim de reduzir os custos totais e respeitar todas as condições de contorno estabelecidas.

$$\underline{Eci}_i^t \leq Eci_i^t \leq \overline{Eci}_i^t, \quad i = 1, NCI \quad (4.5)$$

$$\underline{Ece}_i^t \leq Ece_i^t \leq \overline{Ece}_i^t, \quad i = 1, NCE \quad (4.6)$$

Onde,

$Eci$  : contrato de importação

$Ece$  : contrato de exportação

$NCI$  : número de contratos de importação

$NCE$  : número de contratos de exportação

## 4.4 Parque Hidráulico

O parque hidrelétrico é modelado considerando as características topológicas das usinas, como montantes, jusantes, desvio d'água e estações de bombeamento.

Além disso, são também consideradas as características cadastrais das usinas exemplificadas na listagem a seguir:

1. Volume mínimo e máximo
2. Coeficientes do polinômio cota volume do reservatório
3. Coeficientes do polinômio area cota do reservatório
4. Coeficientes do polinômio cota vazão do reservatório

5. Identificador se o vertimento impacta a cota do canal de fuga
6. Coeficiente de evaporação
7. Volume associado à soleira do vertedouro
8. Volume associado à soleira de desvio
9. Número de conjuntos de máquinas da usina
10. Número de máquinas em cada conjunto
11. Potência máxima
12. Turbinamento máximo
13. Produtividade específica
14. Perdas na tomada d'água

#### 4.4.1 Usinas Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas podem ser consideradas como usinas de regularização e usinas a fio d'água. A primeira possui reservatórios com regularização diária, onde o volume pode oscilar entre o volume mínimo e máximo, 4.7. Já a segunda, o seu armazenamento é constante, ou seja, o volume da usina é igual ao seu volume mínimo e igual ao seu volume máximo, 4.8.

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (4.7)$$

$$\underline{V}_i^t = V_i^t = \overline{V}_i^t \quad (4.8)$$

Onde,

$V$  : Volume do reservatório

$i$  : Usina hidrelétrica

$t$  : Período

As principais variáveis operativas de uma usina hidrelétrica são volume armazenado, vazão turbinada, vazão vertida, cota de montante, cota de jusante e geração da usina. Essas variáveis de uma usina estão ilustradas na representação esquemática a seguir.

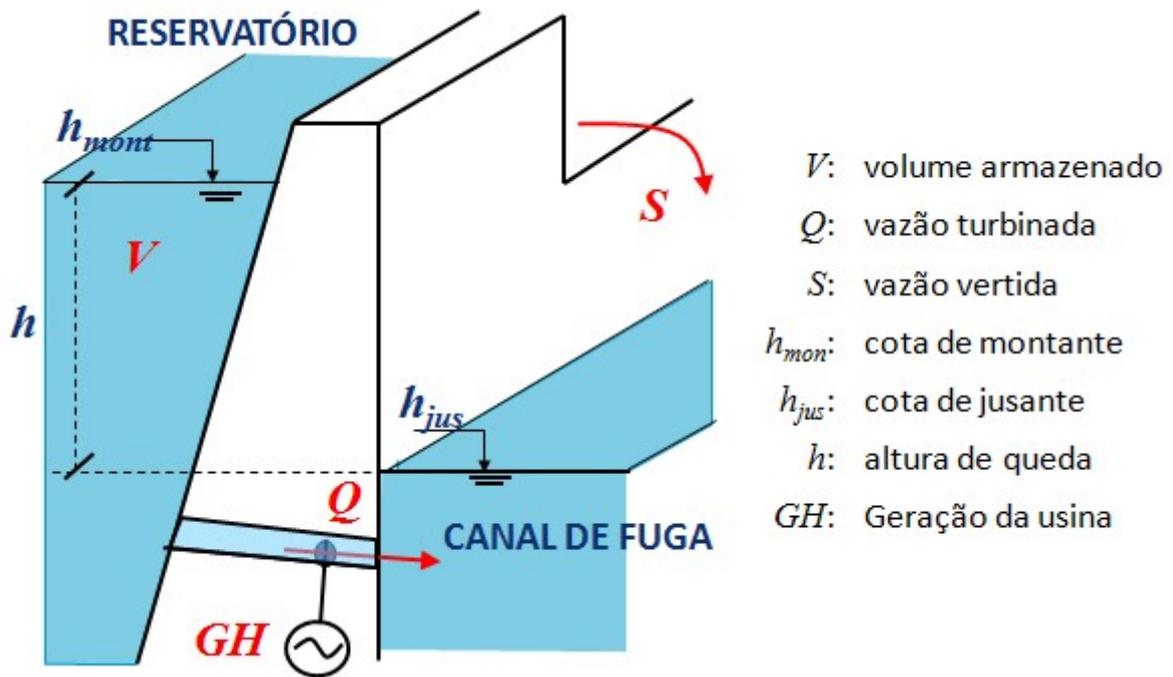


Figura 4.6: Representação de uma usina hidrelétrica e suas principais respectivas variáveis operativas Fonte: CEPEL (2023b)

As variáveis de decisão do modelo de geração hidrelétrica, vazão turbinada e vazão vertida possuem limites físicos de casa usina conforme as expressões a seguir.

$$0 \leq Q_i^t \leq \bar{Q}_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} \bar{q}_{i,j}^t \quad (4.9)$$

$$0 \leq S_i^t \quad (4.10)$$

$$0 \leq GH_i^t \leq \overline{GH}_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{gh}_{i,j}^t \quad (4.11)$$

Onde,

$Q$  : Vazão turbinada da usina

$q$  : Vazão turbinada da unidade

$S$  : Vazão vertida

$GH$  : Geração da usina

$gh$  : Geração da unidade

$i$  : Usina hidrelétrica

$j$  : Unidade geradora

$t$  : Período

$nh$  : Número de unidades em uma usina

#### 4.4.2 Reservatório

As variáveis associadas ao reservatório são: volume máximo, volume mínimo, volume armazenado e volume útil. O volume armazenado é o volume em que o reservatório sem encontra em determinado instante do tempo e volume útil é a diferença entre o volume armazenado e o volume mínimo. Na figura 4.7 essas variáveis e essas relações são ilustradas.

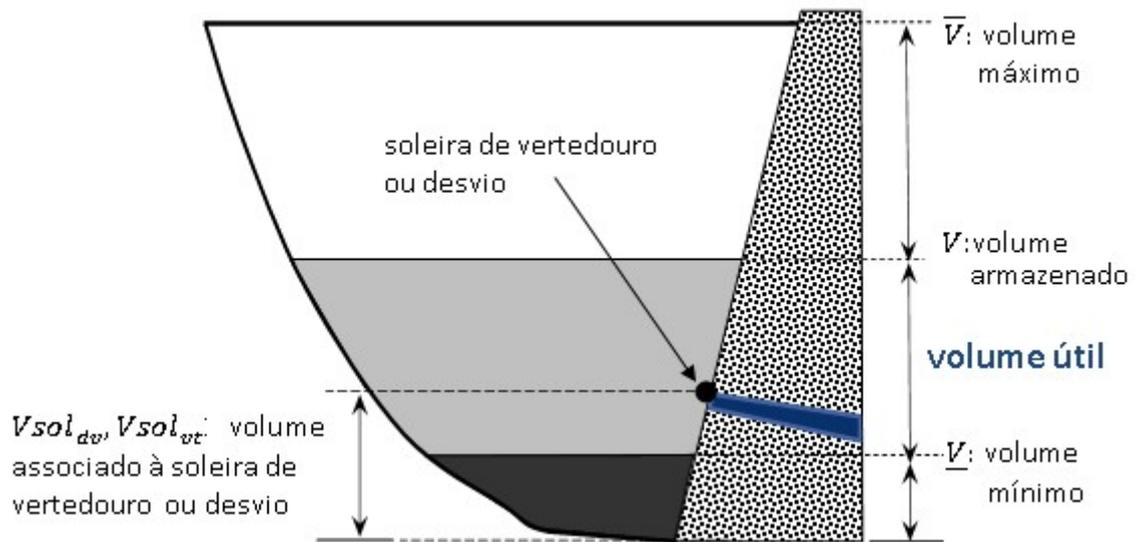


Figura 4.7: Esquema representativo de um reservatório Fonte: CEPEL (2023b)

Outras variáveis de extrema importância para a decisão operativa são: altura de montante, a partir do volume total e área do espelho d'água, a partir do da altura de montante.

#### 4.4.3 Polinômios

O cálculo da altura de montante é dado pelo polinômio cota-volume, onde obtem-se a partir de um polinômio de grau 4.

$$h_{moni} = \sum_{j=0}^4 (a_{cvi,j} V_i^j) \quad (4.12)$$

Onde,

$a_{cvi,j}$  : Termo de ordem  $j$  no polinômio cota-volume da usina  $i$

$h_{mont_i}$  : Altura de montante da usina  $i$  que depende do volume total, em metros

$V$  : Volume total

Como dito anteriormente, o volume total é igual ao volume mínimo mais o volume

útil, podendo esse ser em hectometro ou em porcentagem. Dessa forma a formulação em 4.12 passa a ser conforme a seguir.

Caso o volume estiver em hectometro:

$$h_{mon_i} = \sum_{j=0}^4 (a_{cv_j} (\underline{V}_i + V_{util_i})^j) \quad (4.13)$$

Caso o volume estiver em porcentagem:

$$h_{mon_i} = \sum_{j=0}^4 (a_{cv_j} (\underline{V}_i + \frac{V_{util_i}}{100} (\bar{V}_i - \underline{V}_i))^j) \quad (4.14)$$

Um exemplo de um polinômio cota-volume pode ser observado na figura 4.8. Nota-se que quanto menor for a variação do volume armazenado, menor será o impacto pelo não linearidade da função.

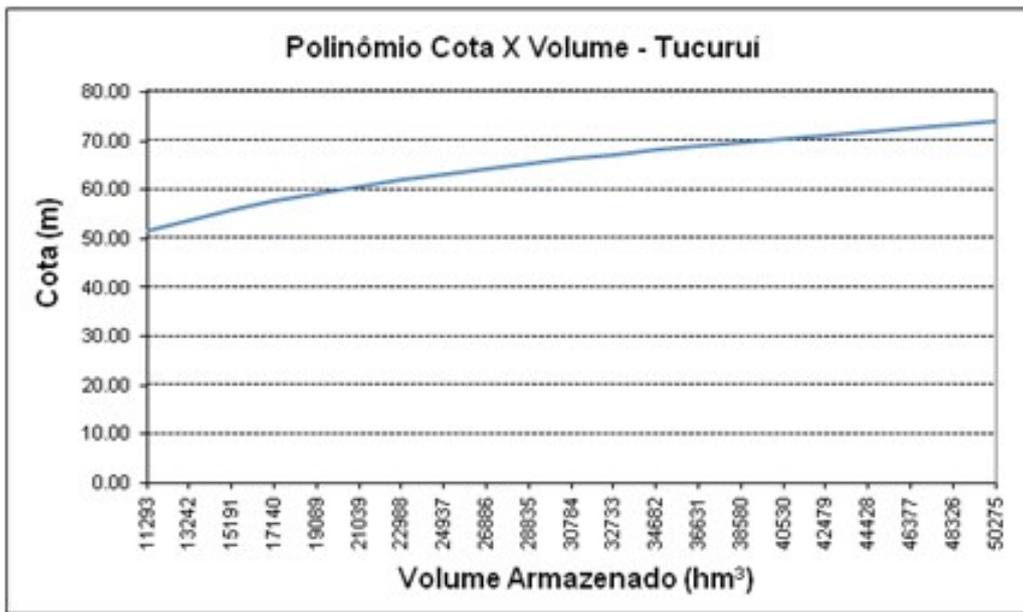


Figura 4.8: Exemplo do polinômio cota-volume da usina de Tucuruí Fonte: CEPEL (2023b)

Já o cálculo da área do espelho d'água é dado pelo polinômio área-cota, onde obtém-

se a partir de um polinômio de grau 4.

$$A_{rv_i} = \sum_{j=0}^4 (a_{ac_{i,j}} h_{mont_i}^j) \quad (4.15)$$

Onde,

$a_{ac_{i,j}}$  : Termo de ordem  $j$  no polinômio cota-volume da usina  $i$

$h_{mont_i}$  : Altura de montante da usina  $i$  que depende do volume total, em metros

$A_{rv_i}$  : Área da usina  $i$

Um exemplo de um polinômio área-cota pode ser observado na imagem a seguir. Nota-se que, assim como para cota-volume, quanto menor for a variação da cota de montante, menor será o impacto pelo não linearidade da função.

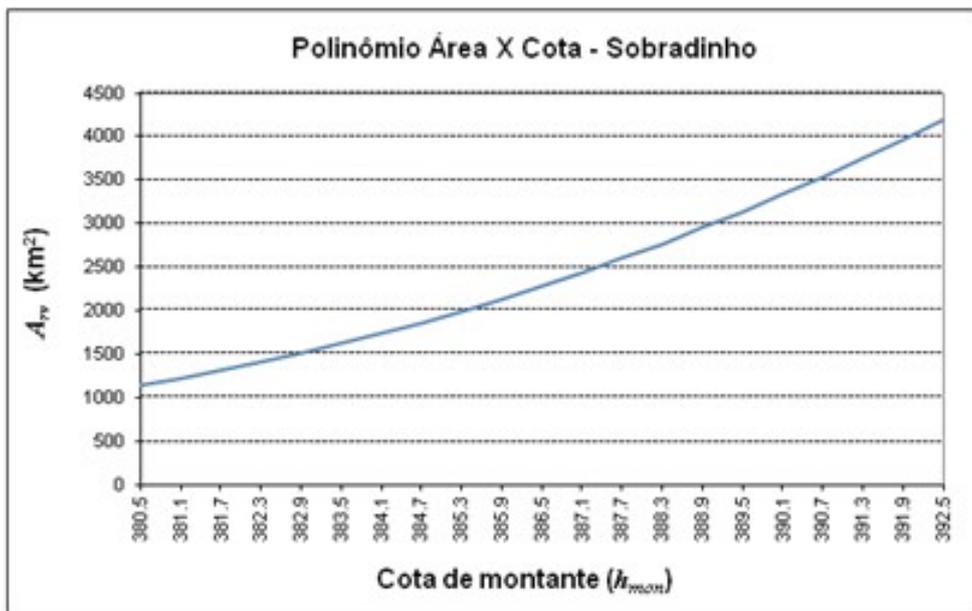


Figura 4.9: Exemplo do polinômio cota-área da usina de Sobradinho Fonte: CEPEL (2023b)

#### 4.4.4 Modelagem dos vertedouros

Para usinas sem regularização do reservatório, ou seja, usina a fio d'água, estas sempre poderão verter água caso já estejam gerando no máximo ou se estiver com alguma limitação de alguma restrição. Para essas usinas o volume do reservatório é igual ao volume mínimo e igual ao volume máximo e portanto o volume útil é igual a zero, como pode ser observado em 4.16.

$$V_i^t = \underline{V}_i^t = \overline{V}_i^t \quad (4.16)$$

$$V_{util}_i = 0 \quad (4.17)$$

Já as usinas com regularização, o vertimento só pode ocorrer quando a altura do reservatório estiver acima da cota referente a soleira do vertedouro,  $hsol_{vt_i}$ . O volume que representa essa altura da soleira é nomeada como  $Vsol_{vt_i}$ .

$$V_i^t > Vsol_{vt_i} \rightarrow Vertimento_i \geq 0 \quad (4.18)$$

$$V_i^t \leq Vsol_{vt_i} \rightarrow Vertimento_i = 0 \quad (4.19)$$

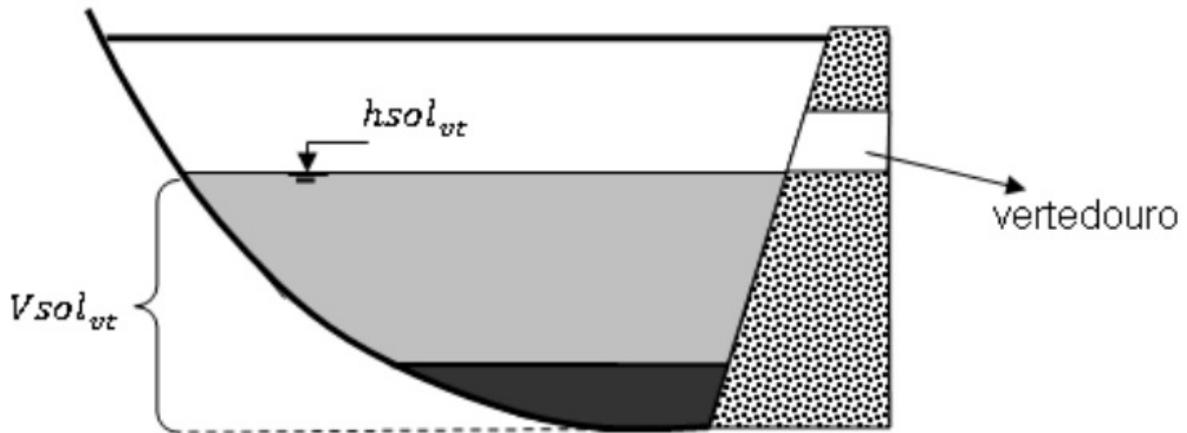


Figura 4.10: Modelagem da soleira do vertedouro da usina. Fonte: CEPEL (2023b)

A Figura 4.11 ilustra os pontos citados anteriormente onde para usinas com regularização do reservatório, o vertimento só é possível quando a altura do mesmo estiver acima da cota do vertedouro.

#### 4.4.5 Topologia

Topologicamente as usinas hidrelétricas estão em cascatas ao longos dos rios. Uma usina acima de outra é definida como usina a montante e usina que fica numa posição na sequência a outra, é definida como usina a jusante.

Uma usina só pode ter uma usina de jusante, no entanto, essa mesma usina pode ter mais de uma usina a montante dado que pode haver junções de rios, desvios d'água ou usinas elevatórias. Um exemplo de uma cascata pode ser observada na figura a seguir.

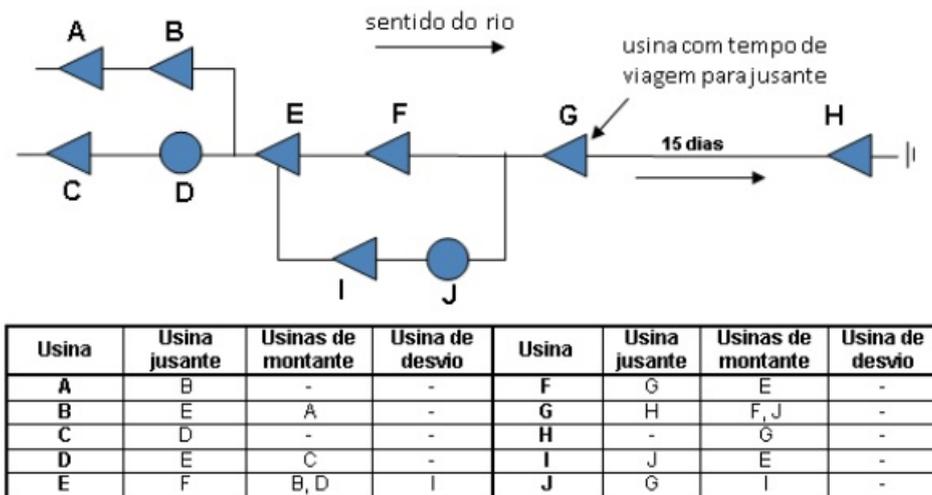


Figura 4.11: Cascatas de usinas hidrelétricas. Fonte: CEPEL (2023b)

Note que entre as usinas 'G' e 'H' do exemplo, há uma distância grande entre as mesmas e em consequência disso pode ocorrer o fenômeno conhecido como Tempo de Viagem. Ou seja, a gota d'água que sai da usina 'G' demora um tempo para sair da usina de montante e chegar na de jusante. Como a descrição do modelo é até meia

hora, essa característica de suma importância para a real representação pelo modelo da realidade. Esse assunto é abordado com maior profundidade no capítulo 4.4.13.

#### 4.4.6 Equação de Balanço Hídrico

A equação de balanço hídrico é uma das restrições importante a se considerada. Essa equação relaciona a conservação da água, onde o volume final de um período  $t$  depende do volume do período anterior e vazão turbinada, vertida, desviada, bombeada, de passagem em canais e vazão natural afluente, considerando tempo de viagem e evaporação, conforme definido na equação 4.20.

$$\begin{aligned}
 V_i^t = & V_i^{t-1} + \zeta^t [(I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) + \sum_{j \in M_{dv_i}} Q_{dv_j}^t + \sum_{j \in M_{eb_i}} Q_{b_j}^t \\
 & + \sum_{j \in M_{ch_i}} Q_{ch_{ji}}^t) - (Q_i^t + S_i^t + Q_{dv_i}^t + Q_{ev_i}^t + Q_{out_i}^t + \sum_{j \in J_{eb_i}} Q_{b_j}^t)] \quad (4.20)
 \end{aligned}$$

Onde,

$t$  : período

$i, j$  : índices de usinas hidrelétricas

$\tau$  : período relacionado ao tempo de viagem

$V_i^t$  : volume do reservatório da usina  $i$  do período  $t$

$V_i^{t-1}$  : volume do reservatório da usina  $i$  do período anterior,  $t - 1$

$\zeta^t$  : fator de conversão de vazão ( $m^3/s$ ) para volume ( $hm^3$ ) na duração do período  $t$

$I_i^t$  : vazão natural afluente incremental à usina  $i$

$Q_j^t$  : vazão turbinada da usina  $j$  no período  $t$

$S_j^t$  : vazão vertida da usina  $j$  no período  $t$

$M_i$  : conjunto de usinas a montante da usina  $i$

$M_{tv_i}$  : conjunto de usinas a montante da usina  $i$  com tempo de viagem da água até  $i$

$Q_{dv_j}^t$  : vazão desviada da usina  $j$  no período  $t$

$M_{dv_i}$  : conjunto de usinas que desviam água para a usina  $i$

$Q_{b_j}^t$  : vazão bombeada da usina  $j$  no período  $t$

$M_{eb_i}$  : conjunto de usinas elevatórias que bombearam água para a usina  $i$

$Q_{ch_{ji}}^t$  : vazão para canais da usina  $j$  no período  $t$

$M_{ch_{ji}}$  : conjunto de reservatórios que conectam por um canal à usina  $i$

$Q_{ev_i}^t$  : vazão evaporada da usina  $i$  no período  $t$

$Q_{out_i}^t$  : vazão retirada de água para outros usos da usina  $i$  no período  $t$

A vazão desviada será detalhada no capítulo 4.4.7, a vazão bombeada de usinas elevatórias, 4.4.8, vazão em canais, 4.4.9, a vazão evaporada da usina, 4.4.10 e vazão retirada para outros usos no capítulo 4.4.11. Essas vazões possuem características particulares e tem a importância de estarem sendo consideradas no balanço hídrico de cada usina para cada período.

#### 4.4.7 Desvios d'água

Os desvios de água são canais artificiais que a partir de determinada usina fazem o desvio de uma certa quantidade de água. Essa usina é denominada usina de desvio e a vazão desviada é definida como  $Q_{dv_i}^t$ . Esse desvio é exemplificado na Figura 4.12.

Dessa forma, uma usina pode defluir de três formas distintas: turbinamento, vertimento e desvio de água. Sendo o primeiro gerando energia e defluindo pela turbina para a usina de jusante; a segunda, não gera energia e deflui pelo vertedouro para a usina de jusante; e a terceira opção através de desvio de água, também não gera energia e a defluência é feita pelo canal de desvio para a usina de jusante para desvio.

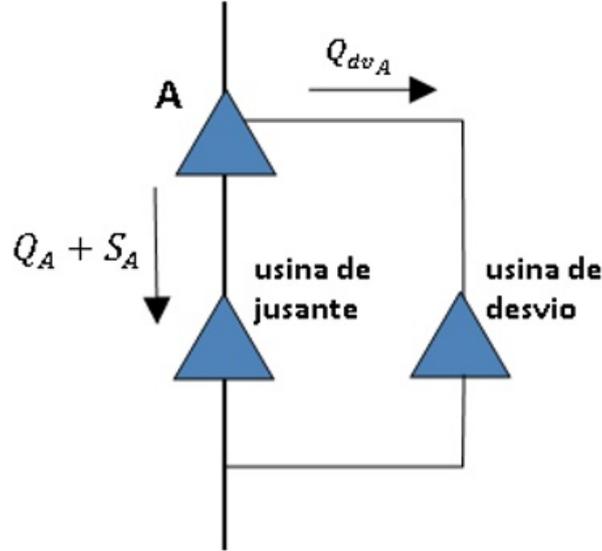


Figura 4.12: Exemplo de usina de desvio. Fonte: CEPEL (2023b)

A modelagem dos desvios é feita de forma análoga a modelagem de vertimento apresentada em 4.4.4. Da mesma forma, somente haverá vazão desviada se o volume da usina for maior que o volume referente a soleira de desvio,  $Vsol_{dv_i}$  ou se a usina for considerada fio d'água.

As usinas com regularização, o desvio só pode ocorrer quando a altura do reservatório estiver acima da cota referente a soleira de desvio,  $hsol_{dv_i}$ . O volume que representa essa altura da soleira é definida como  $Vsol_{dv_i}$ .

$$V_i^t > Vsol_{dv_i} \rightarrow Qdv_i^t \geq 0 \quad (4.21)$$

$$V_i^t \leq Vsol_{dv_i} \rightarrow Qdv_i^t = 0 \quad (4.22)$$

#### 4.4.8 Usinas elevatórias

Usinas elevatórias ou usinas de estações de bombeamento são usinas que tem a capacidade de fazer o bombeamento de uma água de um reservatório numa cota inferior para um reservatório a montante de cota superior. Esse bombeamento demanda de uma ener-

gia para tal, no entanto é feito quando há ganho de produtividade, ou seja, a geração dessa água bombeada é maior que o custo de bombeá-la.

O modelo considera dois tipos de estações de bombeamento:

1. Usinas elevatórias entre rios distintos
2. Usinas hidrelétrica reversível

O item 1, se refere a usinas elevatórias que fazem o bombeamento de um reservatório para outro reservatório a montante localizado num rio adjacente. Na Figura 4.13 pode ser observado uma representação esquemática de uma estação de bombeamento que eleva a água do reservatório da usina A para o reservatório da usina B, transferindo assim a água entre rios.

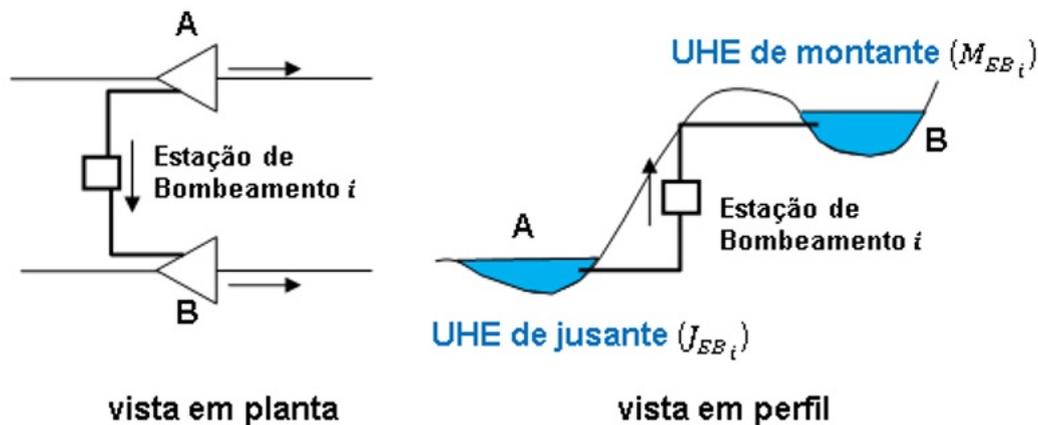


Figura 4.13: Representação de uma estação de bombeamento. Fonte: CEPEL (2023b)

Um exemplo real pode ser observado na figura 4.14 a seguir, OLIVEIRA (2013), referente a bacia do Paraíba do Sul, onde há as estações de bombeamento Santa Cecília e Vigário retirando a água do rio Paraíba do Sul para atendimento do abastecimento da calha da CEDAE e defluência mínima em Pereira Passos.

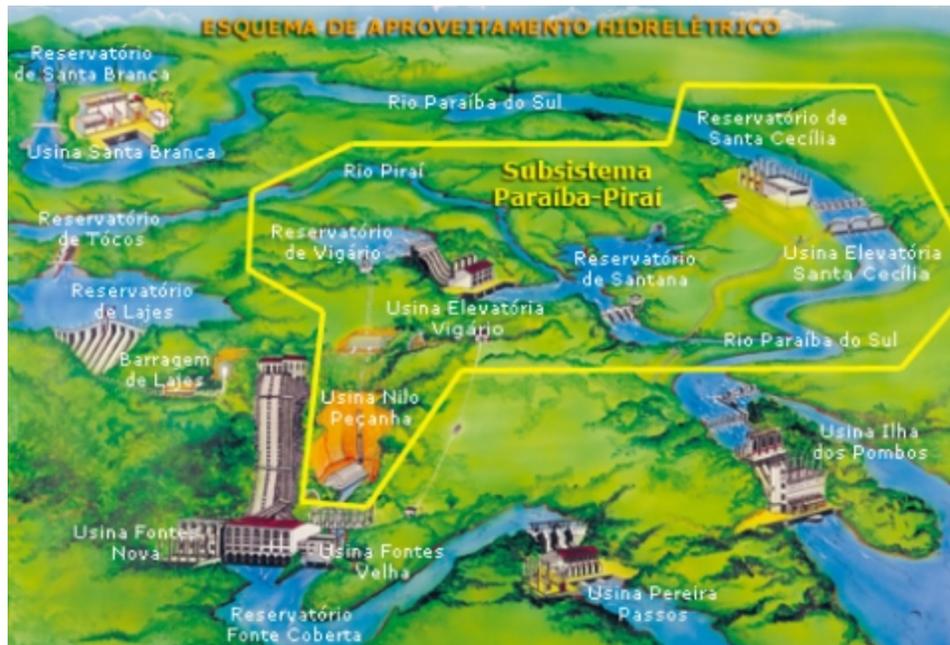


Figura 4.14: Ilustração do esquema hídrico da bacia do Paraíba do Sul. Fonte: OLIVEIRA (2013)

Na figura 4.15 obtida do manual de referência do modelo SUISHI, CEPEL (2023f), fica de forma mais explícita a relação da estação de bombeamento da bacia do Paraíba do Sul. Por definição da ANEEL, pelo relatório de validação em CEPEL (2015b), a operação das usinas dessa bacia devem seguir uma regra específica para atendimento hídrico e não energético.

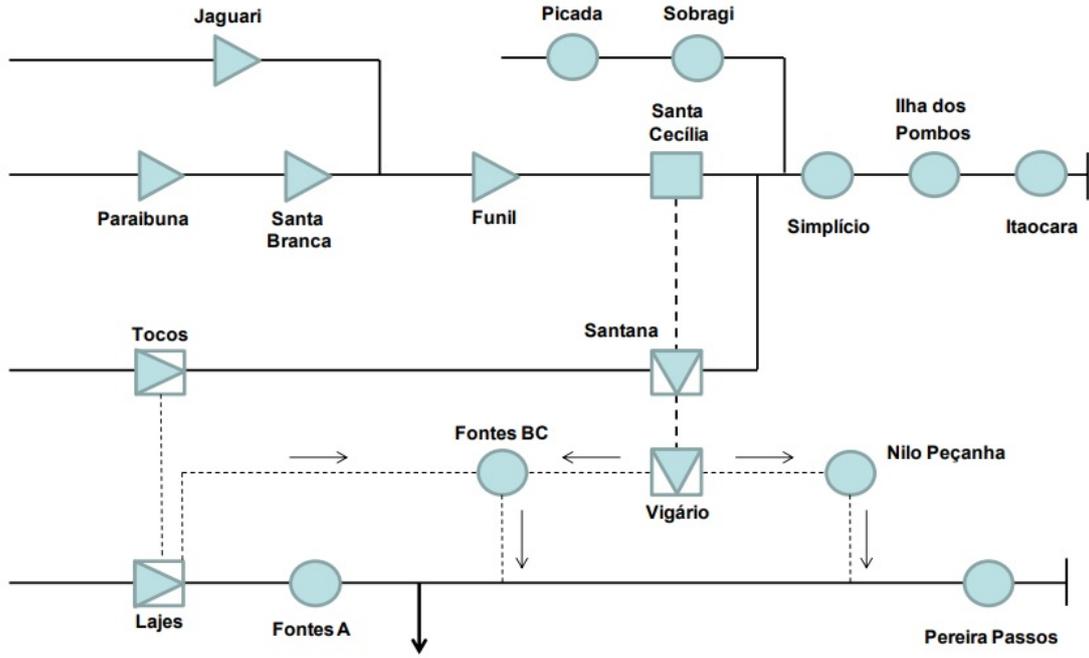


Figura 4.15: Ilustração do esquema das usinas contidas na bacia do Paraíba do Sul. Fonte: CEPTEL (2023f)

Dessa forma, o modelo DESSEM deve considerar as estações de bombeamento, onde os dados de entrada pra o modelo são: vazão máxima que pode ser bombeada,  $\overline{Qb}_i$ ; consumo específico da estação de bombeamento,  $Cons_{EB_i}$ , que relaciona a potência consumida ao bombear,  $Eb_i^t$ , e a vazão bombeada,  $Qb_i^t$ , para cada estação de bombeamento  $i$  e período  $t$ . Para cada estação de bombeamento e para cada período, as condições de contorno terão as seguintes relações conforme equações 4.23 a seguir.

$$Qb_i^t \leq \overline{Qb}_i \quad (4.23)$$

$$Eb_i^t = Cons_{EB_i} \quad (4.24)$$

As vazões bombeadas impactam as restrições de balanço hídrico nas usinas de jusante e montante e portanto devem ser consideradas. Conforme pode ser observado nas

equações 4.25 e 4.26, o balanço hídrico da usina A deve tirar a vazão bombeada e o balanço da usina B deve ser acrescido a vazão bombeada, no período  $t$ .

$$V_A^t = V_A^{t-1} + \varsigma^t(I_A^t - Q_A^t - S_A^t - Q_{b_i}^t) \quad (4.25)$$

$$V_B^t = V_B^{t-1} + \varsigma^t(I_B^t - Q_B^t - S_B^t + Q_{b_i}^t) \quad (4.26)$$

O item 2, se refere a usinas hidrelétricas reversíveis, que podem gerar energia ou bombear água do seu reservatório de jusante para montante. Da mesma forma, essa decisão operativa pelo modelo só ocorrerá se e somente se o custo de gerar energia é menor que o ganho de geração da água bombeada.

#### 4.4.9 Canais entre reservatórios

Os canais entre dois reservatório é modelado pelo DESSEM e um exemplo real onde isso ocorre é o canal Pereira Barreto que conecta as usinas hidrelétrica de Ilha Solteira e Três Irmãos. Na Figura 4.16 é ilustrado como funciona essa conexão, mas vale lembrar que o fluxo que ocorre nesse canal não é uma variável de decisão do modelo.

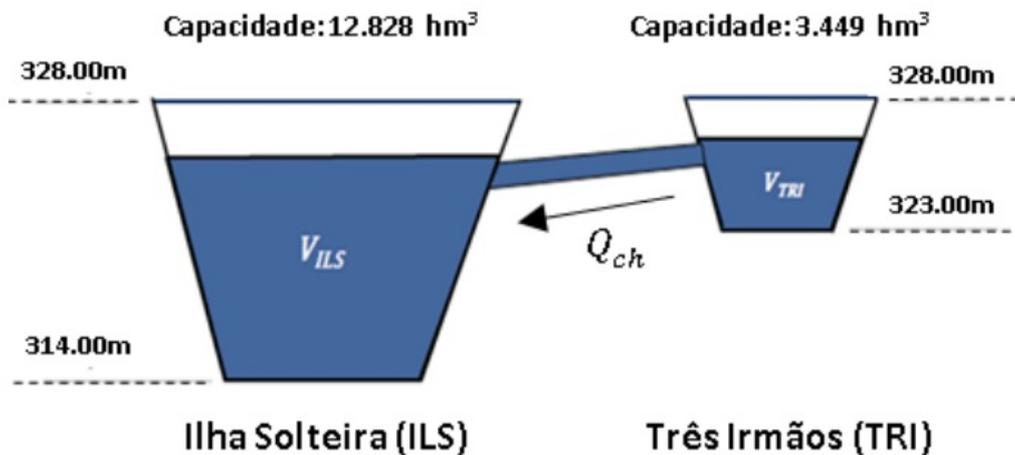


Figura 4.16: Canal Pereira Barreto entre as usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos. Fonte: CEPTEL (2023b)

O fluxo ocorre do reservatório de cota superior para o inferior e na quantidade conforme definido numa tabela, conforme exemplificado na Figura 4.17 a seguir.

VAZÕES TRANSFERIDAS NO CANAL PEREIRA BARRETO (m <sup>3</sup> /s)												
Cota Inicial (cm)	Nível do Reservatório que estiver mais alto (m) - (ILS - TR)											
	323,00	323,50	324,00	324,50	325,00	325,50	326,00	326,50	327,00	327,50	328,00	328,50
1	52	58	64	70	77	83	90	97	105	112	120	127
2	73	82	90	99	108	118	127	137	148	158	169	180
3	89	99	110	121	132	144	156	168	181	194	207	220
5	115	128	142	156	170	185	201	217	233	250	266	284
10	161	180	199	219	240	261	283	305	328	351	375	400
20	225	251	278	306	335	365	396	427	459	492	526	560
30	272	304	337	371	406	442	480	518	557	597	639	680
40	310	346	384	423	464	505	548	592	637	684	731	779
50	341	382	424	468	513	559	607	656	706	757	810	864
60	369	413	459	506	555	606	658	711	766	822	879	938
70	393	440	489	540	593	647	703	761	819	880	941	1.004
80	414	464	517	571	627	685	744	805	868	932	997	1.064
90	433	486	541	598	657	718	781	845	911	979	1.048	1.119
100	450	505	563	623	685	749	815	882	951	1.023	1.095	1.170
125	485	546	610	676	744	814	887	962	1.038	1.117	1.197	1.279
150	512	578	646	718	791	868	946	1.027	1.110	1.195	1.282	1.371
175	532	603	676	751	830	911	995	1.081	1.169	1.260	1.353	1.448
200	548	622	698	778	861	947	1.035	1.126	1.219	1.315	1.413	1.514
225	559	636	716	800	886	976	1.068	1.163	1.261	1.362	1.465	1.570
250	566	646	729	816	906	999	1.095	1.194	1.296	1.401	1.508	1.618
275	570	653	739	828	921	1.017	1.117	1.219	1.325	1.433	1.544	1.658
300	572	656	744	836	932	1.031	1.134	1.239	1.348	1.460	1.575	1.693

Figura 4.17: Tabela que determina a vazão do canal Pereira Barreto em função das cotas dos reservatórios de origem e fim. Fonte: CEPEL (2023b)

Nessa tabela é fornecido a vazão no canal Pereira Barreto de acordo com os valores das cotas dos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos. Logo, a definição da vazão que o modelo irá considerar é dado por essa tabela e calculada de forma ponderada entre os pontos de cotas dos reservatórios.

A vazão entra na equação de balanço hídrico definido em 4.20 entrando no lado direito da equação, ou seja, adiciona volume ao reservatório, no período  $t$ , da usina que está sendo avaliada.

#### 4.4.10 Evaporação

A evaporação da água dos reservatório não pode ser ignorada dado o tamanho que muitos reservatórios possuem.

A vazão evaporada é calculada a partir da multiplicação entre o coeficiente de evaporação mensal da usina e a área do espelho d'água para um determinado volume armazenado. O coeficiente é obtido no dado de entrada do cadastro da usina e a área é obtida a partir do volume. Dessa forma, a função de evaporação exata pode ser obtida pela expressão a seguir.

$$f_{evapi}(V_i) = \frac{1}{3.6NH_{mes_j}} C_{ev_{i,j}}(A_{rv_i}(h_{mon_I}(V_i))) \quad (4.27)$$

Onde,

$i$  : índice da usina hidrelétrica

$j$  : índice referente ao mês de estudo

$V_i$  : volume armazenado da usina  $i$

$f_{evapi}$  : função de evaporação exata

$NH_{mes_j}$  : número de horas do mês  $j$

$C_{ev_{i,j}}$  : coeficiente de evaporação mensal da usina  $i$

$A_{rv_i}$  : área do espelho d'água da usina  $i$

$h_{mon_i}$  : altura de montante da usina  $i$

Na Figura 4.18 é exemplificado, com base nos dados da usina de Sobradinho, o cálculo da vazão evaporada para alguns meses alterando as condições de contorno e consequentemente o valor da vazão evaporada a ser considerada na equação de balanço hídrico definida em 4.20.

Mês	Volume (% v.útil)	Cota Montante (m)	Área espelho d'água $A_{rv_i}$ (km <sup>2</sup> )	$c_{ev_i,j}$ (mm/mês)	$Q_{ev_i}^t$ (m <sup>3</sup> /s)
Janeiro	80%	390,946	3621,586	171	231,22
Março	70%	390,132	3342,911	61	76,13
Julho	30%	386,071	2174,342	165	133,95
Agosto	20%	384,572	1833,447	203	138,96
Novembro	50%	388,353	2785,947	245	263,33

Figura 4.18: Exemplo de cálculo da vazão evaporada para a usina de Sobradinho em meses com condições de contorno distintas. Fonte: CEPEL (2023b)

Como a equação da função de evaporação exata, 4.27, é não linear, a mesma não pode ser considerada diretamente dentro do problema resolvido por programação linear inteira mista. Em função disso foi desenvolvido um modelo linear para aproximação da evaporação, onde a vazão evaporada,  $Q_{ev_i}^t$ , é obtida a partir de um volume armazenado de referência calculado conforme equação xx a seguir.

$$Q_{ev_i}^t = f_{evap_i}(V_{ref,ev_i}) + k_{evap_i}(V_i^t - V_{ref,ev_i}) \quad (4.28)$$

E rearrumando a equação, obtemos o primeiro termo em colchetes um valor numérico conhecido e o coeficiente  $k_{evap_i}$  corresponde a derivada da função de evaporação no ponto do volume de referência.

$$Q_{ev_i}^t = [f_{evap_i}(V_{ref,ev_i}) - k_{evap_i}V_{ref,ev_i}] + k_{evap_i}V_i^t \quad (4.29)$$

Onde,

$i$  : índice da usina hidrelétrica

$Q_{ev_i}^t$  : vazão evaporada da usina  $i$  no período  $t$

$f_{evap_i}$  : função de evaporação com base no volume de referência da usina  $i$

$V_{ref,ev_i}$  : volume de referência da usina  $i$

$V_i^t$  : volume da usina  $i$  no período  $t$

$k_{evap_i}$  : derivada da função de evaporação  $f_{evap_i}$  no ponto  $V_{ref,ev_i}$

Na Figura 4.19 é exemplificado a função de evaporação exata e a linearização a partir do ponto do volume de referência da usina de Sobradinho, onde a partir de um volume útil, obtém-se a vazão evaporada para essa usina.

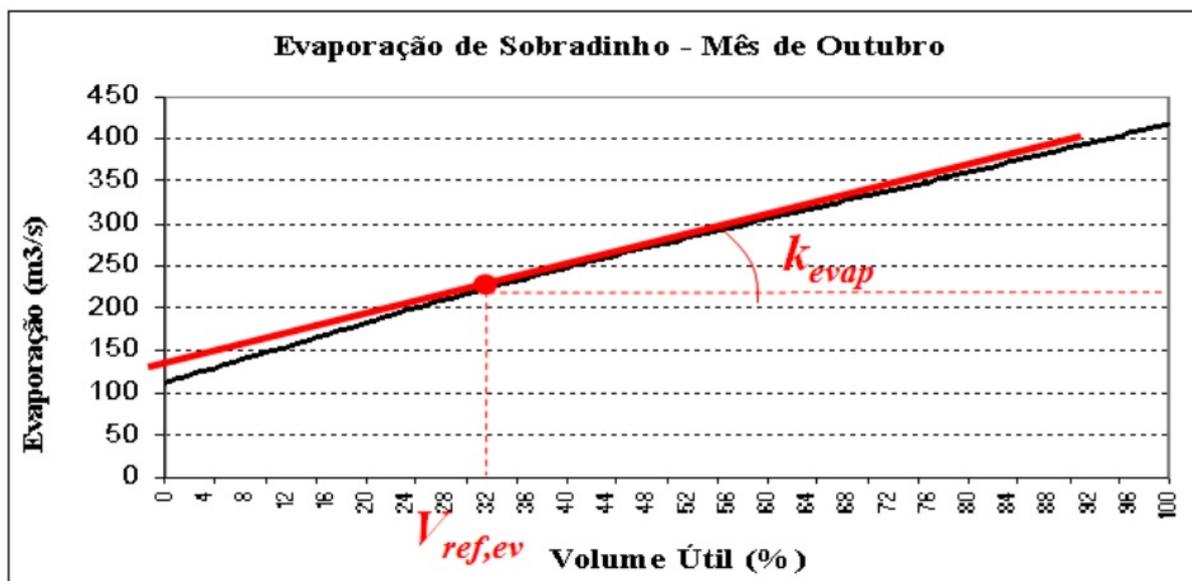


Figura 4.19: Exemplo da função de evaporação exata e a aproximada da usina de Sobradinho. Fonte: CEPEL (2023b)

Vale ressaltar que na aproximação linear dessa função não linear é obtido um valor muito próximo da realidade, dado que a discretização do modelo é de curtíssimo prazo e portanto a variação do volume armazenado é pequena e logo o desvio para com o valor exato é relativamente baixo.

#### 4.4.11 Retirada para outros usos

O modelo considera uma vazão retirada para outros usos, como por exemplo abastecimento de uma rede de distribuição de abastecimento de sistema urbano ou rural.

Essa vazão retirada,  $Q_{out_i}^t$ , é considerada no balanço hídrico da usina, na equação 4.20, em que essa água é usada para os devidos fins. Deve-se levar em consideração que essa vazão retirada não deve impactar o mínimo de defluência que o rio deve ter, portanto o reservatório dessa usina deve guardar água suficiente para atender a esta restrição, conforme mostrado na equação 4.30.

$$Qdef_i^t \geq Qdef_{min_i} + Q_{out_i}^t \quad (4.30)$$

Onde,

$i$  : índice da usina hidrelétrica

$t$  : período

$Qdef_i^t$  : vazão de defluência da usina  $i$  no período  $t$

$Qdef_{min_i}$  : vazão de defluência mínima da usina  $i$

$Q_{out_i}^t$  : vazão retirada de água para outros usos da usina  $i$  no período  $t$

#### 4.4.12 Seção de rios

Uma seção de rio é o ponto onde há a confluências de rios ao longos de bacias hidrográficas e sua posição é relacionada de acordo com as usinas hidrelétrica a montante dessa seção de rio. Podem existir mais de uma seção numa cascata, denominada  $S_i$ , conforme for a necessidade.

Nas Figuras xx e yy, está um exemplo de definição de seção de rio, onde foram declaradas três seções de rio:  $S_1$ ,  $S_2$  e  $S_3$ .

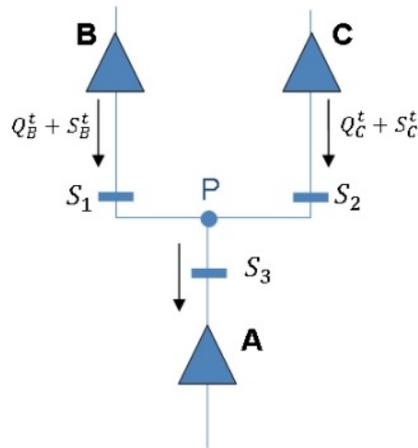


Figura 4.20: Exemplo de três seções de rio,  $S_1$ ,  $S_2$  e  $S_3$  da confluência de dois rios. Fonte: CEPEL (2023b)

Seção de rio	Trecho onde se situa a seção	Conjunto de usinas imediatamente à montante
$S_1$	BP	{B}
$S_2$	CP	{C}
$S_3$	PA	{B,C}

Figura 4.21: Detalhamento das seções do rio ilustrados na Figura 4.20. Fonte: CEPEL (2023b)

No exemplo apresentado, as seções  $S_1$  e  $S_2$  só são impactadas pelas defluências de turbinamento e vertimento da usina B e C, respectivamente. No entanto, a seção  $S_3$  já é impactada pelas duas usinas B e C.

Um exemplo prático que existe hoje no sistema brasileiro é a restrição conhecida como R-11 (Régua 11), que é a seção de confluência do Rio Paraná e Rio Iguazu que representa a fronteira entre Brasil, Paraguai e Argentina. Esse exemplo será mais detalhado no capítulo de restrições de controle de nível em seções de rio, 4.13.3.

### 4.4.13 Tempo de viagem

O tempo de viagem consiste no conceito do tempo que a gota d'água que é defluída de um reservatório a montante demora para chegar na usina de jusante. Como a discretização considerada é de curtíssimo prazo, há um impacto grande na modelagem, dado que o tempo de viagem é considerado na equação de balanço hídrico que foi apresentado no capítulo 4.4.6, equação 4.20.

Há dois tipos de modelagem que o modelo considera:

1. Translação simples
2. Curva de propagação da água

No tempo de viagem d'água por translação simples a modelagem é de baixa complexidade, na qual considera que todo o volume defluído pela usina  $i$  no período  $t$  chegará na usina a jusante  $j$  após o período  $\tau$ , ou seja, o volume defluído chegará em  $(t + \tau)$ .

No esquema da Figura 4.22, tem-se um exemplo didático onde é considerado que o tempo de viagem é igual a duas horas,  $\tau_{ij} = 2$ , ou seja, a defluência da usina no tempo  $t = 1$ , somente chegará na usina de jusante duas horas depois, em  $t = 3$ .

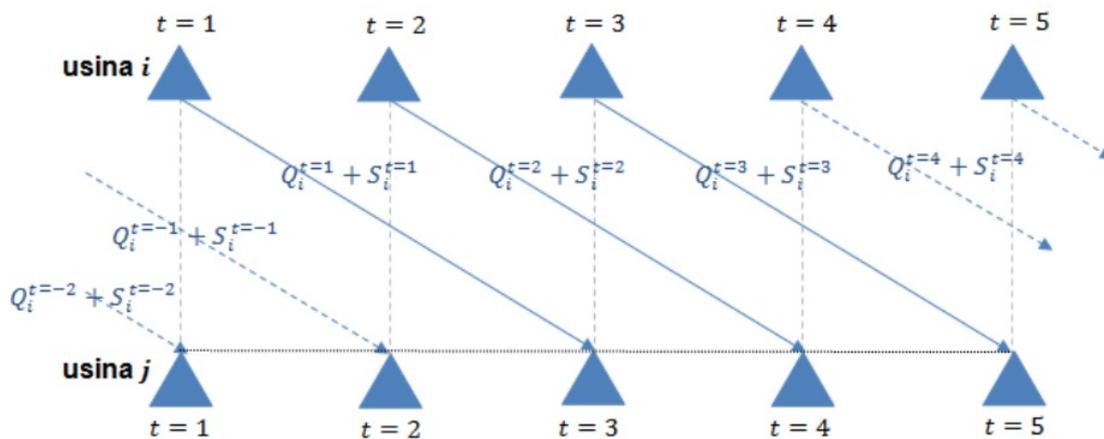


Figura 4.22: Exemplo esquemático de tempo de viagem por translação com  $\tau_{ij} = 2$  horas. Fonte: CEPEL (2023b)

O tempo de viagem impacta diretamente a equação de balanço hídrico apresentado em 4.20 e desse forma o modelo representa com maior detalhamento a realidade, dado que cada usina possui um tempo de de viagem de montante para jusante de acordo com as condições de contorno do rio que ligam essas duas usinas.

#### 4.4.14 Função de Produção Hidráulica Exata - FPHE

A função de produção hidráulica tem por objetivo fazer a conversão entre a vazão turbinada e a geração da usina, onde a variação da produtibilidade da usina é não linear com a altura de queda como pode ser observado no manual DESSEM, CEPEL (2023b) e também no relatório em CEPEL (2015a). Adicionalmente, nos trabalhos em DINIZ *et al.* (2007), MADERA *et al.* (2013) e FREDO *et al.* (2016), são também abordados assuntos relacionados a função de produção e como representá-lo via modelagem matemática.

A geração de uma usina hidrelétrica é factível dado a transformação de energia potencial em energia mecânica, onde a partir do volume do reservatório e altura de queda a água passa pela turbina e então transforma energia mecânica em energia elétrica. Logo, a geração da usina depende da vazão turbinada,  $gh$ , e da altura de queda,  $hliq$ , mas também das características de cada máquina. As características das máquinas são representadas pelos fator de eficiência da turbina,  $\eta_t$ , e fator de eficiência do gerador,  $\eta_g$ . Dessa forma, a equação 4.31 relaciona a geração hidrelétrica de cada usina em cada período com as variáveis citadas.

$$gh_{i,j}^t = \sum \rho_a \times \eta_{t_{i,j}}^t (hliq_i^t, q_{i,j}^t) \times \eta_{g_i}^t (gh_i^t) \times q_i^t \times hliq_i^t \quad (4.31)$$

Onde,

$gh_i^t$  : geração hidrelétrica da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$\rho_a$  : variável que considera a densidade da água, a aceleração da gravidade e um fator de unidades, assim recebe o valor de  $9,81 \times 10^{-3}$

$\eta_{t,i,j}^t$  : fator de eficiência da turbina da unidade  $j$  da usina  $i$ , que depende da altura líquida e da vazão

$\eta_{g,i,j}^t$  : fator de eficiência do gerador da unidade  $j$  da usina  $i$ , que depende da geração da usina

$q_i^t$  : vazão turbinada da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$hliq_i^t$  : altura líquida da usina  $i$  no período  $t$

A altura de queda líquida é a altura que contribui na energia potencial e portanto, conforme apresentado na equação 4.32, é a diferença entre a altura de montante e a altura de jusante, além da consideração das perdas de carga.

$$hliq_i^t = h_{mont_i}^t(V_i^t) - h_{jus_i}^t(Q_i^t, S_i^t) - h_{perdas_i} \quad (4.32)$$

Onde,

$h_{mont_i}^t$  : altura de montante a usina  $i$  no período  $t$ , que depende do volume armazenado da própria usina

$h_{jus_i}^t$  : altura de jusante a usina  $i$  no período  $t$ , que depende do turbinamento e vertimento da própria usina

$h_{perdas_i}$  : perda de carga na tomada e adução de água da usina  $i$

O cálculo da altura de montante foi apresentado em 4.4.3, onde dado o volume armazenado no reservatório, tem-se a altura de montante com base num polinômio de grau quatro. Já o cálculo da altura de jusante é dado por uma curva do canal de fuga, sendo uma função não linear que depende do turbinamento e vertimento da usina, conforme apresentado na equação 4.34 a seguir.

$$h_{jus_i}^t = a_{cf0_i} + a_{cf1_i} \times (Q_i^t + S_i^t) + a_{cf2_i} \times (Q_i^t + S_i^t)^2 + a_{cf3_i} \times (Q_i^t + S_i^t)^3 + a_{cf4_i} \times (Q_i^t + S_i^t)^4 \quad (4.33)$$

Onde,

$a_{cf0_i}$  : coeficiente de grau zero do polinômio da curva de canal de fuga da usina  $i$ , também conhecido como termo independente

$a_{cf1_i}$  : coeficiente de grau um do polinômio da curva de canal de fuga da usina  $i$

$a_{cf2_i}$  : coeficiente de grau dois do polinômio da curva de canal de fuga da usina  $i$

$a_{cf3_i}$  : coeficiente de grau três do polinômio da curva de canal de fuga da usina  $i$

$a_{cf4_i}$  : coeficiente de grau quatro do polinômio da curva de canal de fuga da usina  $i$

Vale ressaltar que a altura de jusante pode ser impactada por outros fatores, como listado a seguir.

1. Vazão lateral
2. Efeito de remanso

O efeito da vazão lateral passou a ser considerada em função do presente trabalho e será detalhada em 5.7. No entanto, resumidamente são vazões laterais que provem de outro rio e impactam a altura de jusante, aumentando sua altura e assim reduzindo sua capacidade de geração.

Já com relação ao efeito de remanso, conforme ilustrado nas figuras a seguir, quando usinas estão muito próximas, pode ocorrer o chamado remanso. O remanso ocorre quando a altura de montante de uma usina à jusante faz com que a altura de jusante seja impactada. Na figura 4.23 o nível do armazenamento da usina de jusante, B, está abaixo de uma altura que impacte a altura de jusante da usina de montante, A, e portanto, não há remanso.

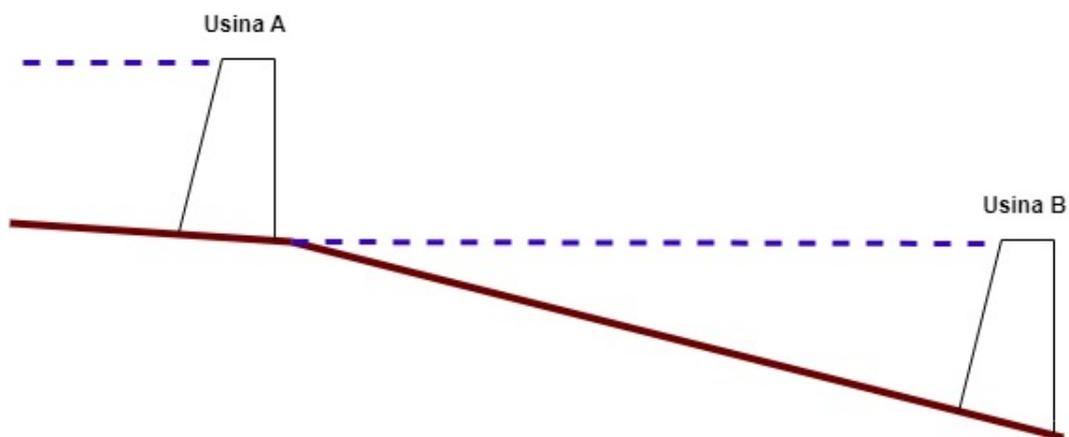


Figura 4.23: Exemplo onde não há a ocorrência do efeito de remanso

Já na Figura 4.24 há a ocorrência de remanso e fica claro que a altura de jusante da usina de montante, D, ultrapassa a base de referência para o cálculo do canal de fuga, e portanto, gera uma altura líquida menor e por consequência uma geração menor. Dessa forma, fica evidenciado a importância da consideração do efeito de remanso na modelagem.

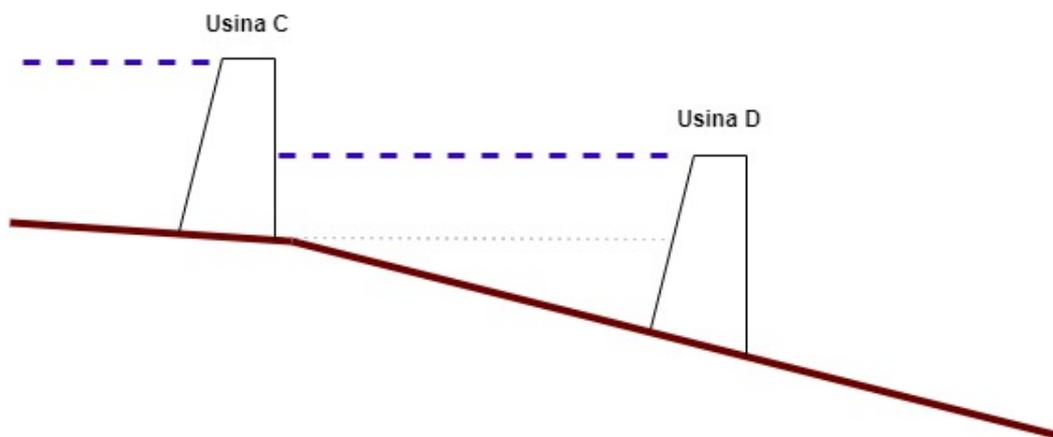


Figura 4.24: Exemplo onde evidencia a ocorrência do efeito de remanso

Como pode ser observado pela ilustração, a altura de jusante será aumentada quando a usina sofre remanso e assim a altura líquida será menor, conforme mostrado pela

equação 4.32. E por consequência, o valor da geração hidráulica dessa usina será menor, conforme mostrado pela equação 4.31.

Por último, com relação a perdas de carga na tomada adução de água,  $h_{perdas}$ , é considerado no modelo via dados de entrada ou pode ser em função da queda bruta, dado um fator  $k_{perdas}$ . Com todas essas informações torna-se possível calcular a altura líquida de cada usina, em cada período, como sendo a altura de montante reduzida da altura de jusante e das perdas.

O modelo considera um fator de eficiência média, unindo o fator de eficiência da turbina e do gerador, fornecido via dados de entrada, conforme equação 4.34 a seguir.

$$\eta_i = \frac{\sum_{j=1}^{nh_i} [\eta_{t_{i,j}} \times \eta_{g_{i,j}}]}{nh_i} \quad (4.34)$$

Onde,

$\eta_i$  : fator de eficiência média da turbina e do gerador

Unindo ainda o fator de eficiência médio com a densidade da água e a aceleração da gravidade, teremos o termo conhecido como produtibilidade específica do conjunto em  $MW$  por  $m \times m^3/s$ , conforme apresentado na equação 4.35 a seguir.

$$\rho_i^t = \eta_i(q_i^t, hliq_i^t) \times \rho_a \times g \quad (4.35)$$

Onde,

$\rho_i^t$  : produtibilidade específica da usina  $i$  no período  $t$

$\rho_a$  : densidade da água

$g$  : aceleração da gravidade

a chamada Função de Produção Exata,  $FPH_i^t$ , da usina  $i$  é a soma das gerações de todas as unidades dessa usina, como apresentado em 4.36.

$$FPH_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_{i,j}^t \quad (4.36)$$

Dessa forma juntando as equações 4.31, 4.32 e 4.35, a  $FPHA_i^t$  ficará como apresentada na equação 4.40, que representa quanto a usina poderá gerar no máximo, considerando a perda fornecida em metros.

$$FPH_i^t = \rho_i^t \times Q_i^t \times [h_{mont_i}^t(V_i^t) - h_{jus_i}^t(Q_i^t, S_i^t) - h_{perdas_i}] \quad (4.37)$$

Ou considerando a perda fornecida como um fator,  $k_{perdas}$  sendo um percentual de perda, teremos a equação 4.38 a seguir.

$$FPH_i^t = \rho_i^t \times Q_i^t \times [h_{mont_i}^t(V_i^t) - h_{jus_i}^t(Q_i^t, S_i^t)] \times k_{perdas_i} \quad (4.38)$$

Na figura 4.25 a seguir tem-se um exemplo de uma função de produção exata de uma usina real do sistema brasileiro. No gráfico a esquerda foi considerado o vertimento nulo e assim sendo possível plotar no  $R^3$ . No gráfico a direita, tem-se a variação da geração hidrelétrica dessa usina, considerando fixo os valores de armazenamento e vazão, e portanto no  $R^2$ .

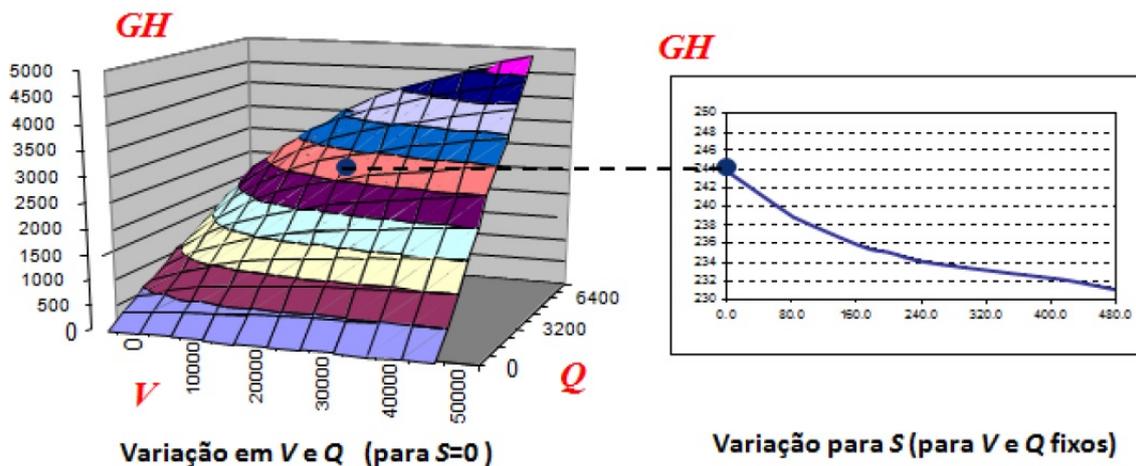


Figura 4.25: Exemplo dos gráficos da função de produção exata de uma usina hidrelétrica considerando vertimento nulo, gráfico a esquerda, e volume e turbinamento fixo, gráfico a esquerda. Fonte: CEPTEL (2023b)

É possível ratificar, avaliando o gráfico da esquerda o fato que quanto maior o volume armazenado ou quanto maior o turbinamento da usina, maior será a sua geração. Essa conclusão era esperada pelo fato de que se a usina possui um volume armazenado maior, por consequência possui uma altura de montante maior e conforme mostrado na equação 4.40 haverá uma maior capacidade de geração e como a geração é linearmente dependente do turbinamento, quanto maior o for maior será a capacidade de geração.

Avaliando o gráfico da direita, observa-se que, conforme o esperado, quanto maior o vertimento menor será a capacidade de geração. Quanto maior o vertimento, menor a altura de jusante e também avaliando a equação 4.40, menor será a capacidade de geração.

Além disso, fica notório que a função de produção exata é não linear. Para resolver o problema, o modelo DESSEM optou por resolver o problema via uma função de produção aproximada fazendo uma linearização por partes que será detalhada no capítulo 4.4.15 a seguir.

#### 4.4.15 Função de Produção Hidráulica Aproximada - FPFA

A função de produção exata, 4.4.14, tem um comportamento não linear e próximo a côncava, como observado em 4.25. Dessa forma, o problema poderia ser resolvido com metodologias não lineares, ou poderia ser resolvido resolvendo como um problema inteiro ou ainda via aproximações lineares, como podem ser observados nos trabalhos em DINIZ *et al.* (2007), MADERA *et al.* (2013), FREDO *et al.* (2016), FERREIRA *et al.* (2018), dentre outros.

Como o comportamento é razoavelmente côncavo e dado o tamanho que o caso tem para resolver o problema real do sistema elétrico brasileiro, optou-se por fazer aproximações lineares por parte para encontrar a solução. A região viável considerada é toda a região abaixo da curva, no entanto, como o problema é de minimização do custo total, o problema de otimização tomará uma decisão de sempre ter algum corte ativo ou seja, no limite superior dado o ponto de operação. Essa decisão ocorrerá pelo fato de que dado um ponto operativo e se não tiver nenhuma restrição adicional, o modelo irá decidir gerar o máximo possível. Essa geração só não estará ativa em algum corte da função, ou seja, no seu valor máximo dado a função, se existir alguma restrição física ou operativa.

Para resolver o problema com linearizações por parte, a função precisa ser necessariamente côncava. Dessa forma, antes de construir a função, deve-se convexificar a região abaixo da curva com uma aplicação de envoltória convexa. A construção da função de produção aproximada, FPFA, pode ser separada em cinco passos, conforme lista a seguir.

1. Determinação da grade de discretização, 4.4.15
2. Cálculo da geração exata de cada ponto, 4.4.15
3. Construção da envoltória convexa, 4.4.15
4. Regressão para minimização das diferenças, 4.4.15

## 5. Aproximação secante na dimensão do vertimento, 4.4.15

A seguir, cada item será detalhado e assim externalizar todo o processo da construção da função de produção aproximada.

### Passo 1: determinação da grade de discretização

A grade de discretização é feita com base em pontos no plano entre turbinamento,  $Q$  e vertimento  $S$ , e de uma janela entorno do volume armazenado inicial.

Com o número de pontos da grade de volume e turbinamento,  $NPTV$  e  $NPTQ$ , respectivamente, e a janela ao redor do volume inicial num intervalo conforme equação xx a seguir.

$$Intervalo = [V_0 - \Delta V_{FPHA}, V_0 + \Delta V_{FPHA}] \quad (4.39)$$

A montagem da grade pode ser observada na figura 4.26 formado com base no número de pontos e a janela do volume.

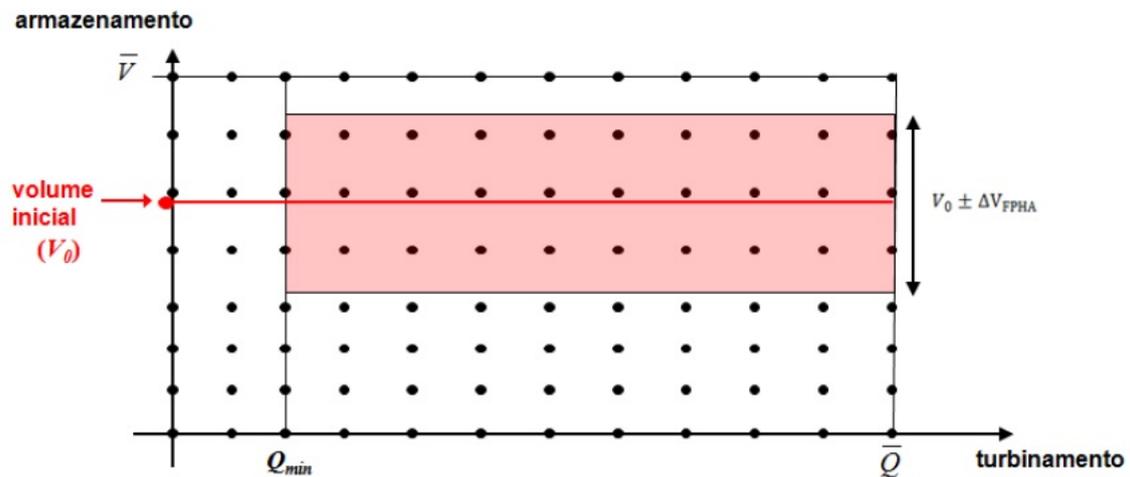


Figura 4.26: Exemplo da janela de discretização para construção da FPHA. Fonte: CEPTEL (2023b)

A janela do volume deve ser tal que seja proporcional ao tamanho do volume do reservatório e também da realidade da operação da usina. Ou seja, quanto maior for a variação histórica de um reservatório, maior deve ser a sua janela e de forma análoga, quanto menor for a variação histórico de um reservatório, menor deve ser essa janela. Essa variação da consideração da janela tem por objetivo tentar representar de mais assertiva a realidade de cada reservatório e assim o modelo poderá tomar uma decisão mais precisa.

### **Passo 2: Cálculo da geração exata de cada ponto**

Em cada ponto da grade é calculado o valor da função de produção exata,  $FPH_i^t$  conforme em 4.40, no entanto com os valores de turbinamento e volume de cada ponto  $k$ , conforme equação xxx a seguir

$$FPH_{i,k} = \rho_i \times Q_{i,k} \times [h_{mont_{i,k}}(V_{i,k}) - h_{jus_{i,k}}(Q_{i,k}, S_i = 0) - h_{perdas_i}] \quad (4.40)$$

Onde,

$k$  : índice do ponto a ser considerado na grade

Dessa forma, para cada ponto  $k$  obtém-se as alturas de montante e jusante de acordo com o volume e turbinamento desse ponto. Com isso tem-se todos os valores exatos da função de produção de cada ponto.

### **Passo 3: Construção da envoltória convexa**

Essa etapa consiste na construção da envoltória convexa da região abaixo da curva da  $FPH_i$ , onde é aplicado um algoritmo ad hoc que foi desenvolvido pelo CEPEL. Algoritmos como esse são usados na literatura para resolver problemas diversos, como pode ser observado em DE MENDONÇA PASSINI (2001) e DE ANDRADE (2016).

Assim, são construídos planos no  $R^3$  com as três variáveis de decisão: volume, turbinamento e geração hidrelétrica. Com isso, tem-se o modelo inicial para a função de produção aproximada denominada como  $FPHA_0$ .

Como pode ser observado na figura 4.27 a seguir, é ilustrado a região teórica dos planos construídos pela envoltória convexa.

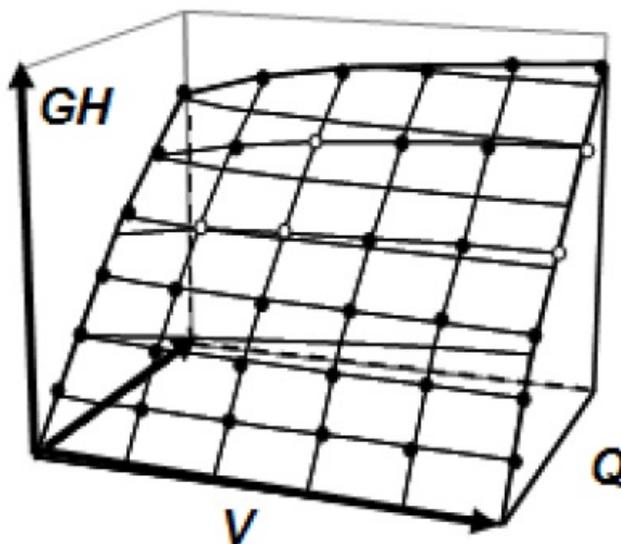


Figura 4.27: Exemplo da envoltória convexa da função  $FPH(V, Q, S = 0)$  para uma grade de discretização com  $NPTV$  pontos de volume e com  $NPTQ$  pontos de turbinamento e a janela do volume. Fonte: CEPEL (2023b)

Assim, tem-se  $n$  planos conforme o número de pontos definidos para o volume e o turbinamento. Adicionalmente, observam-se pontos em branco nos vértices do gráfico apresentado. Esses pontos representam onde a função de produção exata não encosta na envoltória convexa, ou seja, são pontos onde a região não era côncava que o modelo fez a convexificação da função nesses pontos, como detalhado em 4.4.15 no início desse capítulo.

#### Passo 4: Regressão para minimização das diferenças

A regressão para minimização das diferenças entre a função de produção exata,  $FPH$  e a função de produção aproximada,  $FPHA$ , tem por objetivo diminuir as diferenças. Nas regiões onde a função exata é côncava, a função aproximada, por construção, será otimista, ou seja, estará acima da curva exata. Já nas regiões onde a função exata é convexa, a função aproximada será pessimista, ou seja, estará abaixo da curva exata.

Assim, para tentar minimizar essas diferenças e aproximar o comportamento da função aproximada para a exata, faz-se uma regressão para multiplicar a função de produção aproximada por um fator  $\alpha_{fpha_i}$  e assim minimizar o erro quadrático médio,  $EQM$ , entre a  $FPHA_{i_0}$  e a  $FPH_i$ .

A formulação que representa a nova função de produção aproximada pode ser observada na equação 4.41 e o seu procedimento na figura xxx.

$$FPHA_i(V_i^t, Q_i^t) = \alpha_{FPHA_i} \times FPHA_0(V_i^t, Q_i^t) \quad (4.41)$$

Onde,

$\alpha_{FPHA_i}$  : fator de correção para minimizar o erro quadrático médio entre a função aproximada e a exata

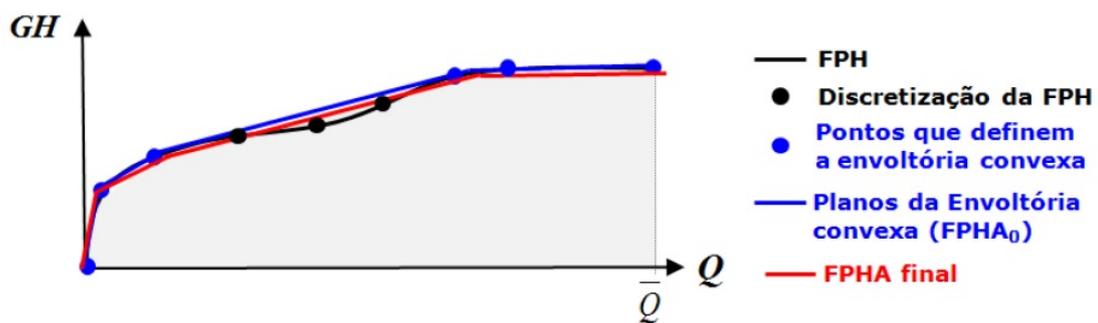


Figura 4.28: Esquema da regressão para minimizar os desvios entre função aproximada e a exata feita após a construção da envoltória convexa. Fonte: CEPEL (2023b)

Nessa figura é possível observar pontos onde a função aproximada fica hora acima hora abaixo da função exata e a função de produção aproximada final terá uma diferença com relação a exata em média menor.

### Passo 5: Aproximação secante na dimensão do vertimento

O último passo da construção da função de produção aproximada consiste na aplicação de uma secante  $S$  em cada plano construído na envoltória convexa em  $V$  e  $Q$ . O procedimento é feito também minimizando o erro médio quadrático entre as funções, onde o volume e o turbinamento são fixos e a janela do vertimento vai de zero até o vertimento máximo da usina ( $\bar{S}_i$ ). Adota-se como padrão o vertimento máximo como sendo duas vezes o valor da vazão longa de médio termo,  $MLT$ .

Na figura 4.29 a seguir, é apresentada uma ilustração da aproximação pela secante na dimensão do vertimento, com volume e turbinamento fixos.

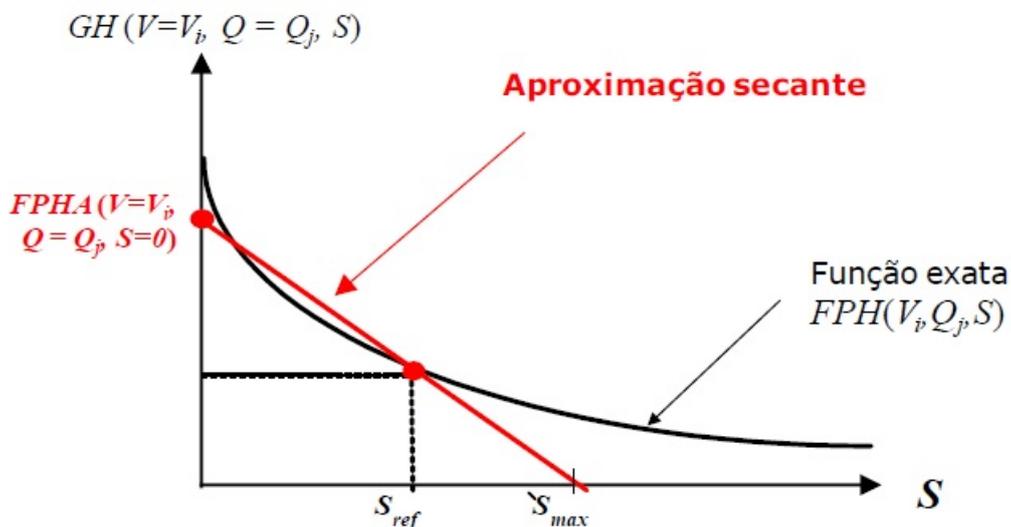


Figura 4.29: Esquema da aproximação da secante na dimensão do vertimento, com volume e turbinamento fixados. Fonte: CEPEL (2023b)

Assim, a expressão final da função de produção hidrelétrica aproximada por usina pode ser avaliada na equação 4.42 a seguir para cada usina  $i$  para cada período  $t$  e para

cada corte,  $k$ , da função.

$$GH_i^t \leq \gamma_{0_i}^k + \gamma_{V_i}^k \times V_i^t + \gamma_{Q_i}^k \times Q_i^t + \gamma_{S_i}^k \times S_i^t \quad (4.42)$$

Onde,

$GH_i^t$  : geração máxima dada pela função de produção aproximada da usina  $i$  no período  $t$

$\gamma_{0_i}^k$  : termo independente da usina  $i$  no corte  $k$

$\gamma_{V_i}^k$  : coeficiente relacionado a variável de volume da usina  $i$  do corte  $k$

$\gamma_{Q_i}^k$  : coeficiente relacionado a variável de turbinamento da usina  $i$  do corte  $k$

$\gamma_{S_i}^k$  : coeficiente relacionado a variável de vertimento da usina  $i$  do corte  $k$

Uma descrição mais detalhada dessa construção da função de produção aproximada pode ser encontrada em DINIZ e MACEIRA (2008), CEPEL (2023b) e CEPEL (2015a).

Adicionalmente, vale ressaltar que essa formulação foi aprimorada com a adição de uma dimensão relacionada a vazão lateral proveniente de turbinamento e vertimento de usinas e vazão de postos que impactam lateralmente a usina avaliada. Esse desenvolvimento será apresentado no capítulo 5.7 a frente.

#### 4.4.16 Engolimento máximo

O engolimento máximo considerando as curvas da turbina e do gerador limita é fundamental para determinar a vazão máxima das unidades geradoras. Assim, o engolimento máximo pode ser limitado por dois fatores:

1. Engolimento máximo da turbina
2. Potência máxima do gerador

O engolimento máximo da turbina é em função da altura de queda líquida e essa limitação ocorre quando o nível do reservatório está baixo. Assim, não haverá energia

potencial suficiente para que a turbina gere na sua capacidade máxima e portanto, a turbina será limitada por essa altura líquida.

Já na influência da potência máxima do gerador, ocorre o inverso no que se refere ao nível do reservatório e a sua capacidade de geração, ou seja, quando o reservatório está num nível muito alto, a altura líquida tem um valor alto, mas o gerador não consegue gerar no nível proveniente dessa energia potencial. Assim, a geração da unidade será limitada pela capacidade do gerador.

Na figura 4.30 a seguir é ilustrado no lado esquerdo o engolimento máximo da turbina e no lado direito, o engolimento dado a capacidade máxima do gerador, ambos em função da altura de queda líquida.

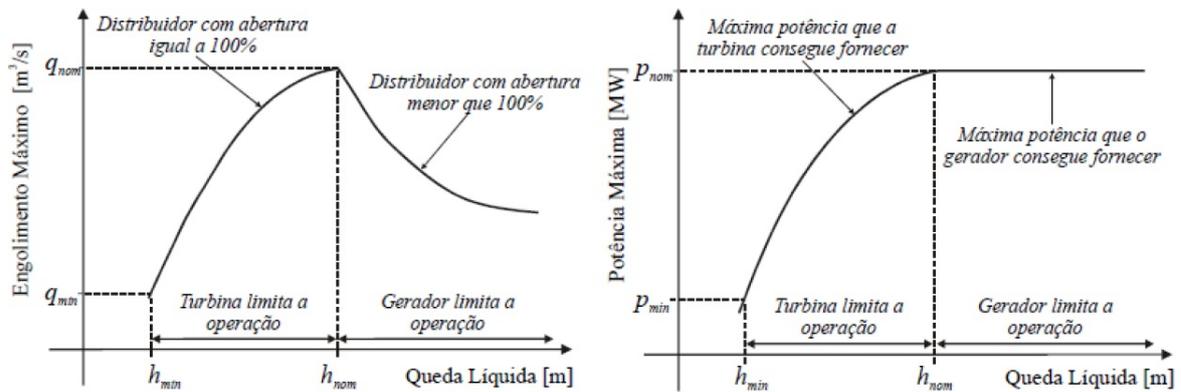


Figura 4.30: Engolimento máximo definido pela turbina, gráfico a esquerda, e potência máxima definida pelo gerador, ambos em função da altura líquida. Fonte: CEPTEL (2023b)

Pelos gráficos fica ratificado o conceito de que quanto maior for a altura líquida, maior será a geração, até se encontrar a altura nominal, sendo necessário a partir desse ponto reduzir o turbinamento, dado que a capacidade máxima da unidade será definida pelo gerador.

Adicionalmente, o engolimento máximo depende da altura líquida, que por sua vez depende do volume armazenado no reservatório e do turbinamento da unidade, ou seja,

variáveis de decisão do modelo. Dessa forma, o modelo calcula o engolimento máximo de forma iterativa, ou seja, na iteração  $k$ , toma-se como base a decisão do modelo na iteração  $k - 1$  para calcular o engolimento.

No entanto, na primeira iteração não há dados a priori, dessa forma o modelo considera um turbinamento máximo para limitar a geração da unidade, conforme apresentado na equação 4.43 a seguir, onde o turbinamento máximo é igual a divisão da potência instalada dividido pela produtividade média da usina.

$$q_{max_{G_i}} = \frac{p_{inst_i}}{promed_i} \quad (4.43)$$

Onde,

$q_{max_{G_i}}$  : turbinamento máximo da usina  $i$  com base no gerador

$p_{inst_i}$  : potência instalada total da usina  $i$

$promed_i$  : produtividade média da usina  $i$  com base em alturas médias

A potência instalada da usina é a soma das potências nominais de cada unidade a qual pertence. E a produtividade média da usina é calculada com base na cota do canal de fuga média e também com a altura média de montante, considerando o volume entre o volume mínimo e máximo da usina.

Já o engolimento máximo total referente a turbina da usina, depende da vazão defluente, conforme equação 4.44 apresentada a seguir.

$$q_{max_{T_i}} = \frac{h_{l_i}(q_{def_i})^\alpha}{h_{ef_i}} \times q_{ef_i} \quad (4.44)$$

Onde,

$q_{max_{G_i}}$  : turbinamento máximo da usina  $i$  com base na turbina

$h_{l_i}$  : altura de queda líquida da usina  $i$

$h_{ef_i}$  : altura de queda efetiva da usina  $i$

$\alpha$  : fator que é dependente do tipo da turbina da usina, tendo valor de 0.5 ou 0.2 se

a turbina for Francis ou Peltron, respectivamente

$q_{ef_i}$  : vazão efetiva da usina  $i$

A altura de queda líquida é a diferença da altura de montante e jusante, conforme apresentado em 4.32. A altura de queda efetiva é um dado de entrada, sendo a média das alturas efetivas dos conjuntos de cadastro das unidades da usina, ponderadas pelo número de unidade de cada conjunto. O fator  $\alpha$  recebe um valor que depende do tipo de turbina, podendo ser Francis ou Peltron e então recebendo um valor de 0.5 ou 0.2, respectivamente. Por último, a vazão efetiva da usina, também proveniente de um dado de cadastro, corresponde ao somatório das vazões efetivas de cadastro de cada unidade da usina, chamada de vazão nominal.

Dessa forma o modelo tomará a decisão do despacho sabendo que deverá atender a limite superior definido pelo engolimento máximo, conforme equação 4.45 a seguir, ou seja, respeitará o turbinamento que for mais restrito.

$$q_{max_i} = \min(q_{max_G_i}, q_{max_T_i}) \quad (4.45)$$

Onde,

$q_{max_i}$  : turbinamento máximo da usina  $i$

A partir da segunda iteração do processo iterativo, conforme será apresentado em 4.14, o modelo passa a calcular o valor do turbinamento máximo tomando como parâmetros as decisões do volume armazenado e turbinamento da iteração anterior.

## 4.5 Parque Termoelétrico

Conforme apresentado em CEPEL (2023b), usinas termoelétricas são usinas que geram energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, como óleo e carvão, através de gás natural ou por fissão nuclear. Cada usina térmica possui  $n$  unidades onde a decisão do modelo é por unidade térmica respeitando as restrições de Unit Commitment Térmico, UCT.

As características da consideração do UCT será detalhados nesse capítulo onde serão apresentados cada item dentro do UCT e a formulação matemática que foi implementado no modelo.

#### 4.5.1 Unit Commitment Térmico - UCT

As usinas e unidades consideram restrições operativas específicas e restrições operativas de acordo com UCT. O Unit Commitment consiste na decisão ótima do despacho térmico das unidades geradoras de cada unidade de cada usina de cada período de todo o setor brasileiro. É considerado variável binária para definir se a unidade térmica está ligada ou desligada, rampa para tomada ou alívio de carga variação da geração ao longo do período do caso em questão, tempo mínimo ligado ou desligado, além de restrições de geração mínima e rampa de acionamento ou desligamento das unidades térmicas. Nos capítulos seguintes serão detalhadas as características mencionadas.

#### 4.5.2 UCT - Rampa para tomada ou alívio de carga

As restrições de rampa podem ser de tomada de carga ou de alívio de carga e são inseridas para todas as unidades térmicas e todos os períodos. Essas restrições limitam as variações horárias entre dois períodos tanto de aumento,  $RUp_i$ , quanto de redução,  $Rdn_i$ , dado que as unidades foram acionadas ou dado que o modelo decidiu desligar aquela unidade.

A formulação matemática que insere essas restrições de rampa pode ser observação na equação 4.46 para variação de aumento e na equação 4.47 para variação de redução.

$$gt_{i,j}^t - gt_{i,j}^{t-1} \leq RUp_{i,j} + (\overline{gt}_{i,j} - RUp_{i,j}) \left( \sum_{k=1}^{NUp_{i,j}} ya_{i,j}^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{Ndn_{i,j}} yd_{i,j}^{t+k-1} \right) \quad (4.46)$$

$$-gt_{i,j}^t + gt_{i,j}^{t-1} \leq RDn_{i,j} + (\overline{gt}_{i,j} - RDn_{i,j}) \left( \sum_{k=1}^{NUp_{i,j}} ya_{i,j}^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_{i,j}} yd_{i,j}^{t+k-1} \right) \quad (4.47)$$

Onde,

$i$  : índice da usina

$j$  : índice da unidade da usina  $i$

$gt_{i,j}^t$  : geração termina da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$\overline{gt}_{i,j}$  : geração máxima da unidade  $j$  da usina  $i$

$RUp_{i,j}$  : variação de geração térmica de acionamento da unidade  $j$  da usina  $i$

$NUp_{i,j}$  : número de períodos da trajetória de acionamento

$ya_{i,j}$  : representa se a unidade  $j$  da usina  $i$  está em trajetória de acionamento

$RDn_{i,j}$  : variação de geração térmica de desligamento da unidade  $j$  da usina  $i$

$NDn_{i,j}$  : número de períodos da trajetória de desligamento

$yd_{i,j}$  : representa se a unidade  $j$  da usina  $i$  está em trajetória de desligamento

No gráfico da figura 4.31 a seguir é ilustrado a diferença da decisão operativa de uma unidade térmica considerando restrição de rampa e sem sua consideração, dado que há uma restrição de geração máxima da unidade no quarto período.

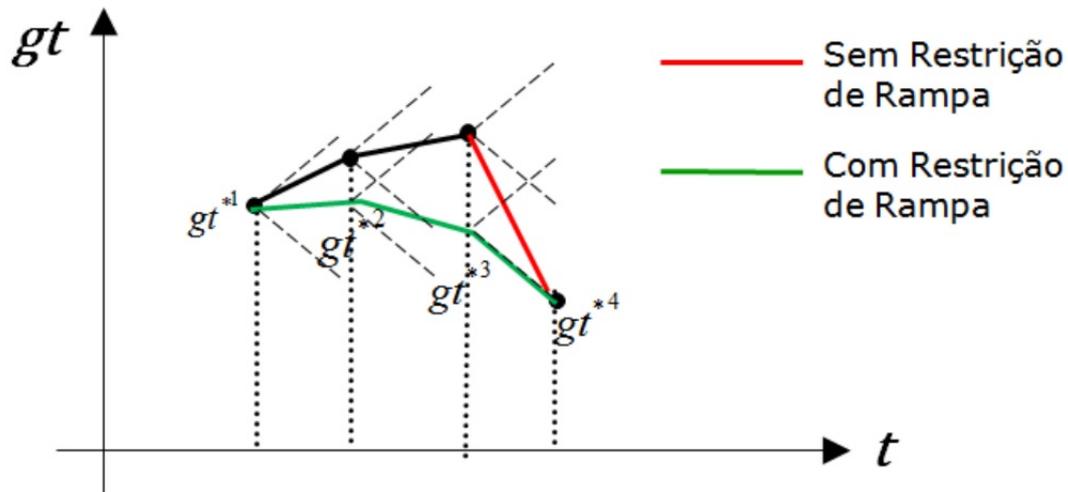


Figura 4.31: Exemplo da decisão operativa quando há ou não a consideração de restrições de rampa da geração térmica de uma unidade térmica. Fonte: CEPEL (2023b)

Nota-se que, nesse exemplo, quando não há consideração de rampa, a variação entre o terceiro e o quarto período de geração térmica dessa unidade é de um valor superior ao permitido quando se há a restrição de rampa. Já quando há restrição de limite de variação, o modelo decide ir reduzindo a geração da unidade aos poucos, limitado pela rampa, de forma a chegar na geração máxima no quarto período.

Fica claro que essa restrição tem por objetivo cerne representar de forma mais precisa o que ocorre de forma real nas unidades de cada térmica do setor elétrico e as informações de cada unidade são fornecidas ao modelo como dado de entrada.

### 4.5.3 UCT - Tempo mínimo ligada ( $T_{on}$ ) e desligada ( $T_{off}$ )

Tempo mínimo ligada,  $T_{on}$ , é o tempo que no mínimo a unidade de permanecer ligada a partir do momento que o modelo decidiu acionar essa unidade. Tempo mínimo desligada,  $T_{off}$ , é o tempo que no mínimo a unidade deve permanecer desligada a partir do momento em que o modelo decidiu desligar essa unidade. A formulação matemática para que o modelo considere essas restrições pode ser avaliada na equação 4.48 a seguir.

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_{i,j}} u_{i,j}^k \geq Ton_{i,j}(u_{i,j}^t - u_{i,j}^{t-1}) \quad (4.48)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Tof_{i,j}} (1 - u_{i,j}^k) \geq Tof_{i,j}(u_{i,j}^{t-1} - u_{i,j}^t) \quad (4.49)$$

Onde,

$Ton_{i,j}$  : tempo mínimo ligado da unidade  $j$  da usina  $i$

$Tof_{i,j}$  : tempo mínimo desligado da unidade  $j$  da usina  $i$

$u_{i,j}^t$  : variável binária que define se a unidade  $j$  da usina  $i$  está ligada ou desligada no período  $t$

Com essas restrições fica garantido que ao acionar ou desligar uma unidade térmica, essa unidade irá permanecer ligada ou desligada no mínimo pelo tempo definido no dado de entrada, respectivamente. Na figura 4.32 é ilustrado como o modelo opera essa unidade sem considerar os  $Ton$  e  $Tof$  e na figura 4.33 é ilustrado quando o modelo os considera.

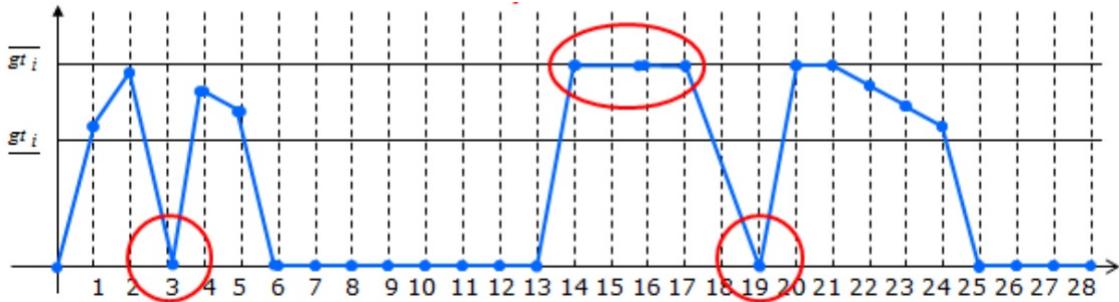


Figura 4.32: Ilustração de resultados do modelo quando não há restrições de tempo mínimo ligada ou desligada de uma unidade térmica. Fonte: CEPEL (2023b)

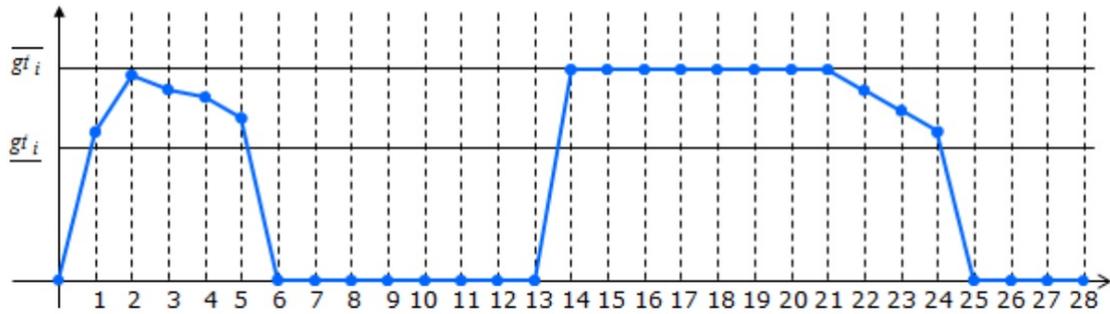


Figura 4.33: Ilustração de resultados do modelo quando há restrições de tempo mínimo ligada e desligada de uma unidade térmica. Fonte: CEPEL (2023b)

Fica claro pelos exemplos das figuras apresentadas que o objetivo dessas restrições é fornecer resultados do modelo coerentes com a realidade, dado que uma unidade térmica não pode ser desligada e ligada de forma não controlada por razões físicas ou contratuais. Na figura 4.32 no período 3 e 19 o modelo decide desligar essa unidade e religar logo no período subsequente e isso na prática não pode ocorrer. Já na figura 4.33 esse tipo de comportamento não ocorre em função da inserção das restrições 4.48 e 4.49.

#### 4.5.4 UCT - Trajetórias de acionamento ou desligamento da unidade térmica

As unidades térmicas podem ou não considerar trajetórias de acionamento ou desligamentos das unidades térmica, de acordo com o que for definido no dado de entrada de cada unidade de cada usina.

Quando a unidade térmica for acionada, esta deve seguir uma trajetória de acionamento até o ponto de geração mínima,  $g_{t_i}$ , daquela unidade, respeitando uma quantidade de passos de acionamento previamente definida,  $NUp_i$ .

De forma análoga, se o modelo tomar a decisão de desligar a unidade, esta seguirá uma trajetória de desligamento começando no ponto de geração mínima,  $g_{t_i}$ , até o seu desligamento, seguindo uma quantidade de passos de desligamento previamente definida,

$NDn_i$ .

As formulações para ambas as condições de contorno podem ser observadas nas equações 4.50 e 4.51, a seguir.

$$gt_i^t \geq \underline{gt}_i(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i-k+1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad (4.50)$$

$$gt_i^t \leq \overline{gt}_i(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i-k+1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad (4.51)$$

Nas figuras 4.34 e 4.34 a seguir é ilustrado a geração de uma unidade para exemplificar a decisão do modelo quando não considera e considera a trajetória de acionamento e desligamento, respectivamente.

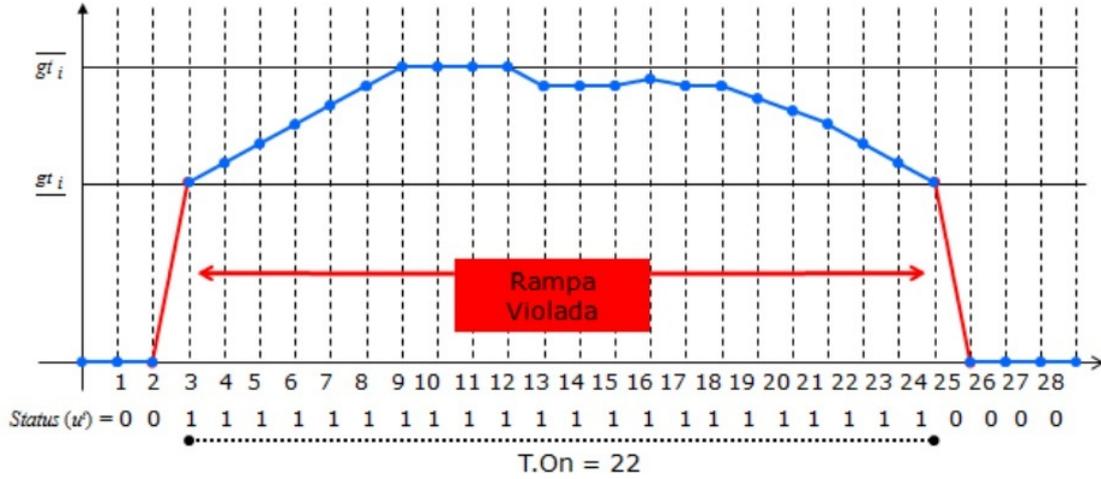


Figura 4.34: Exemplificação da geração de uma unidade térmica sem a consideração de trajetória de acionamento e desligamento. Fonte: CEPEL (2023b)

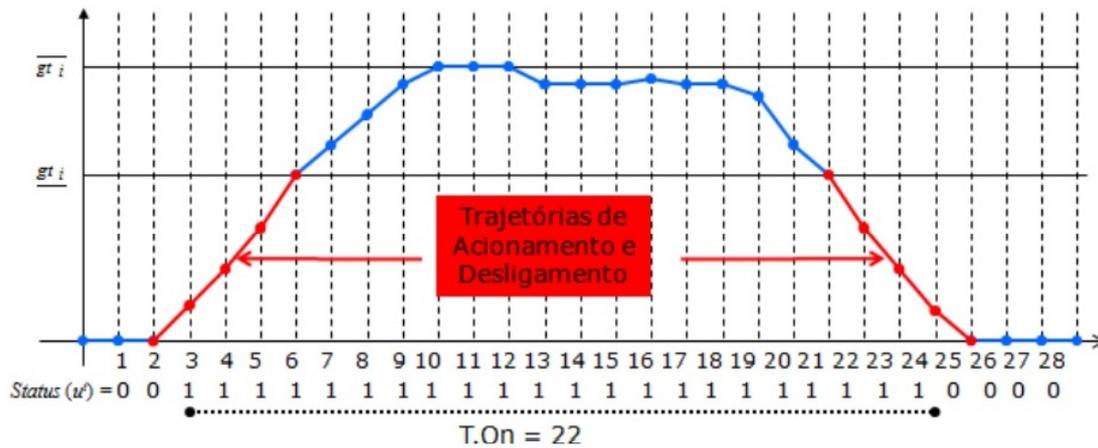


Figura 4.35: Exemplificação da geração de uma unidade térmica com a consideração de trajetória de acionamento e desligamento. Fonte: CEPEL (2023b)

Nos gráficos fica claro que as restrições de geração mínima, geração máxima, rampa e tempo mínimo ligado estão sendo respeitadas. No entanto, em 4.34 a unidade parte de geração nula para a geração mínima em um único período e também parte da geração mínima para geração nula em um único período. Esse tipo de variação num único período pode não ser factível de ser executado na prática. Assim, em 4.35 observa-se que no segundo período, início da decisão de ligamento da unidade, a geração vai sendo acrescida período a período por um trajetória previamente definida até chegar na geração mínima da unidade, observada no sexto período. De forma análoga o desligamento também é feito de forma a respeita a trajetória de desligamento.

Esse tipo de restrição é importante pois trás a realidade da prática para o modelo matemático e todo o impacto dessa restrição, como por exemplo o fato de se ter uma unidade gerando energia com valor menor que a geração mínima e mesmo assim esses períodos são considerados na contagem da restrição de tempo mínimo ligado.

### 4.5.5 Ciclo Combinado

Usinas a ciclo combinado são usinas que geram energia duplamente, onde além da geração de energia ao consumir o insumo primário, como por exemplo gás, gera energia pelo vapor gerado ao ter consumido esse insumo. Dessa forma, há três benefícios de usinas a ciclo combinado:

1. Maior eficiência e baixo consumo
2. Diminui impacto ambiental
3. Flexibilidade de geração

O item 1 é baseado no fato de que há o uso de um produto que seria simplesmente descartado e ao invés disso, usado para se gerar mais energia. Portanto, ao comparar com uma usina convencional, a de ciclo combinado irá necessitar de uma quantidade de combustível menor para gerar a mesma energia.

O item 2 refere-se ao fato de que esse vapor seria jogado diretamente a atmosfera e portanto essas usinas que possuem essas características acarretam um impacto ambiental menor ao planeta, dado que consomem menos combustível para gerar a mesma energia que uma usina convencional térmica.

O item 3 refere-se ao fato de que há uma flexibilidade de geração para usinas a ciclo combinado, dado que há diferentes combinações possíveis entre turbinas a gás e turbinas a vapor. Desse modo, o modelo poderá tomar uma decisão de forma mais assertiva de que tipo de configuração deverá ser proposta dado as condições de contorno para minimizar o custo total de operação atendendo as restrições do problema.

Na figura 4.36 a seguir está sendo ilustrado um esquema de uma usina a ciclo combinado onde há duas turbinas a gás (CT, do termo em inglês combustion turbine) e uma usina a vapor (ST, do termo em inglês steam turbine).

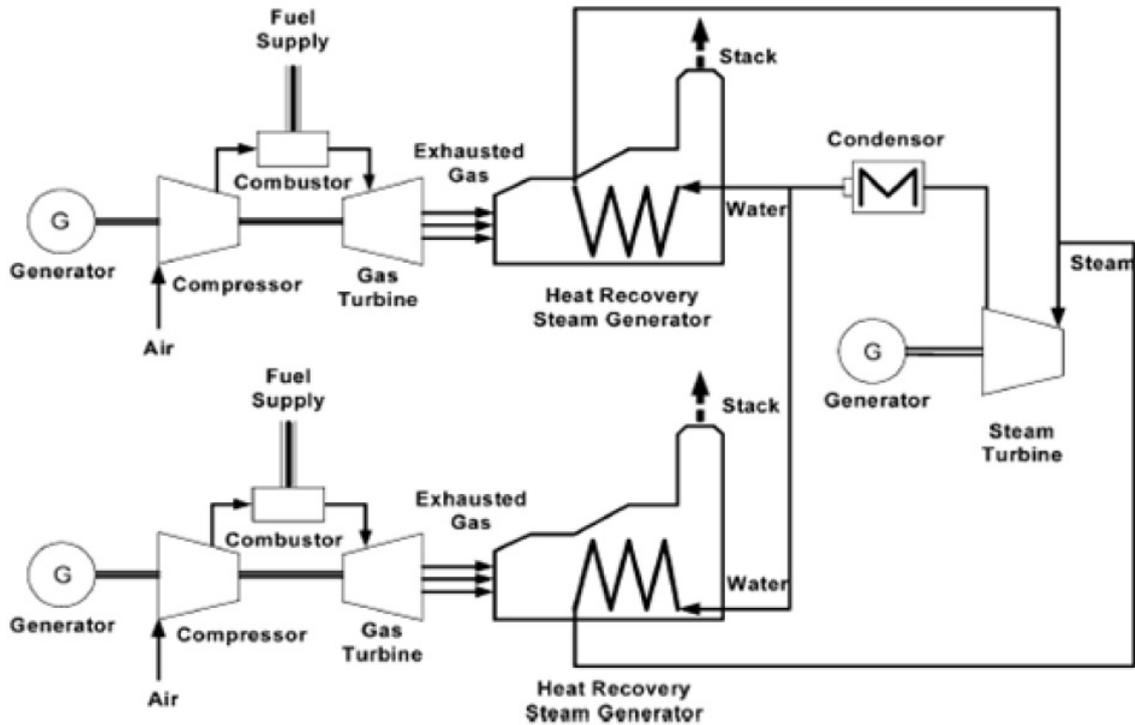


Figura 4.36: Exemplo de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma turbina a vapor (ST). Fonte: LIU *et al.* (2009)

As equações a seguir representam quanto que a usina a ciclo combinado irá gerar e suas restrições de geração. Na equação 4.52 a geração dessa usina será igual ao somatório das gerações de cada unidade. E na equação 4.53 há uma relação entre o despacho das unidades a gás e a vapor, dado que uma unidade a vapor só pode ter a capacidade de geração se uma unidade a gás foi despachada.

$$GT_i^t = \sum_{j=1}^{Nct_i} gt_{ct_j}^t + \sum_{k=1}^{Nst_i} gt_{st_k}^t \quad (4.52)$$

$$\sum_{k=1}^{Nst_i} u_{st_k}^t - \sum_{j=1}^{Nct_i} u_{ct_j}^t \leq 0 \quad (4.53)$$

Onde,

$GT_i^t$  : geração da usina  $i$  no período  $t$

$Nct_i$  : número de unidades a gás da usina  $i$

$Nst_i$  : número de unidades a vapor da usina  $i$

$gt_{ct_j}^t$  : geração da unidade a gás  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$u_{ct_j}^t$  : variável binária de decisão da unidade a gás  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$gt_{st_k}^t$  : geração da unidade a vapor  $k$  da usina  $i$  no período  $t$

$u_{st_k}^t$  : variável binária de decisão da unidade a vapor  $k$  da usina  $i$  no período  $t$

Assim, considerando essas características, há seis formas possíveis de despacho dessa usina, nomeadas de unidades equivalente, conforme figura xxx a seguir. A usina pode ser despachada gerando apenas em uma das duas unidades a gás ou em ambas ou nas combinações entre cada unidade a gás e a de vapor ou ambas as unidades a gás e a de vapor.

Unidade Equivalente	Turbina a gás 1	Turbina a gás 2	Turbina a vapor
1			
2			
3			
4			
5			
6			

Figura 4.37: Exemplo de despacho das possíveis configurações de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma a vapor (ST).

A figura 4.38 representa as possíveis unidades equivalentes e o que o modelo pode tomar de decisão no que se refere a transição factível de ser realizada entre essas unidades

equivalente. As opções 1 e 2 definidos na figura 4.37 foram representado de forma aglutinada nessa figura no modo 1.

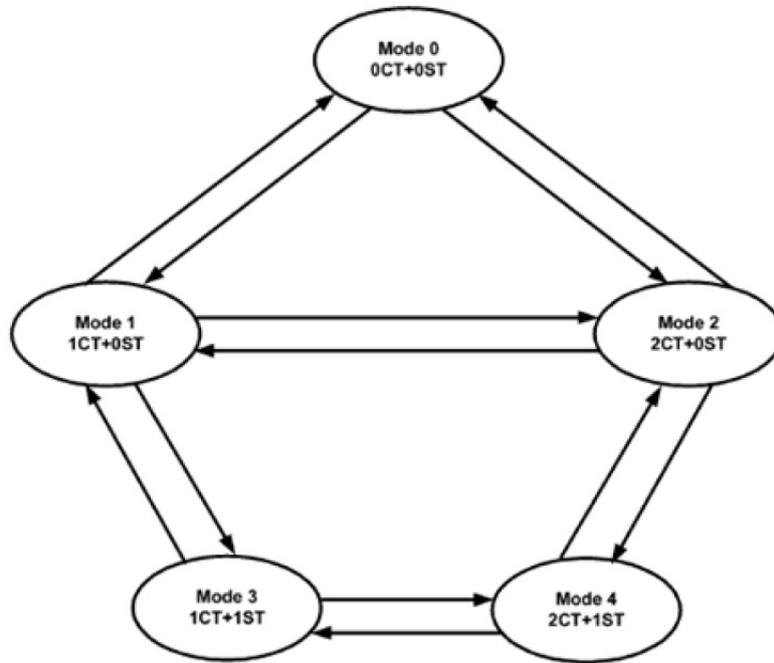


Figura 4.38: Exemplo das possíveis configurações de usina a ciclo combinado com duas turbinas a gás (CT) e uma a vapor (ST). Fonte: LIU *et al.* (2009)

As restrições de unicidade, transição entre unidades equivalente e as restrições de manutenção das unidades reais precisam ser respeitadas para garantir a correta decisão do modelo para o despacho de usinas térmicas a ciclo combinado.

De forma intuitiva, as unidades que estiverem em manutenção devem ter suas variáveis binárias fixadas em zero para a tomada de decisão do modelo. Já as restrições de unicidade e transição serão detalhadas a seguir.

### **Restrição de unicidade de acionamento**

Uma usina térmica a ciclo combinado contém uma combinação de possibilidades de despacho, nomeados em unidades equivalente, conforme exemplo mostrado na figura

4.37. De forma lógica, apenas uma dessas unidades equivalente podem estar ativas de forma a representar o despacho dessa usina. Dessa forma, o modelo deve respeitar uma restrição de unicidade, conforme equação 4.54, para garantir que apenas uma unidade equivalente seja despachada.

$$\sum_{i \in \Omega_j} u_i^t \leq 1 \quad j = 1, ntcc \quad (4.54)$$

Onde,

$i$  : unidade equivalente

$j$  : usina térmica

$u_i^t$  : variável binária que representa a unidade equivalente  $i$  no período  $t$

$\Omega_j$  : conjunto de unidades equivalente da usina  $j$

$ntcc$  : número de usinas térmicas a ciclo combinado

### Transição de unidades equivalentes

A equação 4.55, representa a inserção de uma rampa de transição entre as unidades equivalentes, ou seja, há uma variação máxima de geração entre unidades equivalentes de uma usina térmica a ciclo combinado. Essa restrição vem por garantir uma transição aderente ao que ocorre na prática.

$$\left| \sum_{i \in \Omega_j} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_j} gt_i^{t-1} \right| \leq RTrans_j \quad j = 1, ntcc \quad (4.55)$$

Onde,

$i, j, \Omega_j, ntcc$  : de forma análoga a equação 4.54

$gt_i^t$  : geração da unidade equivalente  $i$  no período  $t$

$RTrans_j$  : rampa de transição da usina térmica a ciclo combinado  $j$

### 4.5.6 Usinas térmicas a gás natural liquefeito - GNL

Usinas térmicas a GNL são usinas que precisam ser despachadas de forma antecipada, pois o combustível demora alguns meses para chegar no ponto de entrega para uso da usina. No modelo DECOMP essa decisão de despacho é melhor detalhada como pode ser observado no seu manual de metodologia, CEPEL (2023a).

Para o modelo de curto prazo onde o horizonte limite é de até 14 dias, essa informação vem como previamente definida, ou seja, não é uma variável de decisão do modelo.

## 4.6 Parque Eólico

Usinas eólicas são fontes renováveis e de baixo impacto ambiental, e vem seguindo um crescimento alto da sua participação no Brasil e principalmente no Nordeste com suas gerações ligadas na rede elétrica e atendendo a demanda do sistema. Dependendo com a variação do seu tamanho e altura, BONIFÁCIO (2016), a usina terá uma capacidade de geração e conforme o avanço tecnológico, maior será a sua capacidade, conforme apresentado na figura 4.39. Alguns estudos sobre o assunto pode ser encontrado na literatura em SILVA *et al.* (2003), BORGES e RIBEIRO (2009) e DE MORAES e DE CARVALHO (2020).

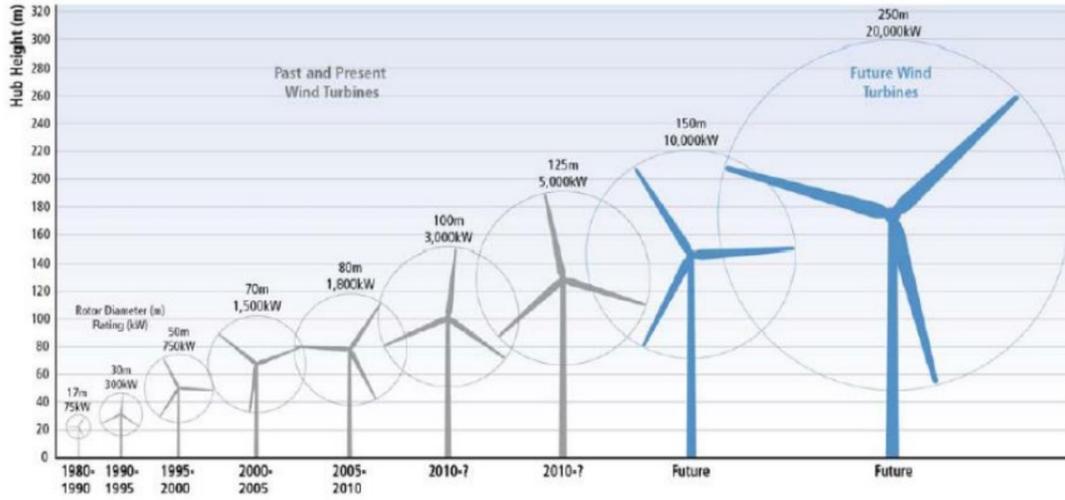


Figura 4.39: Exemplificação da evolução da capacidade da usina eólica de acordo com sua altura e diâmetro. Fonte: BONIFÁCIO (2016)

O parque eólico hoje responde por cerca de 13% da geração do país, ONS (2022b), e quanto olhado no universo apenas do nordeste, representa 60%, ONS (2022a) da sua geração. Dessa forma é nítido a importância que o parque eólico exerce no país e mais especificamente no nordeste.

O valor que cada usina eólica pode gerar é um dado de entrada para o modelo, ou seja, sua capacidade geração é previamente definida. No entanto, essa geração não entra no problema de otimização abatendo diretamente o valor da carga e sim como uma variável de decisão onde o modelo tomará a decisão de usar ou não aquela energia, conforme inequação 4.56 a seguir.

$$Geol_i^t \leq \overline{Geol}_i^t \quad j = 1, neol, \quad t = 1, T \quad (4.56)$$

Onde,

$Geol_i^t$  : geração eólica da usina  $i$  no período  $t$

$\overline{Geol}_i^t$  : geração eólica máxima definida no dado de entrada da usina  $i$  no período  $t$

$neol$  : número de eólicas existentes

$T$  : número total de períodos

Vale ressaltar que o custo para gerar essa energia disponível é nula, e portanto, se não houvesse nenhuma outra restrição do problema, claramente essa usina seria sempre despachada no seu limite disponível. Algumas condições de contorno podem justificar a não geração de uma usina eólica mesmo tendo disponível, conforme alguns exemplos a seguir:

1. Restrição operativa num fluxo numa linha da rede elétrica
2. Restrição operativa num fluxo dado que há uma usina cumprindo  $TON$  e tendo que despachar uma geração mínima, limitando a geração da usina eólica
3. Restrições de segurança
4. Financeiramente mais vantajoso no âmbito da minimização do custo total, pois podem haver restrições de Unit Commitment Térmico ou Hidráulico que vão impactar diretamente o tanto de despacho que a usina eólica poderá gerar

No estudo apresentado em COTIA *et al.* (2019) há um detalhamento mais aprofundado dessa modelagem de otimização minimizando o custo total para problemas que consideram a geração de usinas eólicas.

Vale também ressaltar que esse tipo de usina renovável traz uma incerteza na sua geração, pois depende da existência de vento naquele momento. No médio e longo prazo há uma certa previsibilidade da geração eólica, no entanto, para o curtíssimo prazo essa incerteza é maior e traz algumas dificuldades para garantir o atendimento a demanda existente. Alguns estudos sobre o tema podem ser encontrados na literatura em LEITE *et al.* (2006), TAMASHIRO (2014), ALTHOF *et al.* (2017), MACEIRA *et al.* (2020) e CANTANHEDE (2021).

## 4.7 Parque Solar

O parque de usinas solares, MACHADO e MIRANDA (2015) e DE ALENCAR e JUNIO (2016), é composto por usinas que geram energia fotovoltaica por meio de módulos fotovoltaicos podendo ser terrestre ou na superfície de corpos sobre a água, conforme pode ser observado na figura 4.40 a seguir com uma usina solar terrestre no Ceará. A usina é uma estação de geração de energia elétrica a qual absorve a energia oriunda das radiações eletromagnéticas emitidas pelo sol, sendo portanto, uma fonte de energia limpa e sustentável.



Figura 4.40: Usina solar de Tauá – CE/Brasil. Fonte: PERAZA (2013)

Atualmente a capacidade de geração solar é de cerca de 7 GW, ou seja, 3,8% da geração total do sistema, ONS (2022b). Há uma previsão de crescimento acentuado do uso dessa fonte de energia no país, onde espera-se que em 2026 essa capacidade deve chegar a cerca de 14 GW, cerca de 7% da capacidade nacional. Dessa forma, observa-

se que a colaboração de energia solar vai dobrar em quatro anos. Quanto maior for a contribuição de energia eólica e solar, maior será a incerteza com relação a suas geração de curtíssimo prazo, por depender da ocorrência de vento e sol, respectivamente. Alguns estudos sobre essa incerteza no universo de usinas solares podem ser encontrados na literatura em PEREIRA e OLIVEIRA (2011), OLIVEIRA *et al.* (2016) e DO AMARAL BURGHI *et al.* (2019).

A geração dessa usina é considerado da mesma forma como apresentado das usinas eólicas, ou seja, os dados de geração disponível das usinas solares é uma informação via dado de entrada para o modelo e o modelo tomará decisão se usará ou não a energia disponível. Dessa forma, conforme apresentado na inequação 4.57 a seguir, a geração solar é uma variável de decisão do modelo, sendo limitado pela geração máxima disponível definida no dado de entrada.

$$G_{solar}_i^t \leq \overline{G_{solar}_i^t} \quad j = 1, nsolar, \quad t = 1, T \quad (4.57)$$

Onde,

$G_{solar}_i^t$  : geração solar da usina  $i$  no período  $t$

$\overline{G_{solar}_i^t}$  : geração solar máxima definida no dado de entrada da usina  $i$  no período  $t$

$nsolar$  : número de solares existentes

$T$  : número total de períodos

Vale ressaltar que essa geração não possui custos, dessa forma se não houver alguma limitação operacional por limites de fluxo, ou limites de somatório de fluxo ou ainda alguma restrição adversa, o modelo tenderá a gerar no máximo do valor disponível.

## 4.8 Geração de Usinas não Despachadas Centralizadamente

A geração não despachadas centralizadamente refere-se a pequenas usinas que seu despacho não foi decidido de forma centralizada no problema de otimização. Assim, a sua geração é previamente definida e descontado diretamente da carga, seja no submercado ao qual se encontra, seja de uma barra contendo carga no caso considerando rede elétrica. Atualmente existem dois tipos de geração não despachada: pequenas usinas e usinas fotovoltaica. Assim a demanda será abatida diretamente, sem tomada de decisão, dessas gerações previamente definidas, conforme equação 4.58 a seguir.

$$DLiq_{sub_i}^t = D_{sub_i}^t - \sum_{j=1}^{npq_i} Gpq_{i,j}^t - \sum_{k=1}^{nsolar_i} Gsolar_{i,k}^t \quad (4.58)$$

Onde,

$DLiq_{sub_i}^t$  : demanda líquida do submercado  $i$  do período  $t$

$D_{sub_i}^t$  : demanda do submercado  $i$  do período  $t$

$Gpq_{i,j}^t$  : geração de pequenas usinas no submercado  $i$  da usinas  $j$  do período  $t$

$npq_i$  : número de pequenas usinas do submercado  $i$

$Gsolar_{i,k}^t$  : geração solar no submercado  $i$  da usinas  $k$  do período  $t$

$nsolar_i$  : número de usinas solares do submercado  $i$

## 4.9 Rede Elétrica

A rede elétrica é composta por linhas (arcos) e barras (nós) construindo uma malha de transmissão de energia, considerando todas as características reais ao problema como área de controle, restrições de limites de fluxos, somatório de fluxo, restrições de seguranças, etc.

A modelagem utilizada é o linearizado em potência ativa ou fluxo DC. Essa modelagem consiste numa aproximação da distribuição dos fluxos de potência ativa no sistema, sendo desprezados os efeitos de tensão e potência reativa. Tal modelagem pode ser melhor aprofundada na literatura em DINIZ *et al.* (2002) e também nos trabalhos em DE AZEVEDO *et al.* (2001) e SILVA *et al.* (2004).

Assim, a linearização das equações de fluxo de potência ativa na rede pode ser observada na equação 4.59 a seguir.

$$f_i = -v_k v_m b_i \text{sen} \theta_{km} \quad (4.59)$$

Onde,

$i$  : número do circuito

$f_i$  : fluxo de potência ativa em um circuito  $i$  entre duas barras

$v_k$  : tensões da barra  $k$

$v_m$  : tensões da barra  $m$

$b_i$  : susceptância do circuito  $i$

$\theta_{km}$  : susceptância do circuito  $i$

Algumas simplificações podem ser consideradas: tensões nas barras  $k$  e  $m$  são iguais a 1; seno de  $\theta$  é igual ao próprio  $\theta$ ; e que a reatância é o inverso negativo da susceptância, conforme equações 4.60, 4.61, 4.62 e 4.63.

$$v_k \simeq 1 \quad (4.60)$$

$$v_m \simeq 1 \quad (4.61)$$

$$\text{sen} \theta_{km} \simeq \theta_{km} \quad (4.62)$$

$$b_i \simeq -\frac{1}{x_i} \quad (4.63)$$

Assim, substituindo essas últimas quatro equações na formulação apresentada em 4.59, tem-se a seguinte expressão que relaciona a equação do fluxo de potência em função apenas das diferenças dos ângulos e da reatância, conforme equação 4.64 a seguir.

$$f_i = \frac{(\theta_{PARA_i} - \theta_{DE_i})}{x_i} \quad (4.64)$$

Onde,

$i$  : número do circuito

$f_i$  : fluxo de potência ativa em um circuito  $i$  entre duas barras

$\theta_{PARA_i}$  : barra de destino da linha  $i$

$\theta_{DE_i}$  : barra de origem da linha  $i$

$x_i$  : reatância do circuito  $i$

Assim, quando  $f_i$  é positivo, o sentido do fluxo é da barra de origem para a de destino. E quando o fluxo é negativo, o fluxo vai da barra chamada de destino para a de origem.

Dado que a injeção de potência ativa na barra é igual ao somatório de fluxo que sai do nó, tem-se que a formulação matricial que relaciona a injeção de potência ativa será conforme descrito na equação 4.65 a seguir.

$$p = B\theta \quad (4.65)$$

Onde,

$p$  : vetor de injeções de potências ativa, ou seja, a diferença entre a geração e a carga atuante

$B$  : matriz de susceptância da rede

$\theta$  : vetor de ângulos das tensão nodais

O modelo ainda pode considerar a modelagem das perdas nas linhas, mas não será aqui detalhado, pois esse item não é de uso oficial pelo setor elétrico brasileiro. Em CEPEL (2023b), DOS SANTOS e DINIZ (2011) e SANTOS e DINIZ (2012) esse tópico é aprofundado.

## 4.10 Custos do Problema da Programação Diária da Operação - PDO

O problema de otimização tem como função objetivo minimizar o custo total da operação, atendendo todas as restrições inseridas. O custo do problema da programação diária da operação, PDO, é composto basicamente por sete grupos de custos:

1. Operação termoeétrica - geração por unidade (4.10.1)
2. Operação termoeétrica - partida de unidades (4.10.1)
3. Importação e exportação de energia (4.10.2)
4. Deficit (4.10.3)
5. Provenientes da função de custo futuro (4.10.4)
6. Penalidades elevadas por violação das restrições (4.10.5)
7. Penalidade pequenas pelo uso de variáveis (4.10.6)

Nos capítulos subsequentes todos esses custos serão melhores detalhados e então a formulação matemática completa da função objetivo será apresentada em 4.10.7.

### 4.10.1 Custos de operação termoeétrica

Os custos de operação termoeétrica podem ser divididos em dois tipos: custo de geração e custos de partida ou parada de unidade térmicas.

## Custos de geração termoelétrica por unidade

Cada unidade térmica possui um custo para gerar energia e portanto o custo total de geração térmica é a soma de todas as unidades da multiplicação da geração pelo seu respectivo custo, como pode ser observado na equação 4.66 a seguir.

$$Custo_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nunid_t} ct_i^t gt_i^t \quad (4.66)$$

Onde,

$T$  : tempo total

$nunid_t$  : número de unidades térmicas

$ct_i^t$  : custo da geração da unidade  $i$  no tempo  $t$

$gt_i^t$  : geração da unidade  $i$  no tempo  $t$

$Custo_1$  : custo da parcela 1

## Custos de partida e parada de unidades térmicas

Os custos de partida das unidades podem ter custos constantes ou variáveis dependendo do tempo que a unidade estava desligada. Esse custo variável refere-se ao fato que ligar uma máquina que foi desligada há pouco tempo tem menos custo de religar pelo fato de que a máquina encontra-se ainda quente. Já os custos de desligamentos já normalmente considerados como custo fixo.

Para fins de uso oficial, o modelo considera que ambos os modos de partida e parada, possuem custos fixos nomeados como  $C^{cold}$  e  $C^{shut}$ , respectivamente.

Assim, todo período e todas as unidades térmicas terão uma restrição para o modelo saiba que ao mudar o status de uma unidade, haverá um custo. Na equação 4.67, encontra a restrição para acionamento de uma unidade que se encontrava desliga no período anterior. E na equação 4.68, encontra-se a restrição para desligamento de uma unidade que se encontrava ligada.

$$cst_i^t \geq C_i^{cold}(u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (4.67)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{shut}(u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (4.68)$$

Onde,

$T$  : tempo total

$u_i^t$  : variável binária do status da unidade  $i$  no período corrente  $t$

$u_i^{t-1}$  : variável binária do status da unidade  $i$  no período anterior  $t - 1$

$C_i^{cold}$  : custo fixo de acionamento da unidade  $i$

$C_i^{shut}$  : custo fixo de desligamento da unidade  $i$

$cst_i^t$  : custo de mudança de status da unidade  $i$  no período  $t$

A partir da equação 4.67, referente ao acionamento de uma unidade, no caso de a unidade estiver desligada no período  $t - 1$ , a variável binária  $u_i^{t-1}$  é igual a zero. Se o modelo decidir acionar essa unidade no período  $t$ , essa restrição será igual ao que pode ser observado que a partir de 4.69 e 4.70 gera a equação da restrição em 4.77. Como o problema é de minimização, o valor do custo será igual ao custo de acionamento dessa unidade.

$$u_i^t = 1 \quad (4.69)$$

$$u_i^{t-1} = 0 \quad (4.70)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{cold} \quad (4.71)$$

No caso dessa unidade estiver ligada no período  $t - 1$ , essa restrição deve estar relaxada conforme mostrado na equação 4.74, gerado a partir de 4.72 e 4.73. Como essa

variável de custo é não negativa, seu valor fica zerado na função objetivo.

$$u_i^t = 0 \quad (4.72)$$

$$u_i^{t-1} = 1 \quad (4.73)$$

$$cst_i^t \geq -C_i^{cold} \quad (4.74)$$

Logo, nesse caso  $cst_i^t$  será igual a zero.

Já a partir da equação 4.68, referente ao desligamento de uma unidade, no caso de a unidade estiver ligada no período  $t - 1$ , a variável binária  $u_i^{t-1}$  é igual a um. Se o modelo decidir desligar essa unidade no período  $t$ , essa restrição será igual ao que pode ser observado que a partir de 4.75 e 4.76 gera a equação da restrição em ???. Como o problema é de minimização, o valor do custo será igual ao custo de desligamento dessa unidade.

$$u_i^t = 0 \quad (4.75)$$

$$u_i^{t-1} = 1 \quad (4.76)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{shut} \quad (4.77)$$

No caso dessa unidade estiver desligada no período  $t - 1$ , essa restrição deve estar relaxada conforme mostrado na equação 4.80, gerado a partir de 4.78 e 4.79. Como o problema é de minimização, seu valor fica zerado na função objetivo.

$$u_i^t = 0 \quad (4.78)$$

$$u_i^{t-1} = 0 \quad (4.79)$$

$$cst_i^t \geq 0 \quad (4.80)$$

Logo, nesse caso  $cst_i^t$  será igual a zero.

Dessa forma, o valor total de custos de acionamento ou desligamento de cada unidade térmica para cada período, nomeado de custos de parcela 2, será conforme mostrado na equação xxx.

$$Custo_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nunid_t} cst_i^t \quad (4.81)$$

Onde,

$T$  : tempo total

$nunid_t$  : número de unidades térmicas

$cst_i^t$  : custo da partida ou parada da unidade  $i$  no tempo  $t$

$Custo_2$  : custo da parcela 2

#### 4.10.2 Importação e exportação de energia

A importação e exportação de energia é feita com base em contratos. O contrato define um custo por energia importada,  $ci_i^t$  e custo por energia exportada,  $ce_i^t$  entrando sinal negativo e positivo na função objetivo, respectivamente.

A equação 4.82 mostra o total de custo a partir do somatório da multiplicação da energia importada pelo custo de importação desse contrato.

Já na equação 4.83 mostra o total de custo a partir do somatório da multiplicação

da energia exportada pelo custo de exportação desse contrato.

$$custo_{imp} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCI} c_i^t E c_i^t \quad (4.82)$$

$$custo_{exp} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} c_e^t E c_e^t \quad (4.83)$$

Onde,

$T$  : tempo total

$NCI$  : número total de contratos de importação

$NCE$  : número total de contratos de exportação

$c_i^t$  : custo de importação do contrato  $i$  no período  $t$

$c_e^t$  : custo de exportação do contrato  $i$  no período  $t$

$E c_i^t$  : energia importada do contrato  $i$  no período  $t$

$E c_e^t$  : energia exportada do contrato  $i$  no período  $t$

$custo_{imp}$  : custo total de importação

$custo_{exp}$  : custo total de exportação

Dessa forma o custo nomeado como custo da parcela 3 é igual a soma dos custos de importação e exportação conforme pode ser observado nas equações 4.84 e 4.85. Vale ressaltar que o valor de custo de exportação entra como receita e portanto entra com sinal negativo no custo total da soma de importação e exportação.

$$Custo_3 = custo_{imp} - custo_{exp} \quad (4.84)$$

$$Custo_3 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCI} c_i^t E c_i^t - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} c_e^t E c_e^t \quad (4.85)$$

Onde,

$Custo_3$  : custo total da soma do custo de importação e a receita de exportação

### 4.10.3 Custo de deficit

O custo de deficit corresponde ao custo gerado pelo não atendimento de uma demanda. Esse custo precisa ser maior que qualquer acionamento de qualquer gerador de energia, pois o deficit representa um corte de carga, algo que é altamente não desejado pelo setor.

O custo é por unidade de carga cortada e esse valor pode ser constante ou variável de acordo com o corte. O corte variável irá representar melhor o problema dado que pode ser considerado de forma crescente, ou seja, quanto maior for a quantidade de energia cortada, maior será o custo atrelado dessa energia. Essa função é representada pelo modelo com uma função linear por parte e será melhor detalhada a seguir.

#### **Função linear por parte do custo de deficit**

A função de corte de carga foi considerada como uma função linear por parte e assim representar o deficit de energia. Assim, a função terá  $n$  cortes conforme dado de entrada do problema.

No exemplo da figura 4.41, observa-se três patamares de custo de deficit em função da porcentagem de corte de carga de acordo com a demanda. Assim, quanto maior for o corte de carga maior será o custo unitário desse corte.

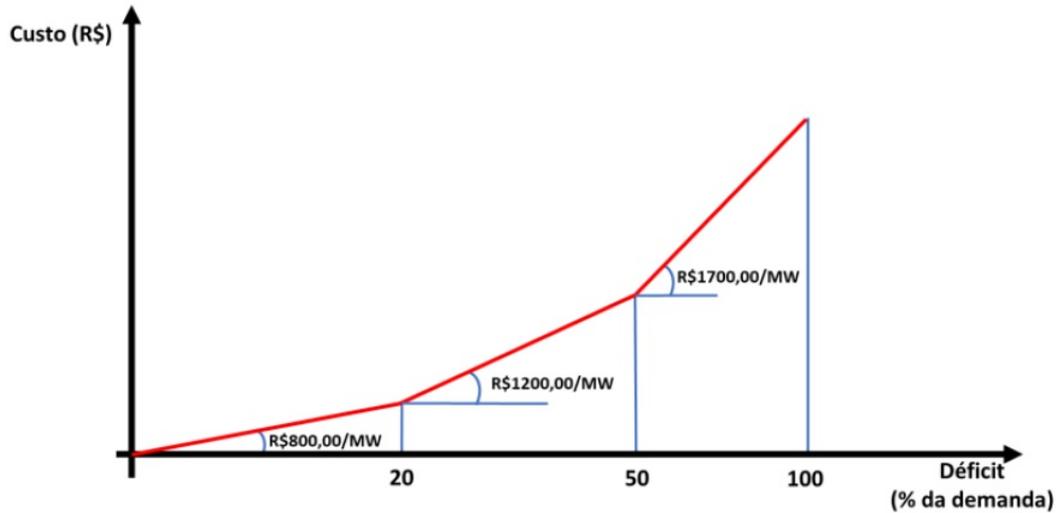


Figura 4.41: Exemplo de função linear por parte para o custo de deficit de energia. Fonte: CEPEL (2023b)

### Formulação matemática do custo de deficit na função objetivo

O custo de deficit é modelado na função objetivo do problema conforme pode ser observado na equação 4.86 a seguir, onde esse custo foi nomeado como custo 4.

$$Custo_4 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} (cdf_{i,k}^t)(Def_{i,k}^t) \quad (4.86)$$

Onde,

$T$  : tempo total

$NS$  : número total de submercados

$ndc_i^t$  : número de segmentos dos cortes do submercado  $i$  no tempo  $t$

$cdf_{i,k}^t$  : custo de deficit do submercado  $i$ , segmento  $k$ , no período  $t$

$Def_{i,k}^t$  : carga cortada do submercado  $i$ , segmento  $k$ , no período  $t$

$Custo_4$  : custo total da soma dos custos de deficit

#### 4.10.4 Custo futuro

Como definido em CEPEL (2023e) e CEPEL (2023a), a função de custo futuro, FCF, é o valor esperado do custo de operação do uso da água de cada reservatório no fim do horizonte de estudo do modelo. Na literatura é possível encontrar estudos relacionados a função de custo, como em ?? e MURÇA *et al.* (2014). Essa FCF é construída pelo modelo DECOMP, onde o modelo DESSEM consulta a FCF para poder obter o valor da água.

##### Custo futuro a valor presente na função objetivo

Para cada nível de volume do reservatório das usinas hidráulicas, obtém-se o custo futuro por usar essa água. Na figura 4.42 observa-se um exemplo dessa relação entre custo futuro e o volume armazenado. Em condições normais, quanto maior for o volume armazenado, menor será o custo futuro e quanto menor for o armazenamento, maior será o custo de usar essa água. A inclinação da função, que são os coeficientes de cada usina nos cortes, determina o quanto há de variação entre o volume, que depende do turbinamento da usina, e o custo futuro

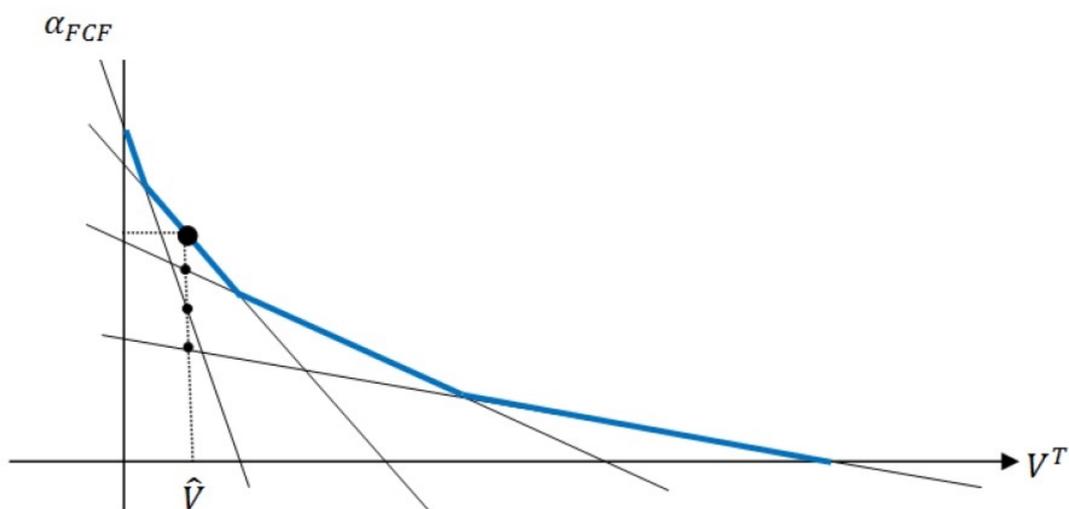


Figura 4.42: Exemplo ilustrativo da função de custo futuro. Fonte: CEPEL (2023b)

Esse gráfico mostra a relação entre o volume armazenado de uma usina, na abscissa, e o custo futuro, na ordenada, considerando os armazenamentos dos outros reservatórios fixados.

A FCF é construída pelo DECOMP, onde é realizado corte para traçar a curva não linear dessa função. Assim, como a função é linear por parte, dado uma quantidade de cortes e para cada ponto de volume armazenado, o modelo deve considerar o maior valor dentre todos os cortes. A função de custo futuro apresentada depende da quantidade de cortes como pode ser observado na equação xxx a seguir.

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0}^k + \sum_{i=1}^{NH} \pi_{FCF,V_i}^k \times V_i^T \quad k = 1, NCUT_{FCF} \quad (4.87)$$

Onde,

$\alpha_{FCF}$  : valor do custo futuro que depende do armazenamento do reservatório

$\pi_{FCF_0}^k$  : termo independente do corte  $k$

$\pi_{FCF,V_i}^k$  : coeficiente do corte  $k$  associado a usina hidrelétrica  $i$

$V_i^T$  : volume armazenado

Assim a FCF é a envoltória dos cortes onde em cada segmento o modelo deve considerar o maior valor de custo associado ao seu volume armazenado. Ainda sobre a figura 4.42, observa-se que há quatro pontos para o volume  $\hat{V}$ , pois nesse exemplo há quatro cortes. Assim, o modelo deve considerar o maior valor como o custo associado a esse volume.

O custo futuro é modelado na função objetivo do problema conforme pode ser observado na equação 4.88 a seguir, onde esse custo foi nomeado como custo 5. Vale ressaltar que esse custo é futuro, enquanto que a função objetivo avalia o custo presente e por esse motivo há a necessidade de trazer esse custo futuro a valor presente.

$$Custo_5 = \frac{\alpha_{FCF}}{(1 + \beta_{tdesc})} \quad (4.88)$$

Onde,

$\beta_{t_{desc}}$  : taxa de desconto para trazer o valor custo futuro a valor presente

### **Ajustes nos valores da água nos cortes da FCF**

Alguns ajustes são necessários quando os valores da água provenientes da FCF construída pelo DECOMP são pouco intuitivos, como valores da água negativos ou valor da água de usinas a montante menor que de usinas a jusantes. Esse fato pode ocorrer devido a penalidades de vertimentos inseridas no modelo DECOMP, com valores da água nulo e reservatório cheio. A seguir estão as três regras atualmente implementadas no modelo:

1. usina com valor da água não negativo e inferior em módulo de 1 real por  $\text{hm}^3$
2. usina de montante com valor da água superior ao da usina a jusante
3. usina de regularização diária, última da cascata e valor da água não negativo

Quando o item 1 ocorre, o modelo considera um valor negativo da água de uma unidade. Já quando o item 2 ocorre, o modelo redefine o valor da água da usina de montante como sendo uma unidade inferior ao valor da água da usina de jusante. E por último, quando o 3 ocorre e estiver sozinha na cascata, esta recebe o valor da água igual a dez centavos por hectômetro cúbico e se existir uma usina a montante, recebe o menor valor da água, em módulo, dessas usinas.

### **4.10.5 Custo de penalidades de violação das restrições**

Penalidades elevadas de violações de restrições são penalidades de valor elevado pelo não atendimento as restrições físicas ou operativas dos componentes do sistema. O tamanho desse valor precisa ser superior aos custos reais do problema de forma a garantir que, dado que possível, o modelo encontre uma solução ótima atendendo as restrições do problema.

## Variáveis de folga

Todas as restrições consideradas pelo modelo, exceto as relacionadas ao UCT, possuem uma variável de folga como pode ser observado na inequação 4.89, sendo  $g(i)$  a representação de uma restrição a ser limitada pelo modelo.

$$g_i + Folga_i \leq Linf_i \quad (4.89)$$

Onde,

$g_i$  : função para representar a restrição  $i$

$Folga_i$  : variável de folga da restrição  $i$

$Linf_i$  : limite inferior da restrição  $i$

As variáveis de folga são definidas como maior ou igual a zero, 4.90, e inicialmente possuem valor nulo dado a existência da restrição 4.91, apresentadas a seguir.

$$Folga_i \in \mathfrak{R}_+ \quad (4.90)$$

$$\sum_{i=1}^{Nrest} Folga_i = 0 \quad (4.91)$$

Onde,

$Nrest$  : número de restrições do problema

O pré solver elimina essas variáveis do problema, dado que todas tem valor nulo e não impactam o problema. O objetivo da existência dessas variáveis de folga é fazer com que o problema seja matematicamente viável. Pois dado que o problema é inviável, o modelo então libera essas variáveis para serem diferentes de zero, ou seja, a restrição 4.91 é retirada do problema, permitindo que essas variáveis sejam diferentes de zero.

Como o uso dessas variáveis de folga gera um custo elevado na função objetivo, o modelo vai usá-las somente para apresentar onde o problema foi inviável. Essa informa-

ção é de grande valia para análises de inviabilidades do problema de programação diária da operação, pois o modelo externaliza todas as inviabilidades a partir do resultado das variáveis de folga, ou seja, as variáveis que são não nulas representam a restrição ao qual foi verificado a impossibilidade do seu atendimento.

### **Definição das penalidades**

O modelo considera restrições físicas e operativas. Restrições físicas seriam balanço hídrico nos reservatórios, evaporação, função de produção, perdas da rede elétrica. E as restrições operativas seriam níveis mínimos dos reservatórios, equação de atendimento a demanda, reserva de potência, limites de fluxos, limites de somatório de fluxos, dentre outros. Essas restrições físicas e operativas serão apresentadas nos capítulos 4.11, 4.12 e 4.13.

Vale ressaltar que as restrições operativas deverão receber um custo de violação inferior aos das restrições físicas, pois na prática essas restrições operativas podem ser fisicamente violadas, diferentemente das restrições físicas. Existem quatro tipos de restrição, conforme lista a seguir:

1. Restrição energética (MW)
2. Restrição em vazão ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
3. Restrição em volume ( $\text{hm}^3$ )
4. Restrição em cota (m)

Onde, 1 representa as equações de demanda dos submercados, geração térmica mínima, reserva de potência, restrição elétrica especial, fluxos em linhas, somatório de fluxos, dentre outros.

Já em 2 representa as defluências mínimas e máximas, vazões em canais, vazões bombeadas, dentre outros.

Em 3 estão as restrições de volume de espera em reservatórios, armazenamento mínimo em reservatórios, dentre outros.

E por último em 4, estão as restrições de cota mínima e máxima em reservatórios, níveis de seção de rios, dentre outros.

### Penalidades e seus respectivos valores

Os valores de penalidade variam de acordo com seu objetivo fim de penalizar sua respectiva restrição. Mas todas as penalidades tomam como base de referência dois tipos de valores:

1. Valor de referência para restrições com base em energia ( $ValRef_{penMWh}$ )
2. Valor de referência para restrições hidráulicas ( $ValRef_{penhm^3}$ )

Em 1 tem-se o valor, (R\$/MWh), que refere-se ao segmento de curva de deficit de custo mais elevado entre todos os submercados. Já em 2 tem-se o valor, (R\$/hm<sup>3</sup>), que é definido com no segmento de curva de deficit de custo mais elevado e da produtividade máxima acumulada ao longo das cascatas. Assim, conforme pode ser observado na equação ??, o valor de referência para restrições hidráulicas fica em função do valor de referência para restrições em energia.

$$ValRef_{penhm^3} = ValRef_{penMWh} \times \overline{pdt_{acum}} \times fator_{unid} \quad (4.92)$$

Onde,

$ValRef_{penMWh}$  Valor de referência para restrições em energia

$ValRef_{penhm^3}$  : Valor de referência para restrições hidráulicas

$\overline{pdt_{acum}}$  : produtividade máxima acumulada

A partir dos valores de referências são calculados as penalidades para restrições em energia e penalidade inicial para restrições hidráulicas, conforme pode ser observado na equações 4.93 e 4.94, respectivamente.

$$PenViol_{MWh} = FatPenal \times [(ValRef_{penMWh} + 1,00R\$/MWh) \times 10] \quad (4.93)$$

$$PenViol_{hm^3} = FatPenal \times [(ValRef_{penhm^3} + 1000,00R\$/MWh) \times 10] \quad (4.94)$$

Onde,

$PenViol_{MWh}$  Penalidade para restrições em energia (R\$/MWh)

$PenViol_{hm^3}$  Penalidade inicial para restrições hidráulicas (R\$/hm<sup>3</sup>)

$FatPenal$  : fator adicional à penalidade para prevenir situações adversas de valores da água muito elevados provenientes do modelo DECOMP. Seu valor default é de 100.

As penalidades de balanço hídrico, evaporação, taxa de enchimento do volume morto, função de produção, rede elétrica, deficit com rede elétrica e restrição de meta podem ser observados nas equações de 4.95 a 4.101, respectivamente.

$$PenViol_{BH} = PenViol_{hm^3} \times 30 \quad (4.95)$$

$$PenViol_{EVAP} = PenViol_{hm^3} \times 10 \quad (4.96)$$

$$PenViol_{VM} = PenViol_{hm^3} \times 10 \quad (4.97)$$

$$PenViol_{FPHA} = PenViol_{MWh} \times 50 \quad (4.98)$$

$$PenViol_{REDE} = \frac{PenViol_{MWh}}{10} \quad (4.99)$$

$$PenViol_{DEF} = PenViol_{MWh} \times 200 \quad (4.100)$$

$$PenViol_{META} = \frac{PenViol_{MWh}}{2} \quad (4.101)$$

Onde,

$PenViol_{BH}$  : penalidade da restrição física de balanço hídrico

$PenViol_{EVAP}$  : penalidade da restrição física de evaporação

$PenViol_{VM}$  : penalidade da restrição física de taxa de enchimento de volume morto

$PenViol_{FPHA}$  : penalidade da restrição física de função de produção hidrelétrica

Para resumir os valores finais de cada penalidade, na figura 4.43, encontra-se cada restrição com seu respectivo valor final com base no valor de referência, onde cada equação deve ser multiplicada por  $10^3$ .

$PenViol_{BH}$	$30 \times (ValRef_{MWh} \times \overline{pdt_{acum}} \times fator + 100)$
$PenViol_{EVAP}$	$10 \times (ValRef_{MWh} \times \overline{pdt_{acum}} \times fator + 100)$
$PenViol_{VM}$	$10 \times (ValRef_{MWh} \times \overline{pdt_{acum}} \times fator + 100)$
$PenViol_{FPHA}$	$50 \times (ValRef_{MWh} \times \overline{pdt_{acum}} \times fator + 100)$
$PenViol_{REDE}$	$0.1 \times (ValRef_{MWh} + 1)$
$PenViol_{DEF}$	$200 \times (ValRef_{MWh} + 1)$
$PenViol_{META}$	$0.5 \times (ValRef_{MWh} + 1)$

Figura 4.43: Resumo das penalidades com seu respectivo valor final com base no valor de referência

### Parcela de custo na Função Objetivo

Na equação 4.102 encontra-se, de forma resumida, a parcela de custo, definida como  $Custo_6$  associada ao uso dessas variáveis de folga pela penalidade a qual se refere. Cada usina terá uma variável de folga para penalizar o balanço hídrico, evaporação, taxa de enchimento de volume morto, FPHA e também cada fluxo, somatório de fluxo, deficit e metas do submercado terão uma variável de folga, conforme apresentado em 4.43.

$$Custo_6 = Folga_i \times PenViol_i \quad (4.102)$$

Onde,

$Folga_i$  : representa a variável de folga da restrição  $i$

$PenViol_i$  : representa a penalização por violação da restrição  $i$ , como apresentado em 4.43

#### 4.10.6 Custo de penalidade pequenas pelo uso de variáveis

Para que o modelo tome decisões operativas alinhadas com a prática na realidade, são inseridas pequenas penalidades para algumas variáveis determinando assim uma hierarquia para o uso dessas variáveis.

##### Definição das penalidades

Essas variáveis de decisão do modelo são conforme pode ser observado na listagem a seguir:

1. Vertimento
2. Intercâmbio
3. Turbinamento

O objetivo da penalidade de vertimento é para caso haja indiferença de custo entre defluir um volume de água ou armazenar no reservatório, que o modelo decida então em armazenar.

Já o objetivo de penalizar o intercâmbio serve para que o modelo não decida fazer trocas de energia entre submercados nos dois sentidos e também para os casos onde não faça diferença de custo de atender uma demanda num submercado gerando no

próprio ou em outro, assim caso o custo seja idêntico, o modelo vai decidir gerar no próprio submercado, como ocorre na prática. E adicionalmente, o objetivo de penalizar o turbinamento é em função da modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas, CEPEL (2007).

Assim, a penalidade de turbinamento é definida contendo um valor maior que o de vertimento, como pode ser visto em 4.10.6, para que se o modelo decidir defluir uma quantidade de água sem geração, que o faça por meio de vertimento e não por turbinamento, como é feito na prática.

### **Penalidades e seus respectivos valores**

As penalidades são de acordo com o que foi explicitado, sendo a penalidade de vertimento tomada como referência para definir as penalidades de intercâmbio e turbinamento, conforme pode ser observado em 4.103, 4.104, e 4.105, a seguir.

$$PenViol_S = 0,002R\$/hm^3 \quad (4.103)$$

$$PenViol_{Int} = \frac{PenViol_S}{10} + 10^{-5} \quad (4.104)$$

$$PenViol_Q = 1,5 \times PenViol_S \quad (4.105)$$

Onde,

$PenViol_S$  : penalidade de vertimento

$PenViol_{Int}$  : penalidade de intercambio

$PenViol_Q$  : penalidade de turbinamento

Na figura 4.44 a seguir, estão os valores finais das penalidades para cada tipo de violação: vertimento, intercambio e turbinamento.

PenViol <sub>VERT</sub>	0,00200 R\$/hm <sup>3</sup>
PenViol <sub>INTERC</sub>	0,00021 R\$/hm <sup>3</sup>
PenViol <sub>TURB</sub>	0,00300 R\$/hm <sup>3</sup>

Figura 4.44: Resumo das penalidades com seu respectivo valor final. Fonte: CEPTEL (2023b)

Assim, observa-se que o valor dessas penalidades são de magnitude muito baixa, ratificando assim que o objetivo é de apenas para induzir o modelo a fazer a operação conforme ocorre na prática, sem afetar a decisão econômica relacionado aos despachos das usinas.

#### Parcela de custo na Função Objetivo

A partir dos valores das penalidades apresentadas em 4.10.6, obtém-se a parcela de custo que entra na função objetivo, conforme

$$Custo_7 = S_i^t \times PenViol_S + Int_{ij}^t \times PenViol_{Int} + Q_i^t \times PenViol_Q \quad (4.106)$$

#### 4.10.7 Função objetivo

A função objetivo do problema da programação diária da operação a ser resolvido é a soma de todos os custos que foram apresentados nesse capítulo.

$$FO = \sum_{i=1}^{N_{custos}} Custos_i \quad (4.107)$$

Onde,

$N_{custos}$  : número total de parcelas de custos que entram na função objetivo

Trazendo todas as parcelas de custos apresentadas: geração por unidade em 4.66, partida das unidades em 4.81, importação e exportação de energia em 4.85, déficit de energia em 4.86, custo da água a partir da função de custo futuro em 4.88, penalidade elevadas por violações de restrições físicas e operativas em 4.102 e por último as penalidades reduzidos em 4.106, tem-se a função objetivo do PDO conforme apresentado na equação 4.108 a seguir.

$$\begin{aligned}
FO = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nunid_t} ct_i^t gt_i^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nunid_t} cst_i^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eci_i^t - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Ece_i^t \\
& + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} (cdf_{i,k}^t)(Def_{i,k}^t) + \frac{\alpha_{FCF}}{(1 + \beta_{tdesc})} + Folga_i \times PenViol_i \\
& + S_i^t \times PenViol_S + Int_{ij}^t \times PenViol_{Int} \\
& + Q_i^t \times PenViol_Q
\end{aligned} \tag{4.108}$$

Ratificando que o problema é de minimização, ou seja, o modelo vai decidir o ótimo global considerando o menor custo total, sujeito as restrições do PDO.

## 4.11 Restrições Operativas Sistêmicas

As restrições operativas sistêmicas são aquelas as quais mais de uma entidade afeta o sistema. Nos capítulos subseqüentes serão detalhados cada restrições operativa de acordo com a lista a seguir.

1. Atendimento à demanda 4.11.1
2. Reserva de potência 4.11.2

3. Restrições elétricas especiais 4.11.3

4. Restrições de meta de geração térmica ou intercâmbio 4.11.4

### 4.11.1 Atendimento à demanda por submercado

Atendimento à demanda por submercado é a restrição que relaciona as formas de geração de energia, contratos e intercâmbios para o atendimento a demanda para cada período de cada submercado, conforme equação 4.109.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SPQ_k}} G_{PQ_i}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eci_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Ece_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SEOL_k}} G_{eoli}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{SSOL_k}} G_{solar_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{ki}^t) + \sum_{i=1, ndc_k^t} Defc_{i,k}^t = D_k^t \quad (4.109)
\end{aligned}$$

Onde,

$\Omega_{SH_k}$  : conjunto de usinas hidrelétricas do submercado  $k$

$\Omega_{ST_k}$  : conjunto de unidades termelétricas do submercado  $k$

$\Omega_{SEB_k}$  : conjunto de estações de bombeamento do submercado  $k$

$\Omega_{SPQ_k}$  : conjunto de pequenas usinas do submercado  $k$

$\Omega_{SCI_k}$  : conjunto de contratos de importação do submercado  $k$

$\Omega_{SCE_k}$  : conjunto de contratos de exportação do submercado  $k$

$\Omega_{SEOL_k}$  : conjunto de usinas eólicas do submercado  $k$

$\Omega_{SSOL_k}$  : conjunto de usinas solares do submercado  $k$

$\Omega_{SI_k}$  : conjunto de intercâmbios do submercado  $k$

Quando o caso não possui rede elétrica a demanda é definida por submercado. Já quando o caso possui rede elétrica, a demanda de cada submercado,  $D_k^t$ , é composto pelo

somatório das cargas,  $d_i^t$ , em cada barra  $i$  no conjunto  $\Omega_{SB_k}$  de barras que pertencem ao submercado  $k$  no período  $t$ , conforme a equação 4.110 a seguir.

$$D_k^t = \sum_{i \in \Omega_{SB_k}} d_i^t \quad (4.110)$$

### 4.11.2 Reserva de potência

A reserva de potência é a folga que o modelo deve deixar entre a capacidade de geração e o valor que o modelo pode gerar com essas usinas hidráulicas ou térmicas. Ou seja, a reserva de potência vai limitar o quanto aquela usina ou área de controle irá poder gerar. Essa reserva existe para garantir que caso haja alguma necessidade pontual de aumentar a geração de energia, essa geração possa ser feita utilizando essa reserva de energia.

#### Reserva de Potência positiva por usina

Na equação 4.111 apresenta-se a restrição de reserva de potência por usina hidrelétrica, por período, limitando sua geração de acordo com sua geração máxima e a reserva fornecida via dados de entrada.

$$\overline{GH}_i^t - GH_i^t \geq RH_i^t \quad (4.111)$$

Onde,

$RH_i^t$  : reserva de potência da usina hidráulica  $i$  no período  $t$

Assim, a geração de cada usina,  $GH_i^t$ , será limitada pela diferença entre a geração máxima e a sua respectiva reserva de potência, como pode ser observado na equação 4.112, a qual foi construída com base na equação 4.111.

$$GH_i^t \leq \overline{GH}_i^t - RH_i^t \quad (4.112)$$

Já na equação 4.113, tem-se a restrição de reserva de potência por usina termelétrica, por período, limitando sua geração de acordo com sua geração máxima e a reserva fornecida via dados de entrada.

$$\overline{GT}_i^t - \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t \geq Rt_i^t \quad (4.113)$$

Onde,

$Rt_i^t$  : reserva de potência da usina térmica  $i$  no período  $t$

$nt_i$  : número de unidades da usina termelétrica  $i$

Da forma que foi apresentado para usinas hidráulicas, a geração das usinas térmicas, ou seja, o somatório da geração das unidades que pertençam, serão limitadas pela diferença entre a geração máxima da usina e a sua respectiva reserva de potência, como pode ser observado na equação 4.114, foi construída com base na equação 4.113.

$$\sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t \leq \overline{GT}_i^t - Rt_i^t \quad (4.114)$$

### Reserva de Potência positiva por área de controle

A reserva de potência por área de controle é a reserva que as usinas hidrelétricas, térmicas e intercâmbio, que pertençam a uma determina área de controle, devem garantir de acordo com o valor de dado de entrada dessa reserva. Na equação 4.115 pode ser observada a restrição que garante essa reserva de potência por período para cada área de controle.

$$\sum_{i \in \Omega_{ACH_k}} (\overline{GH}_i^t - GH_i^t) + \sum_{i \in \Omega_{ACT_k}} (\overline{GT}_i^t - \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t) + \sum_{i \in \Omega_{ACI_k}} (\overline{Int}_{i,j}^t - Int_{i,j}^t) \geq RAC_k^t \quad (4.115)$$

Onde,

$NAC$  : número total de áreas de controle

$k$  : índice que define a área de controle, variando de 1 até  $NAC$

$\Omega_{ACH_k}$  : conjunto de usinas hidrelétricas que estejam na área de controle  $k$

$\Omega_{ACT_k}$  : conjunto de usinas termelétricas que estejam na área de controle  $k$

$\Omega_{ACI_k}$  : conjunto de intercâmbios que estejam na área de controle  $k$

$RAC_k^t$  : reserva de potência da área de controle  $k$

De forma análoga que foi feita na externalização das reservas de potências apresentadas em 4.112 e 4.114, a equação 4.116 é apresentada para facilitar o entendimento da restrição de reserva por área de controle, colocando as variáveis de decisão modelo do lado esquerdo.

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_{ACH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ACT_k}} \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t + \sum_{i \in \Omega_{ACI_k}} Int_{i,j}^t \leq \\ \sum_{i \in \Omega_{ACH_k}} \overline{GH}_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ACT_k}} \overline{GT}_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ACI_k}} \overline{Int}_{i,j}^t - RAC_k^t \end{aligned} \quad (4.116)$$

### 4.11.3 Restrições elétricas especiais

As restrições elétricas especiais tem por objetivo representar problemas de transmissão, sobrecargas, controle de tensão ou suporte de reativo. Conforme pode ser observado na equação 4.117, as restrições são as somas ponderadas injeções de potência de determinadas usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas, solares ou intercâmbios, tendo os seus limítrofes superiores e inferiores definidos pela restrição elétrica especial,  $RE$ .

$$\begin{aligned}
\overline{RE}_j^t &\leq \sum_{i \in \Omega_{REH}_j} k_{REH_{i,j}} \times GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{RET}_j} k_{RET_{i,j}} \times GT_i^t + \sum_{i \in \Omega_{REI}_j} k_{REI_{i,j}} \times Int_{i,j}^t \\
&+ \sum_{i \in \Omega_{RECI}_j} k_{RECI_{i,j}} \times Eci_i^t + \sum_{i \in \Omega_{RECE}_j} k_{RECE_{i,j}} \times Ece_i^t \\
&+ \sum_{i \in \Omega_{REEO}_j} k_{REEO_{i,j}} \times Geol_i^t + \sum_{i \in \Omega_{RESO}_j} k_{RESO_{i,j}} \times Gsol_i^t \\
&\leq \overline{RE}_j^t
\end{aligned} \tag{4.117}$$

Onde,

$NRE$  : número total de restrições elétricas especiais

$j$  : índice que define o número da restrição elétrica especial

$\overline{RE}_j^t$  : limítrofe superior da restrição elétrica especial  $j$  no período  $t$

$\underline{RE}_j^t$  : limítrofe inferior da restrição elétrica especial  $j$  no período  $t$

$\Omega_{REH}_j$  : conjunto de usinas hidrelétricas que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{REH_{i,j}}$  : fatores associados a usina hidrelétrica  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{RET}_j$  : conjunto de usinas termelétricas que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{RET_{i,j}}$  : fatores associados a usina térmica  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{REI}_j$  : conjunto de intercâmbios que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{REI_{i,j}}$  : fatores associados ao intercâmbio  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{RECI}_j$  : conjunto de contratos de importação que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{RECI_{i,j}}$  : fatores associados ao contrato de importação  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{RECE_j}$  : conjunto de contratos de exportação que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{RECE_{i,j}}$  : fatores associados ao contrato de exportação  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{REEO_j}$  : conjunto de usinas eólicas que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{REEO_{i,j}}$  : fatores associados a usina eólica  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

$\Omega_{RESO_j}$  : conjunto de usinas solares que pertençam a restrição elétrica especial  $j$

$k_{RESO_{i,j}}$  : fatores associados a usina solar  $i$  da restrição elétrica especial  $j$

Logo, cada restrição elétrica especial terá um conjuntos de usinas, intercâmbios e contrato associados com seus respectivos fatores para impactar a restrição, limitando assim o somatório de todo esse conjunto de elementos.

#### 4.11.4 Restrições de meta geração térmica ou intercâmbio

O acoplamento feito de forma oficial é com o modelo DECOMP, onde este constrói a FCF e o modelo DESSEM faz a consulta. No entanto, podem ser inseridas restrições de meta de geração térmica, como pode ser observado em 4.118, ou seja, para cada usina térmica é definido no dado de entrada quanto que aquele determinada usina terá que gerar ao longo de todo o período de estudo.

$$\sum_{t=1}^T GT_i^t + (\Delta_{META_{GT,inf_i}} - \Delta_{META_{GT,sup_i}}) = META_{GT_i} \quad (4.118)$$

Onde,

$\Delta_{META_{GT,inf_i}}$  : desvios para baixo ocorridos com relação às metas de geração térmicas determinadas

$\Delta_{META_{GT,sup_i}}$  : desvios para cima ocorridos com relação às metas de geração térmicas determinadas

$META_{GT_i}$  : meta de geração térmica da usina  $i$  para todo o período

Já com relação ao intercâmbio, haverá a restrição de meta de intercâmbio, como observado em 4.119. Assim, é estipulado a priori o valor total de intercâmbio que deve ocorrer ao longo do período de estudo.

$$\sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{I_i}} (Int_{s,i}^t - Int_{i,s}^t (\Delta_{META_{I_i,inf_i}} - \Delta_{META_{I_i,sup_i}})) = META_{I_i} \quad (4.119)$$

Onde,

$\Omega_{I_i}$  : conjunto de intercâmbios relacionados a meta  $i$

$\Delta_{META_{I_i,inf_i}}$  : desvios para baixo ocorridos com relação às metas de geração térmicas determinadas

$\Delta_{META_{I_i,sup_i}}$  : desvios para cima ocorridos com relação às metas de geração térmicas determinadas

$META_{I_i}$  : meta de geração térmica da usina  $i$  para todo o período

No apêndice B serão apresentados alguns estudos relacionados ao caso toy, onde serão apresentados a análise de alguns resultados usando essa funcionalidade que o modelo pode considerar.

## 4.12 Restrições Operativas da Rede Elétrica

Existem outras restrições relacionadas a rede elétrica que devem ser consideradas além do que já foi descrito no capítulo 4.9, conforme lista a seguir:

1. Atendimento à demanda por barra (4.12.1)
2. Atendimento à demanda por ilha elétrica (4.12.2)
3. Restrições de limite de fluxo nas linhas (4.12.3)
4. Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas (4.12.4)
5. Restrições de segurança por tabela (4.12.5)

6. Restrições de segurança lineares por partes (LPP) (4.12.6)
7. Restrições de reserva de potência para inequações de fluxo (4.12.7)
8. Restrições para variações nos fluxos dos circuitos (4.12.8)

Todas as restrições citadas acima serão detalhadas nos capítulos a seguir, onde serão descritos o porquê da sua respectiva existência e formulação matemática.

#### 4.12.1 Atendimento à demanda por barra

Quando o caso em questão não possui rede elétrica, a demanda é definida para cada submercado por período. Já quando há rede elétrica, as cargas são definidas em barras específicas definidas nos dados de entrada. Conforme equação 4.120, a injeção líquida numa barra é a diferença entre a geração e a carga nesta barra.

$$p_i^t = gb_i^t - d_i^t \quad (4.120)$$

Onde,

$p_i^t$  : injeção líquida de carga na barra  $i$  no período  $t$

$gb_i^t$  : geração na barra  $i$  no período  $t$

Essas injeções líquidas,  $p$ , se relacionam com os ângulos na barra e susceptância na rede conforme equação 4.121 a seguir.

$$[p] = [B][\theta] \quad (4.121)$$

Onde,

$\theta$  : ângulos nas barras

$B$  : matriz de susceptância da rede

Dessa forma, sabendo-se os valores das injeção líquidas, geração subtraída da carga,  $p$ , tem-se os ângulos nas barras. A partir dos ângulos nas barras, calcula-se os fluxos

em cada linha com seus respectivos fatores de participação, conforme descrição mais detalhada no capítulo 4.12.3 a diante.

#### 4.12.2 Atendimento à demanda por ilha elétrica

Uma ilha elétrica pode ser criada já no início do período ou ao longo do tempo do caso. Ilha elétrica é uma região que não está conectada ao restante da malha da rede elétrica. Isso ocorre quando um ou mais subconjuntos de barras ficam isoladas do restante da rede seja por questões construtivas ou por alguma exclusão de uma linha de transmissão do caso em determinado período fazendo com que àquela região que estava conectada passa a ficar isolada.

Essa ilha elétrica possui carga em determinadas barras e o modelo deve considerar essa ilha como se fosse um mundo a parte e portanto deve conter uma restrição de atendimento a demanda específico por ilha, dado que toda carga deve ser atendida, mesmo no caso das ilhas. Assim, a equação 4.122 relacionada todas as restrições de atendimento a demanda como apresentado em 4.11.1, mas nessa restrição ao invés de ser por submercado, por ilha elétrica.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in \Omega_{IH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{IT_k}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{IEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i \in \Omega_{IPQ_k}} G_{PQ_i}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{ICI_k}} Eci_i^t - \sum_{i \in \Omega_{ICE_k}} Ecc_i^t + \sum_{i \in \Omega_{IEOL_k}} G_{eol_i}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{ISOL_k}} G_{solar_i}^t + \sum_{i=1, ndc_k^t} Defc_{i,k}^t = D_{I_k}^t
\end{aligned} \tag{4.122}$$

Onde,

$\Omega_{IH_k}$  : conjunto de usinas hidrelétricas da ilha  $k$

$\Omega_{IT_k}$  : conjunto de unidades termelétricas da ilha  $k$

$\Omega_{IEB_k}$  : conjunto de estações de bombeamento da ilha  $k$

$\Omega_{IPQ_k}$  : conjunto de pequenas usinas da ilha  $k$

$\Omega_{ICI_k}$  : conjunto de contratos de importação da ilha  $k$

$\Omega_{ICE_k}$  : conjunto de contratos de exportação da ilha  $k$

$\Omega_{IEOL_k}$  : conjunto de usinas eólicas da ilha  $k$

$\Omega_{ISOL_k}$  : conjunto de usinas solares da ilha  $k$

A variável  $D_{I_k}^t$ , é composta pelo somatório das cargas,  $d_i^t$ , em cada barra  $i$  no conjunto  $\Omega_{IB_k}$  de barras que pertencem ao submercado  $k$  no período  $t$ , conforme a equação 4.123 a seguir.

$$D_{I_k}^t = \sum_{i \in \Omega_{IB_k}} d_i^t \quad (4.123)$$

Assim, para cada ilha elétrica a equação de atendimento a demanda deverá ser respeitada atendendo a sua respectiva carga a partir da geração do subconjunto de usinas que estejam dentro dessa ilha.

### 4.12.3 Restrições de limite de fluxo nas linhas

A partir da injeção líquida, 4.120, representa a soma de geração de todas as usinas que estão alocadas na sua respectiva barra  $i$ , retirada a o consumo nas estações de bombeamento e cargas conectadas na barra. A partir dos ângulos obtidos em função dessas injeções líquidas, tem-se os fatores de participação  $k_{B_i}^l$ . Esses fatores de participação são referentes para cada geração ou carga de cada barra  $i$  no fluxo da linha  $l$ , como descrito em MONTICELLI (1983) e DINIZ *et al.* (2002). Assim, os fluxos nas linhas são estão em função das variáveis de decisão do problema de otimização e adicionalmente não há necessidade de incluir variáveis relacionadas aos ângulos da barra para inserir as restrições de limite de fluxo, como pode ser observado na inequação xxx a seguir.

$$\begin{aligned}
& -\bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l \times d_i^t \leq \\
& \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l \left[ \sum_{j \in \Omega_{BH_i}} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BT_i}} gt_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BEB_i}} Cons_{EB_j} Eb_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BPQ_j}} G_{PQ_j}^t \right. \\
& \left. + \sum_{j \in \Omega_{BCI_j}} Eci_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BCE_j}} Ece_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BEOL_j}} G_{eol_j}^t + \sum_{j \in \Omega_{BSOL_j}} G_{solar_j}^t \right] \\
& \leq \bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l \times d_i^t \tag{4.124}
\end{aligned}$$

Onde,

$\Omega_{BH_i}$  : conjunto de usinas hidrelétricas conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BT_i}$  : conjunto de unidades termelétricas conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BEB_i}$  : conjunto de estações de bombeamento conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BPQ_i}$  : conjunto de pequenas usinas conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BCI_i}$  : conjunto de contratos de importação conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BCE_i}$  : conjunto de contratos de exportação conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BEOL_i}$  : conjunto de usinas eólicas conectadas a barra  $i$

$\Omega_{BSOL_i}$  : conjunto de usinas solares conectadas a barra  $i$

Dessa forma, o fluxo na linha  $l$  será determinado pela diferença entre a geração e a carga, multiplicada pelo fator de participação, conectada a barra  $i$ .

#### 4.12.4 Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas

Há restrições que limitam o quanto pode ter de fluxo em determinadas linhas, ou seja, restrições de limites do somatório de fluxo de determinadas linhas. A formulação matemática dessas restrições também conhecidas como DREF ou restrições de segurança estática (security constraints,  $SC$ ), estão definidas em 4.125 que relaciona o somatório dos fluxos nas linhas com seu limítrofe superior e em 4.126 que relaciona com seu limite

inferior para todo  $i$  pertencendo a  $\Omega_{SC}$ .

$$\sum_{l \in \Omega_{SCL_i}} k_{SCL_i^l} \times f_l^t - \sum_{b \in \Omega_{SCB_i}} k_{SCB_i^b} \times g_b^t \geq \underline{SC}_i^t + \sum_{b \in \Omega_{SCB_i}} k_{SCB_i^b} \times d_b^t \quad (4.125)$$

Onde,

$\Omega_{SC}$  : conjunto das restrições de segurança estática

$\Omega_{SCL_i}$  : conjunto das linhas pertencentes a restrição de segurança estática  $i$

$k_{SCL_i^l}$  : fator associado a linha pertencente ao conjunto  $\Omega_{SCL_i}$  da restrição de segurança  $i$

$\Omega_{SCB_i}$  : conjunto das barras pertencentes a restrição de segurança estática  $i$

$k_{SCB_i^b}$  : fator associado a barra pertencente ao conjunto  $\Omega_{SCB_i}$  da restrição de segurança  $i$

$\underline{SC}_i^t$  : limite inferior da restrição de segurança estática  $i$  no período  $t$

Assim, o somatório dos fluxos nas linhas dessa restrição deve ser maior ou igual ao limítrofe inferior definido na dado de entrada somado da demanda e reduzido da sua respectiva geração associada as barras dessa restrição.

Já para a relação para com o limítrofe superior, tem-se a seguinte inequação que pode ser observada a seguir.

$$\sum_{l \in \Omega_{SCL_i}} k_{SCL_i^l} \times f_l^t + \sum_{b \in \Omega_{SCB_i}} k_{SCB_i^b} \times g_b^t \leq \overline{SC}_i^t + \sum_{b \in \Omega_{SCB_i}} k_{SCB_i^b} \times d_b^t \quad (4.126)$$

Onde,

$\overline{SC}_i^t$  : limite superior da restrição de segurança estática  $i$  no período  $t$

Assim, o somatório dos fluxos nas linhas dessa restrição deve ser menor ou igual ao limítrofe superior definido na dado de entrada somado da demanda e reduzido da sua respectiva geração associada as barras dessa restrição.

#### 4.12.5 Restrições de segurança por tabela

Restrições de segurança elétrica ou restrições elétricas especiais dinâmicas por tabela ou como é mais conhecida: restrições de segurança por tabela, são limites definidos no dado de entrada somatório de fluxos que dependem das condições de contorno operativas do sistema.

Cada restrição de segurança por tabela possui uma quantidade  $n$  de parâmetros denominadas de controladoras, pois são elas que dado seu valor operativo definirão qual será o limite da sua respectiva DREF.

Os parâmetros dessas restrições de segurança podem ser pré definido, como demanda num submercado ou podem, como na maioria dos casos, serem de um fluxo ou outro DREF. Portanto, a decisão operativa que o modelo irá encontrar para minimizar o custo total de operação, impactará no ponto ao qual a tabela irá ser definida.

Conforme CEPEL (2023b), na figura 4.45 a seguir, tem-se um exemplo de uma restrições de segurança por tabela. Como pode ser observado essa restrição possui três parâmetros.

Faixa de Recebimento/ Exportação Norte (RN/Exp_N)	LIMITES DE RNE (MW)					
	Carga NE <10500		10500 ≤ Carga NE < 12000		Carga NE ≥ 12000	
	(F) = Somatório do fluxo na transformação 500/230 kV de Igaporã III, no sentido de 230 kV de Igaporã III, no sentido de 230 kV para o 500 kV e do fluxo na LT 230 kV Igaporã II/ Bom Jesus da Lapa II, no sentido de Igaporã II para Bom Jesus da Lapa II					
	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1050
Exp_N ≥ 5000		40% da carga NE	4400 (1)	4300 (1)	4400	4300
4000 ≤ Exp_N < 5000			4300 (1)	4300 (1)	4300	4300
3000 ≤ Exp_N < 4000	40% da carga NE	4200 (1)	4200 (1)	4200 (1)	4200	4200
2000 ≤ Exp_N < 3000		4100 (1)	4100	4100	4100	4100
1000 ≤ Exp_N < 2000		3900 (1)	4000	3900	4000	3900
0 ≤ Exp_N < 1000	4100 (1)	3600 (1)	4000	3900	4000	3900
0 < RN ≤ 500	3900 (1)	3300 (1)	4000	3500	4000	3500
500 ≤ RN < 1000	3600 (1)	3000 (1)	3800	3200	4000	3300
1000 ≤ RN < 1500	3200 (1)	2700 (1)	3400	2900	3600	2900

Figura 4.45: Exemplo de restrição de segurança por tabela. Fonte: CEPEL (2023b)

Assim, as 3 variáveis controladoras: faixa de recebimento/exportação do Norte, somatório de fluxo de algumas linhas e a carga no nordeste vão definir qual será o limite

a ser dado a variável controlada, RNE. Dependendo da condição de contorno da decisão operativa, tem-se um limite diferente para a variável controlada.

Por exemplo: supondo a carga do nordeste de 11.000 MW e dado que o modelo decidiu que a exportação do Norte foi de 800 MW e o somatório de fluxo da DREF controladora de 700 MW, tem-se que o limite da RNE é de 3.200 MW.

Atualmente, o modelo insere essas restrições de forma iterativa. Ou seja, inicialmente o modelo toma sua decisão sem o conhecimento que as restrições de segurança por tabela existem. Após a execução do caso, o modelo avalia dado a decisão operativa qual foi o limite que seria imposto pela tabela. Se a variável controlada, fluxo ou DREF, tiver um valor inferior ao que seria imposto, nada é feito. No entanto, quando seu valor é superior ao que seria o seu limite, o modelo insere a restrição de limite para essa variável determinada nessa iteração e roda novamente o caso.

Esse processo iterativo é feito até que haja a convergência do caso, o qual ocorre na maioria das vezes numa quantidade inferior a cinco iterações. Na figura 4.46 a seguir o processo iterativo de verificação ao atendimento a restrição de segurança por tabela é ilustrado para melhor entendimento.

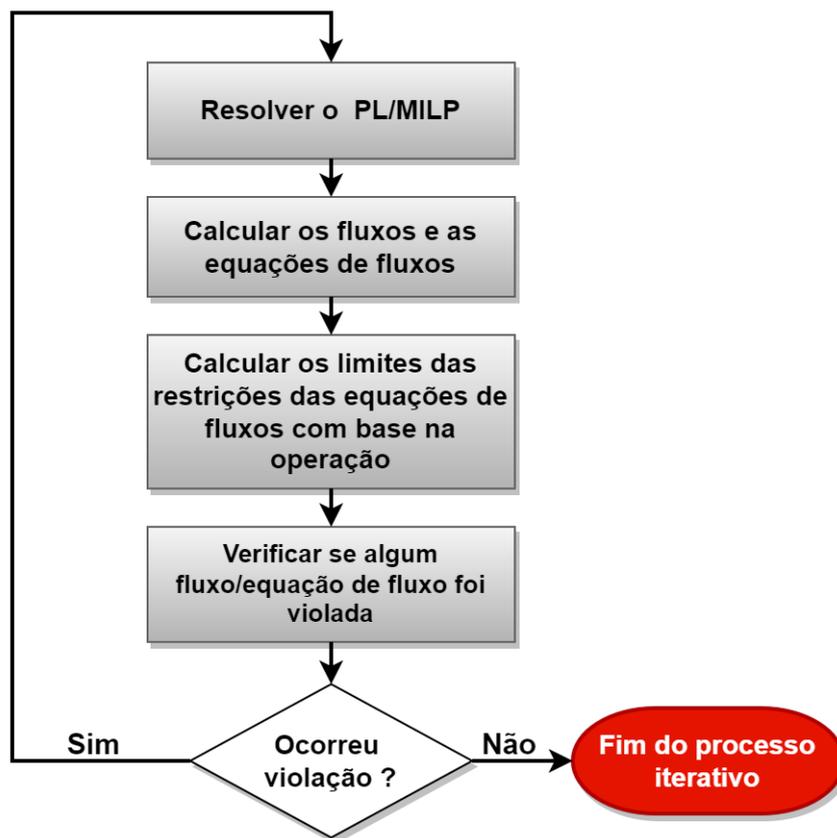


Figura 4.46: Fluxograma do processo iterativo da verificação do atendimento às restrições de segurança por tabela. Fonte: CEPEL (2023b)

Está em atual desenvolvimento a avaliação da inserção dessas restrições ao invés de forma iterativa, dentro da formulação matemática via programação linear inteira mista. O procedimento atual pode ser também consultado pelo manual de usuário do DESSEM, CEPEL (2023c) e também nos procedimentos de rede do ONS, ONS (2023c).

#### 4.12.6 Restrições de segurança lineares por partes (LPP)

As restrições de segurança lineares por partes, LPP, são restrições que possuem um comportamento para valores de limites de restrições dinâmicas que podem ser representadas por funções lineares por parte. Dessa forma os limites das equações de somatório de fluxo apresentado em 4.126 passa a ser uma variável de decisão do modelo. Assim, a

formulação passa a ser conforme apresentado em 4.127 e 4.128, onde a primeira relaciona a variável relacionada a restrição de segurança estática e a geração, fluxo e demanda; e a segunda representa as funções lineares por parte.

$$SC_i^t = \sum_{b \in \Omega_{SCB}_i} k_{SCB}_i^b \times g_b^t + \sum_{l \in \Omega_{SCL}_i} k_{SCL}_i^l \times f_l^t - \sum_{b \in \Omega_{SCB}_i} k_{SCB}_i^b \times d_b^t \quad (4.127)$$

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP}_i^t} \leq k_{SCLPP_{O_i^k}} + k_{SCLPP_{P_i^k}} \times VP_{SCLPP_i^t} \quad (4.128)$$

Onde,

$\Omega_{SC}$  : conjunto das restrições de segurança estática

Essas restrições lineares por parte podem ser observadas conforme a figura 4.47 ilustra a seguir, onde nesse exemplo há cinco funções lineares para representar essa restrição de segurança.

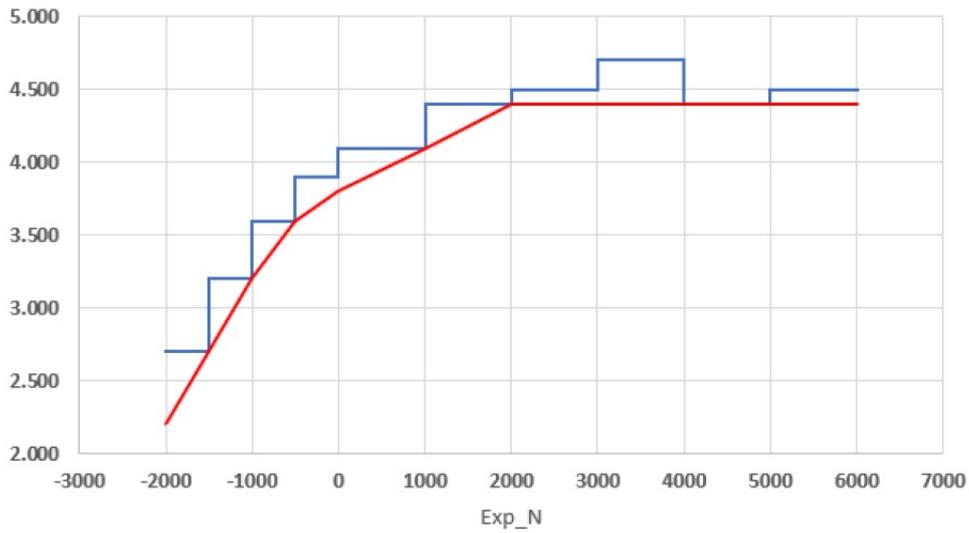


Figura 4.47: Exemplificação de restrição de segurança aproximada por funções lineares por parte. Fonte: CEPEL (2023b)

Vale ressaltar que diferente da restrição de segurança por tabela, 4.12.5, a restrição

de segurança por LPP não necessita de processo iterativo dado que o limite a ser definido pela LPP entra diretamente na construção do PL a ser resolvido e assim é uma decisão do modelo e portanto a despacho ótimo será otimizado já considerando essas restrições impostas.

#### 4.12.7 Restrições de reserva de potência para inequações de fluxo

A reserva de potência elétrica tem por objetivo inserir uma folga de redução de geração para inequações de fluxo. Essa restrição definida a seguir em 4.129, pode limitar ainda mais as restrições de segurança definidas em 4.125 e 4.126.

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP_i^t}} - RPE_i^t \quad (4.129)$$

Onde,

$RPE_i^t$  : reserva de potência elétrica referente a restrição de segurança  $i$  no período  $t$

#### 4.12.8 Restrições de rampa para variações nos fluxos dos circuitos

As variações nos fluxos de uma restrição de segurança precisa respeitar a rampa definida no dado de entrada. Na equação 4.130 a seguir tem-se essa restrição que relaciona a variação  $\Delta SC_i^t$  e a diferença de fluxos da restrição de segurança,  $SC_i^t$ .

$$-\underline{\Delta SC_i^t} \leq [SC_i^t - SC_i^{t-1}] \leq \overline{\Delta SC_i^t} \quad (4.130)$$

Onde,

$\underline{\Delta SC_i^t}$  : limítrofe máximo de rampa de decréscimo da restrição de segurança  $i$  no período  $t$

$\overline{\Delta SC_i^t}$  : limítrofe máximo de rampa de acréscimo da restrição de segurança  $i$  no período  $t$

## 4.13 Restrições Operativas para Usinas Hidrelétricas

O presente capítulo tem por objetivo apresentar as restrições operativas para as usinas hidrelétrica que atualmente o modelo representa, conforme enumeração a seguir.

1. Retirada de água para outros usos, 4.13.1
2. Enchimento de volume morto, 4.13.2
3. Restrições de controle de nível em seções de rio, 4.13.3
4. Volume de espera para controle de cheias, 4.13.4
5. Restrição de vazão máxima no canal, 4.13.5
6. Restrições de manutenção de unidades e estações, 4.13.6
7. Restrições operativas de limítrofes diversos, 4.13.7
8. Restrições operativas de variação, 4.13.8

### 4.13.1 Retirada de água para outros usos

A retirada água para outros usos consiste na saída de água a montante do reservatório para usos como abastecimento para população da região, irrigação, dentre outros. Essa retirada impacta o balanço hídrico da usina conforme foi apresentado em 4.20, onde  $Q_{out_i}^t$  representa o uso dessa água da usina  $i$  no período  $t$  retirando assim água do volume armazenado do reservatório dessa usina.

### 4.13.2 Enchimento de volume morto

O volume morto corresponde ao volume do reservatório ao qual a usina não consegue usar essa água por questões físicas da altura ao qual o reservatório se encontra.

O enchimento de volume morto é representado por uma variável de vazão mínima, denominada  $Q_{ench_i}^t$ . Assim, o modelo define, para as usinas que estão enchendo o volume morto, metas de volume mínimos para garantir que a vazão mínima seja respeitada até que o reservatório chegue no seu volume mínimo operativo.

Além disso, o modelo também considera uma vazão de descarga de fundo,  $Q_{desc_i}^t$ . Essa vazão tem por objetivo garantir que haja a afluência necessária para usina a jusante que esteja enchendo o volume morto.

Dessa forma, a equação 4.131 a seguir representa essa relação entre as vazões de enchimento de volume morto e descarga de fundo na equação de balanço hídrico de uma usina que esteja enchendo seu volume morto. A equação é similar a que foi apresentada no balanço hídrico da usina no capítulo 4.4.6, no entanto do lado esquerdo tem-se a vazão total a ser atendida para encher o volume morto e do lado direito tem-se as mesmas variáveis de 4.20, exceto as variáveis de decisão da própria usina como turbinamento, vertimento, desvio, evaporação e outros usos, dado que a usina não está em operação.

$$\begin{aligned}
 Q_{ench_i}^t + Q_{desc_i}^t = & \zeta^t \left[ (I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) \right. \\
 & \left. + \sum_{j \in M_{dv_i}} Q_{dv_j}^t + \sum_{j \in M_{eb_i}} Q_{b_j}^t + \sum_{j \in M_{ch_i}} Q_{ch_{ji}}^t) - \left( \sum_{j \in J_{eb_i}} Q_{b_j}^t \right) \right] \quad (4.131)
 \end{aligned}$$

Onde,

$Q_{ench_i}^t$  : vazão mínima para enchimento do volume morto da usina  $i$  no período  $t$

$Q_{desc_i}^t$  : vazão de descarga de fundo da usina  $i$  no período  $t$

Ressalta-se que não há a vazão de evaporação quando a usina está enchendo o volume

morto pelo fato de que o volume do reservatório se encontra muito baixo e o polinômio cota-volume não está calibrado para esse montante.

### 4.13.3 Restrições de controle de nível em seções de rio

Existem restrições operacionais que regulam o nível de seções de rios. Há restrições que necessitam de um controle da altura ou da variação da altura da seção do rio. As restrições de variação podem ser horária ou diária, ou seja, o modelo deverá respeitar uma variação da altura da seção do rio em uma hora e/ou em um dia num horizonte rolante.

Um exemplo prático que existe atualmente é a área de confluência dos rios Iguaçu, Paraná, Acaray e Monday na fronteira entre os países Brasil, Argentina e Paraguai. O nome dado para essa área de confluência é de Régua 11, R-11. As restrições associadas a R-11 são tanto horárias quanto diárias. Atualmente, de acordo com o dado de entrada, o modelo deve respeitar uma variação horária de  $0,50m$  e uma variação das últimas 24 horas de  $2,00m$ . Na figura 4.48 a seguir, tem-se o esquema dessa região.

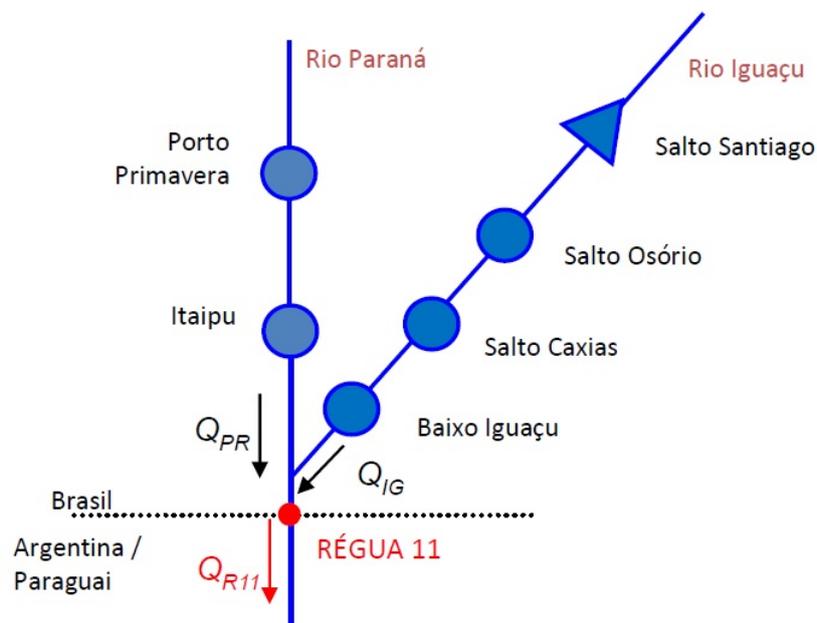


Figura 4.48: Esquema da confluência dos rios na régua 11. Fonte: CEPEL (2023b)

A formulação matemática para atender a essa restrição de seção de rio relaciona vazão do rio com sua respectiva altura ou variação, conforme pode ser observado em 4.132, 4.133 e 4.134 a seguir.

$$Q_{SR_i}^t = \sum_{j \in M_{sr_i}} k_{MSR_i}^j \times (Q_j^t + S_j^t) \quad (4.132)$$

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^h} \leq \Delta h_{SR_i}^h = h_{SR_i}^t - h_{SR_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^h} \quad (4.133)$$

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^d} \leq \Delta h_{SR_i}^d = h_{SR_i}^t - h_{SR_i}^{t-24} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^d} \quad (4.134)$$

Onde,

$Q_{SR_i}^t$  : vazão defluente na seção do rio  $i$  no período  $t$

$M_{sr_i}$  : conjunto de usinas imediatamente a montante da seção de rio  $i$

$k_{MSR_i}^j$  : contribuição da usina  $j$  à montante da seção de rio  $i$

$\Delta h_{SR_i}^h$  : variação horária da seção de rio  $i$

$\Delta h_{SR_i}^d$  : variação diária da seção de rio  $i$

$h_{SR_i}^t$  : altura da seção de rio  $i$  no período  $t$

A equação 4.132 relaciona a vazão defluente na seção do rio ao somatório das vazões e vertimento das usinas a montante do da seção  $i$  dado o fator  $k_{MSR_i}^j$  de cada usina  $j$ . Já a inequação 4.133 representa os limite de variação em uma hora e a inequação 4.134 os limites de variação nas últimas 24 horas.

A altura ou variação da altura da seção do rio não é uma variável de decisão do modelo. Assim, conforme descrito em LIMA e DOS SANTOS, por meio de regressão linear, tem-se para cada valor da vazão defluente na seção do rio,  $Q_{SR_i}^t$  :, as variações máxima horário e diária permitidas para o qual as variações máximas horária e diária,  $\overline{\Delta h_{SR_i}^h}$ ,  $\overline{\Delta h_{SR_i}^d}$  e  $\overline{\Delta h_{SR_i}^d}$ , não sejam violadas. A seguir tem-se as equações inequações que

garantirão essa relação, onde a equação 4.135 e 4.136 relacionam a vazão e a variação máxima da seção do rio, horária e diária, respectivamente. Já as inequações 4.137 e 4.138, relacionam a vazão média na seção do rio como referência para função da regressão linear.

$$\Delta Q_{SR_i}^h = k_{SR_{0_i}}^h + k_{SR_{1_i}}^h \times Q_{SR_i} \quad (4.135)$$

$$\Delta Q_{SR_i}^d = k_{SR_{0_i}}^d + k_{SR_{1_i}}^d \times Q_{SR_i} \quad (4.136)$$

$$Q_{SR_i}^t - Q_{SR_i}^{t-1} \leq k_{SR_{0_i}}^h + k_{SR_{1_i}}^h \times \frac{Q_{SR_i}^t + Q_{SR_i}^{t-1}}{2} \quad (4.137)$$

$$Q_{SR_i}^t - Q_{SR_i}^{t-24} \leq k_{SR_{0_i}}^d + k_{SR_{1_i}}^d \times \frac{Q_{SR_i}^t + Q_{SR_i}^{t-24}}{2} \quad (4.138)$$

Onde,

$k_{SR_{0_i}}^h$  : termo independente da função da restrição horária da seção do rio  $i$

$k_{SR_{1_i}}^h$  : coeficiente angular da função da restrição horária da seção do rio  $i$

$k_{SR_{0_i}}^d$  : termo independente da função da restrição diária da seção do rio  $i$

$k_{SR_{1_i}}^d$  : coeficiente angular da função da restrição diária da seção do rio  $i$

#### 4.13.4 Volume de espera para controle de cheias

O volume de espera para controle de cheias consiste em que o reservatório dessa usina em questão terá um limite máximo de armazenamento inferior ao seu limite físico, de modo que essa sobra de armazenamento poderá ser usado para garantir a segurança receber um volume maior vindo de montante, ou seja, controlar um cheia, conforme pode ser observado na figura 4.49 a seguir.

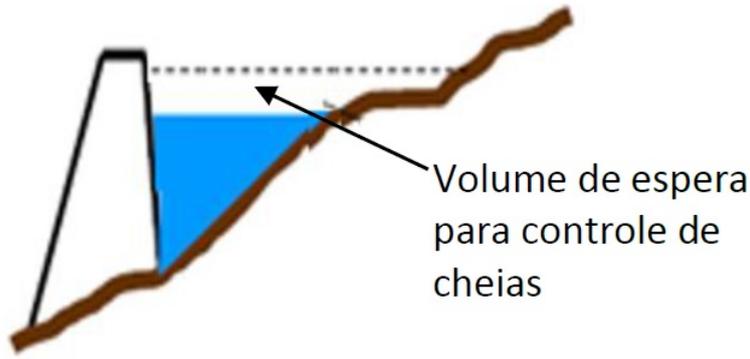


Figura 4.49: Volume de espera para controle de cheias. Fonte: CEPEL (2023b)

Conforme a inequação 4.139 a seguir, de forma prática o limítrofe do armazenamento,  $V_{VE_i}^t$ , da usina  $i$  que possui controle de cheias é redefinido de forma que o modelo sempre deixará essa folga de armazenamento de acordo com o que for definido no dado de entrada, dado que essa folga pode variar por período.

$$V_i^t \leq V_{VE_i}^t \quad (4.139)$$

Onde,

$V_{VE_i}^t$  : volume máximo que a usina  $i$  no período  $t$  deve respeitar para atender o volume de espera

#### 4.13.5 Restrição de vazão máxima no canal

A restrição, 4.140, de vazão máxima no canal, definida no dado de entrada, irá limitar a vazão máxima no canal. Esse limite é dado por uma tabela, conforme apresentado em 4.17 que relaciona a vazão máxima em função do volumes dos reservatórios que estão conectados pelo canal.

$$Q_{ch_{ij}}^t \leq \overline{Q_{ch_{ij}}}(V_i^t, V_j^t) \quad (4.140)$$

Onde,

$Q_{ch_{ij}}^t$  : vazão do canal entre os reservatórios  $i$  e  $j$  no período  $t$

$\overline{Q_{ch_{ij}}}$  : função que determina a vazão máxima dado os volumes nos reservatório  $i$  e  $j$  no período  $t$

#### 4.13.6 Restrições de manutenção de unidades e estações

As restrições de manutenção da unidades ao longo do período do caso são fornecidas via dado de entrada de dados e essa manutenção impactará o quantitativo de geração que cada unidade poderá fornecer ao longo do tempo.

Além disso, há as manutenções em estações de bombeamento que também impactam no montante de vazão que pode ser bombeada pelas estações ao longo do período do caso.

#### 4.13.7 Restrições operativas de limites

Nesse item são representadas as restrições de limites mínimos e máximos das variáveis relacionadas à operação, conforme as inequações de 4.141 até 4.150. Onde, 4.141 representa a restrição de altura de montante, 4.142 representa o volume do reservatório da usina, 4.143 a vazão, 4.144 o vertimento, 4.145 a vazão de desvio, 4.146 a afluência, 4.147 a defluência, 4.148 a vazão bombeada, 4.149 e 4.150 a geração das usinas hidrelétrica e térmicas, respectivamente.

$$\underline{h}_i^t \leq h_{mon_i}^t \leq \overline{h}_i^t \quad (4.141)$$

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (4.142)$$

$$\underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t \quad (4.143)$$

$$\underline{S}_i^t \leq S_i^t \leq \overline{S}_i^t \quad (4.144)$$

$$\underline{Dv}_i^t \leq Q_{Dv_i}^t \leq \overline{Dv}_i^t \quad (4.145)$$

$$\underline{Afl}_i^t \leq Afl_i^t \leq \overline{Afl}_i^t \quad (4.146)$$

$$\underline{Defl}_i^t \leq Defl_i^t \leq \overline{Defl}_i^t \quad (4.147)$$

$$\underline{Q}_{b_i}^t \leq Q_{b_i}^t \leq \overline{Q}_{b_i}^t \quad (4.148)$$

$$\underline{GH}_i^t \leq GH_i^t \leq \overline{GH}_i^t \quad (4.149)$$

$$\underline{GT}_i^t \leq GT_i^t \leq \overline{GT}_i^t \quad (4.150)$$

### 4.13.8 Restrições operativas de variação

As restrições operativas de variação são condições de contorno de maior importância em problemas de programação diária da operação, pelo fato de que alterações excessivas ou não são factíveis de ser realizadas ou não são desejáveis de serem feitas. Essas restrições estão apresentadas nas inequações a seguir de 4.151 a 4.160, seguindo a mesma ordem apresentada no capítulo 4.13.7: restrição de variação de altura, 4.151, volume, 4.152,

vazão, 4.153, vertimento, 4.154, desvio, 4.155, afluência, 4.156, defluência, 4.157, vazão bombeada, 4.158, geração hidráulica e térmica em 4.159 e 4.160, respectivamente.

$$\underline{\Delta h_i^t} \leq h_{mon_i}^t - h_{mon_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h_i^t} \quad (4.151)$$

$$\underline{\Delta V_i^t} \leq V_i^t - V_i^{t-1} \leq \overline{\Delta V_i^t} \quad (4.152)$$

$$\underline{\Delta Q_i^t} \leq Q_i^t - Q_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Q_i^t} \quad (4.153)$$

$$\underline{\Delta S_i^t} \leq S_i^t - S_i^{t-1} \leq \overline{\Delta S_i^t} \quad (4.154)$$

$$\underline{\Delta Dv_i^t} \leq Q_{Dv_i}^t - Q_{Dv_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta Dv_i^t} \quad (4.155)$$

$$\underline{\Delta Afl_i^t} \leq Afl_i^t - Afl_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Afl_i^t} \quad (4.156)$$

$$\underline{\Delta Defl_i^t} \leq Defl_i^t - Defl_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Defl_i^t} \quad (4.157)$$

$$\underline{\Delta Q_{b_i}^t} \leq Q_{b_i}^t - Q_{b_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta Q_{b_i}^t} \quad (4.158)$$

$$\underline{\Delta GH_i^t} \leq GH_i^t - GH_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GH_i^t} \quad (4.159)$$

$$\underline{\Delta GT_i^t} \leq GT_i^t - GT_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GT_i^t} \quad (4.160)$$

## 4.14 Estratégia de Solução Atual

O problema da programação diária da operação do sistema elétrico brasileiro é formulado por programação linear inteira mista ou *mixed-integer linear programming*, MILP. Algumas técnicas avançadas para redução do tempo computacional foram desenvolvidas como busca local, *local branching*, e *feasibility pump*, encontrados em FISCHETTI e LODI (2003a) e FISCHETTI *et al.* (2005), respectivamente. Essas implementações estão no modelo. Em CEPEL (2023b) essas duas estratégias podem ser observadas com maiores detalhes.

No capítulo 8 os casos oficiais serão avaliados onde será melhor detalhado, mas atualmente, referente ao mês de outubro de 2022, temos cerca de 163 usinas hidrelétricas com 735 unidades geradoras hidrelétricas, 93 usinas térmicas com 420 unidades geradoras, 1667 usinas eólicas ou pequenos gerados, até 1.000 pequenas gerações distribuídas, até 15.000 barras e até 16.000 linhas de transmissão. Dessa forma, o tamanho do problema é de grande porte e portanto vem-se a dificuldade de encontrar o ótimo global do problema minimizando o custo total, sujeito a todas as restrições que o modelo considera. Assim, esse capítulo tem por objetivo apresentar a estratégia atual do modelo para resolver o problema da programação diária da operação.

### 4.14.1 Estratégia de solução com programação linear inteira-mista

O problema é resolvido como PL único e alguns procedimentos foram adotados para resolução do problema, dado o tamanho e complexidade para resolver o despacho e preço para todo o sistema interligado nacional.

Durante o processo de desenvolvimento do modelo, foi observado que o número de restrições da rede elétrica é muito grande, no entanto apenas cerca de 8% dessas restrições ficam ativas na prática. Se o modelo inserir todas as restrições da rede elétrica

inicialmente, o problema fica de alta complexidade de ser resolvido dentro do limite teórico definido pelas instituições de 2 horas de execução do caso oficial com UCT, com as restrições da rede elétrica e discretização do primeiro dia semi-horário.

Sendo assim, o modelo faz um processo iterativo de rodadas de PL's com a inserção das restrições elétricas até encontrar uma iteração onde dado um conjunto de restrições inseridas no PL, nenhuma outra restrição foi violada. Em seguida, o modelo executa uma rodada considerando as restrições de UCT. Após essa iteração, o modelo fixa as variáveis binárias e executa novos PL's. Quando o modelo converge em uma solução viável e com todas as restrições atendidas, há ainda uma última execução de PL para encontrar o custo marginal da operação, CMO. Na figura 4.50 a seguir está a estratégia de solução adotada pelo modelo de forma mais macro, explicitando o processo iterativo para encontrar a solução do problema.

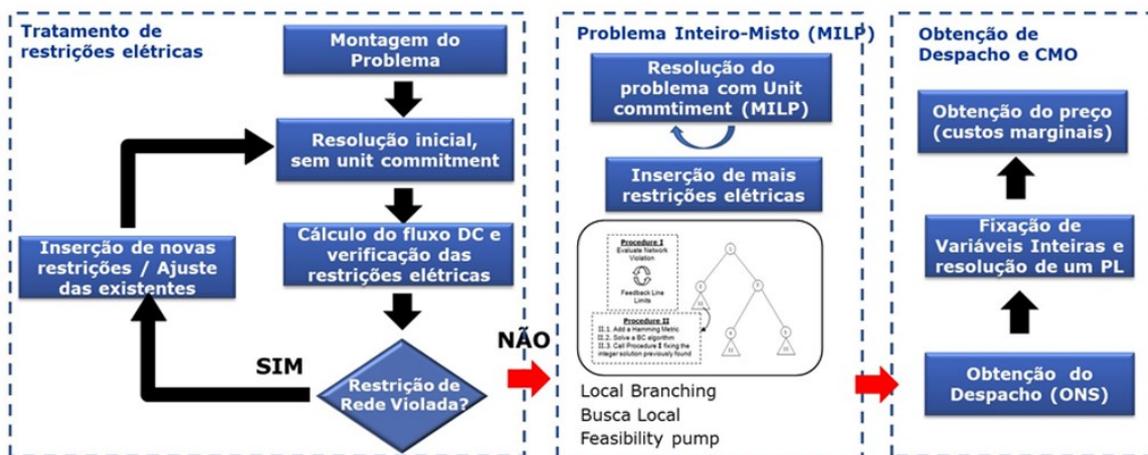


Figura 4.50: Fluxograma geral da estratégia de solução da PDO considerando restrições da rede elétrica, restrições de segurança e UCT. Fonte: CEPEL (2023b)

Detalhando um pouco mais as condições de contorno desse processo iterativo, e separando o processo em duas etapas conforme lista a seguir:

1. Até a execução do MILP
2. Até o cálculo do CMO

A etapa 1 consiste no processo iterativo até a execução do MILP, onde são consideradas as restrições de UCT, conforme ilustrado na figura 4.51. Inicialmente o modelo roda um problema de programação linear sem a rede elétrica, sem restrições de segurança e sem UCT. Assim, o modelo toma uma decisão sem saber da existência dessas restrições da rede e de segurança. Dado o resultado dessa iteração, o modelo avalia quais variáveis violam as restrições de rede e de segurança e assim inserem essas restrições no problema a ser resolvido. Uma vez a restrição inserida, esta permanecerá até o fim da execução do caso. A partir da segunda iteração o modelo já possui restrições de rede e de segurança, mas apenas aquelas que foram violadas em todas as iterações anteriores. Dessa forma, o modelo vai executar quantos PL's forem necessários até encontrar uma condição de contorno onde todas as restrições de rede e segurança foram atendidas e também aquelas que não foram inseridas no PL até a iteração atual, também não estão sendo violadas. Com essa condição de contorno, o modelo passa para a iteração onde efetivamente executa com as restrições de UCT com as restrições de rede e segurança definidas na iteração anterior, sendo assim resolvido um problema de MILP.

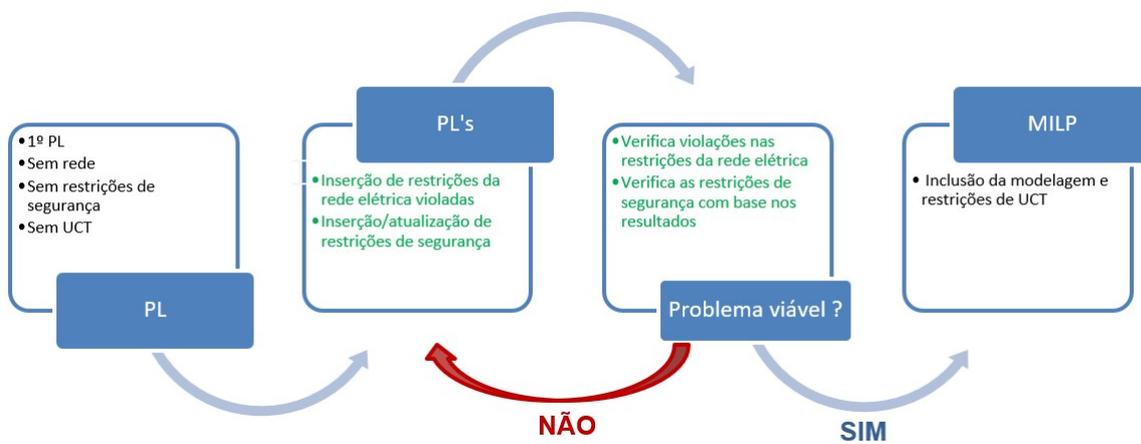


Figura 4.51: Fluxograma detalhado da estratégia de solução da PDO até a iteração do MILP. Fonte: CEPEL (2023b)

A etapa 2 consiste no processo iterativo desde a execução do MILP até a execução

do último PL para cálculo do custo marginal, conforme fluxograma apresentado em 4.52. Dado que o modelo encontrou uma solução viável ao resolver o MILP, as variáveis binárias são fixadas, ou seja, o status de estar ligado ou desligado que o modelo decidiu fica fixo e portanto o problema volta a ser de programação linear. Com essa condição de contorno, o modelo faz novamente o procedimento realizado na etapa 1 a partir da segunda iteração, verificando alguma violação de rede não inserida e verificando as restrições de segurança. Quando o modelo converge numa condição de contorno onde o problema é viável sem violar nenhuma restrição de rede ou de segurança, o modelo executa uma última iteração onde tem por objetivo calcular o custo marginal da operação, CMO.

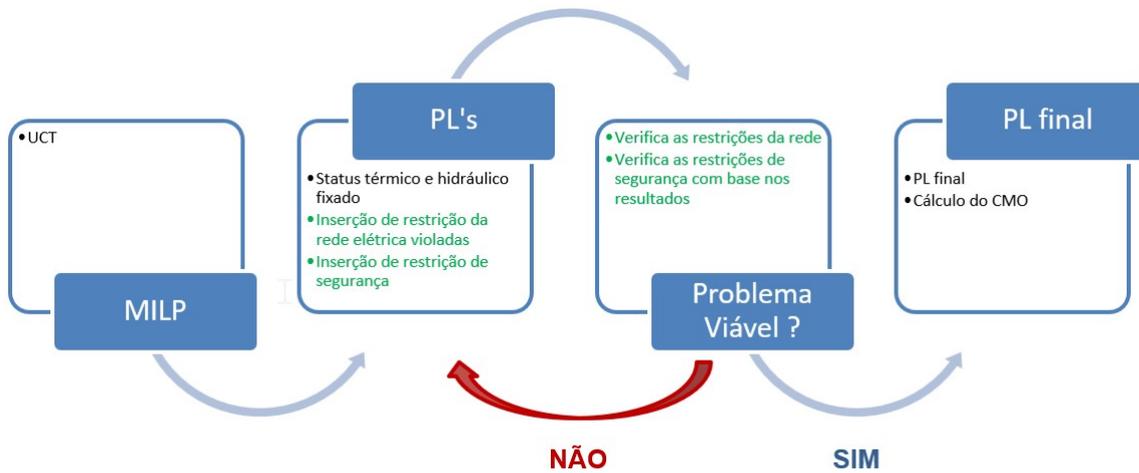


Figura 4.52: Fluxograma detalhado da estratégia de solução da PDO desde a iteração do MILP até o cálculo do CMO. Fonte: CEPTEL (2023b)

#### 4.14.2 Análise de inviabilidades

O uso de variáveis de folga nas restrições físicas e operativas dos componentes dos sistema, conforme detalhado em 4.10.5, faz com que haja a análise correto dos pontos de inviabilidade do caso em análise. No entanto, como o número de restrições que o modelo resolve é muito alta, inicialmente o modelo não insere essas variáveis de folga com o

objetivo de de reduzir o tempo computacional.

Dessa forma, como pode ser observado no fluxograma da figura 4.53 a seguir, o modelo inicialmente desativa todas essas variáveis de folga. Quando o solver retorna para o modelo que o caso em questão é inviável, então o modelo ativa as variáveis de folga e roda novamente o problema.

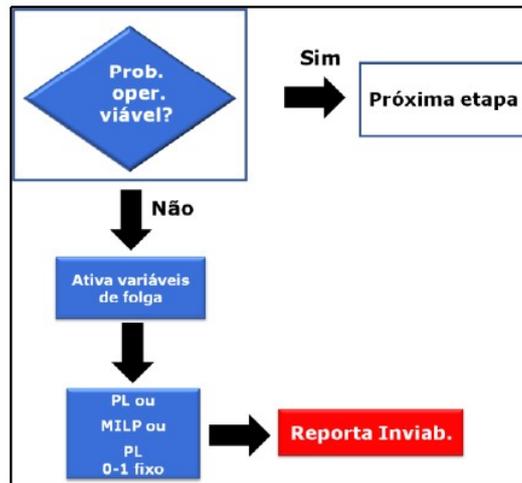


Figura 4.53: Fluxograma de acionamento da variável de folga para casos inviáveis. Fonte: CEPTEL (2023b)

Dessa forma, o problema a ser resolvido fica com um tamanho menor de variáveis para problemas viáveis. Como explicado em 4.10.5, essas variáveis de folga possuem custos superiores às outras variáveis do problema, dessa forma só terão valor não nulo quando o problema for realmente inviável. Vale ressaltar que com a variável de folga o problema é matematicamente viável, e com os valores dessas variáveis não nula, o usuário pode avaliar em que ponto houve a inviabilidade do caso e fazer a devida alteração das condições de contorno.

## 4.15 Cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO

Conforme apresentado em 4.14.1, o modelo insere as restrições de rede e de segurança iterativamente e após sua convergência, executa o problema com as restrições de UCT, via MILP. Em seguida o modelo fixa o status das unidades térmicas e faz novo processo iterativo de verificação e inserção das restrições de rede e de segurança. Quando há a convergência, o modelo faz uma última rodada desse PL com o objetivo fim de obter o custo marginal da operação, CMO. Dependendo da condição de contorno inserida no dado de entrada, a forma de encontrar o custo marginal varia.

Quando o caso não possui rede elétrica, custo marginal da operação é obtido pelo multiplicador associado a equação de atendimento à demanda do submercado, sendo assim obtém-se o CMO diretamente da restrição de atendimento por submercado.

Quando o caso considera a rede elétrica, além do atendimento à demanda, há ainda os multiplicadores de atendimento à demanda das ilhas, dos fluxos nas linhas e do somatório de fluxos. O modelo calcula o custo marginal por barra, que será apresentado em 4.15.1, e depois faz uma média ponderada, detalhado em 4.15.2, conforme descrito nos capítulos a seguir.

### 4.15.1 Cálculo do Custo Marginal em cada barra - CMB

Considerando que o caso possui rede elétrica, o modelo calcula o custo marginal de cada barra,  $CMB_i^t$ , para cada barra  $i$  e período  $t$  à partir das variáveis duais do problema, multiplicadores, dado as restrições onde há demanda na barra que precisa ser atendida, constando no lado direito da restrição, RHS, conforme restrições de atendimento a demanda apresentadas em 4.109, 4.124, 4.125, 4.126 e 4.127. Dessa forma, conforme equação xx a seguir, o cálculo do CMB será de acordo com os resultados obtidos dos seus respectivos duais.

$$\begin{aligned}
CMB_i^t = & (+1) \times \lambda_{DS_{S_{b_i}}}^t + (+1) \times \lambda_{DI_{I_{B_i}}}^t + \sum_{l=1}^{NL} (-\kappa_{B_i}^l) \times \lambda_{L_l}^t \\
& + \sum_{j=1}^{NSC} [\kappa_{SC_{B_j}}^i + \sum_{m \in SCL_j} (-\kappa_{B_i}^m) \times \kappa_{SCL_j}^m] \times \lambda_{SC_j}^t
\end{aligned} \tag{4.161}$$

Onde,

$CMB_i^t$  : custo marginal da barra  $i$  no período  $t$

$\lambda_{DS_{S_{b_i}}}^t$  : multiplicador da equação de atendimento à demanda do submercado  $S_{b_i}$ , ao qual a barra  $i$  se encontra, no período  $t$ , com fator ” + 1”, vide 4.109.

$\lambda_{DI_{I_{B_i}}}^t$  : multiplicador da equação de atendimento à demanda da ilha  $I_{B_i}$ , ao qual a barra  $i$  se encontra, no período  $t$ , com fator ” + 1”, vide 4.109.

$\lambda_{L_l}^t$  : multiplicador da restrição de limite de fluxo da linha  $l$ , ao qual a barra  $i$  se encontra, no período  $t$ , com fator  $\kappa_{B_i}^l$ , vide 4.124.

$\lambda_{SC_j}^t$  : multiplicador da restrição de somatório de fluxo  $j$ , ao qual a barra  $i$  se encontra, no período  $t$ , com fatores  $\kappa_{B_i}^l$ ,  $\kappa_{SC_{B_j}}^i$  e  $\kappa_{SCL_j}^m$ , vide 4.125, 4.126 e 4.127.

$\kappa_{B_i}^l$  : fator de participação da linha  $l$  da barra  $i$

$\kappa_{SC_{B_j}}^i$  : fator de participação da barra  $i$  na restrição de somatório de fluxo  $j$

$\kappa_{SCL_j}^m$  : fator de participação de todas as linhas  $m$  que participam da restrição de somatório de fluxo  $j$ .

$NL$  : número de restrições de limites de fluxo

$NSC$  : número de restrições de somatório de fluxo

Vale ressaltar que a restrição de somatório de fluxo possui duas partes, a parcela referente participação da própria barra  $i$  e a segunda a todas as linhas  $m$ , onde há o multiplicação do fator de participação de cada linha  $m$  da restrição  $j$  pela participação da injeção da barra  $i$  na linha  $m$ .

Dessa forma, obtém-se todos os custos marginais de toda barra  $i$ . O cálculo do custo

marginal da operação com base no CMB será apresentado no próximo capítulo.

#### 4.15.2 Cálculo do Custo Marginal da Operação do Submercado - CMO

O custo marginal da operação por submercado  $i$  é obtido, como mostrado na equação 4.162 a seguir, a partir de uma média ponderada do CMB e a demanda de cada barra  $k$  pertencente ao submercado  $i$  no período  $t$ .

$$CMO_i^t = \frac{\sum_{k \in SB_i} (CMB_k^t \times d_k^t)}{\sum_{k \in SB_i} d_k^t} \quad (4.162)$$

Onde,

$CMO_i^t$  : custo marginal da operação do submercado  $i$  no período  $t$

$CMB_k^t$  : custo marginal da barra  $k$  no período  $t$

$d_k^t$  : demanda na barra  $k$  no período  $t$

$SB_i$  : conjunto de barras que pertencem ao submercado  $i$

# Capítulo 5

## Aprimoramentos desenvolvidos

O objetivo dessa etapa pode ser separada em três partes principais:

1. Desenvolver a comunicação com as Libs 5.2
2. Utilização da FPHA construída pelas Libs, 5.3
3. Incluir os aprimoramentos na fpha, 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7

Com relação aos aprimoramentos do item 3, foram desenvolvidos 4 aprimoramentos: melhorias no cálculo da FPHA, 5.4; inclusão da consideração de polinômios por parte, 5.5; inserção da produtibilidade e perdas variáveis, 5.6; e inclusão da vazão lateral no cálculo da FPHA, 5.7.

### 5.1 Libs

O modelo Libs um novo ambiente computacional desenvolvido em algumas linguagens computacionais como Python e Júlia, mas principalmente  $C++$ . Seu objetivo é unificar o desenvolvimento de funcionalidades, onde os modelos da cadeia desenvolvida pelo CEPEL, como os modelos NEWAVE, DECOMP, DESSEM, GEVAZP, PREVIVAZ e

SUISHI, poderão usufruir de forma instantânea, sem a necessidade de que cada modelo faça a mesma ou similar implementação. Essa metodologia reduz tempo humano de desenvolvimento dos modelos e minimiza também o tempo atrelado a validação de funcionalidades. Este novo ambiente utiliza técnicas no estado da arte com relação a programação, execução, estrutura de dados e interface com o usuário, CEPEL (2023d).

Na figura 5.1 a seguir, é apresentado um esquema ilustrativo de como funciona a inclusão de uma nova funcionalidade, como é feito no universo das Libs e assim realizando um processo de validão única para essa funcionalidade e valendo para todos os modelos que possar utilizá-la.

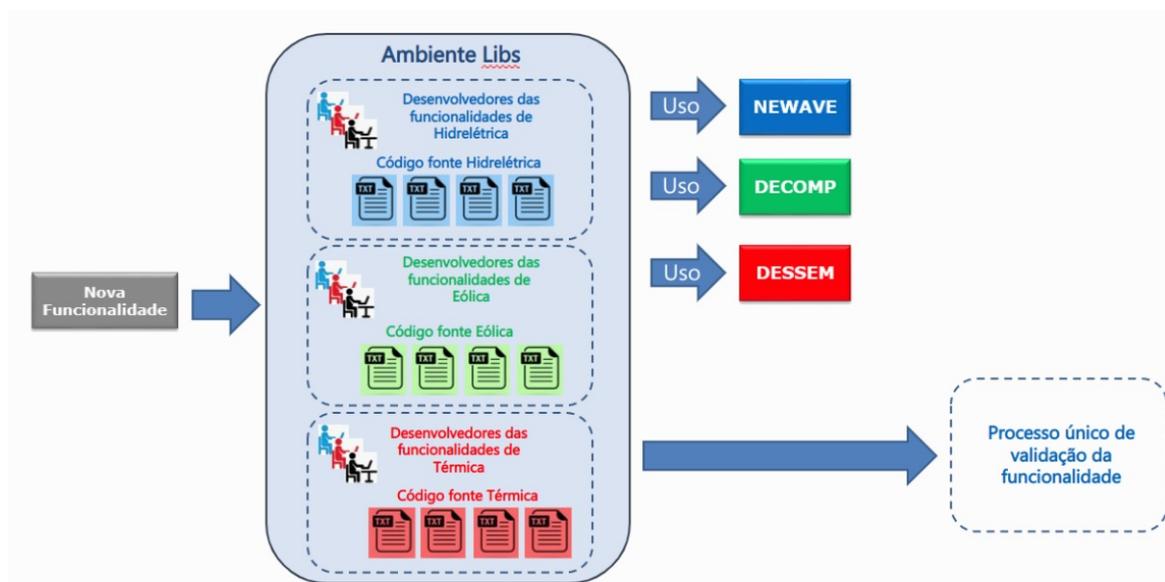


Figura 5.1: Ilustração do esquema de inclusão de uma nova funcionalidade pelas Libs. Fonte: CEPEL (2023d).

Como detalhado em CEPEL (2023d), os componentes das Libs são diferentes módulos que se interligam, sendo formado por bibliotecas para programação das funcionalidades. As Libs possuem três formatos: programas executáveis, interface gráfica e bibliotecas para acesso via script (API).

No esquema na figura 5.2 a seguir está resumido como funciona a lógica das Libs,

onde inicialmente os dados de entrada são fornecidos pelo usuário, as Libs leem esses dados, executam de acordo com a sua respectiva funcionalidade e devolve o resultado para o modelo que esteja utilizando essa funcionalidade.

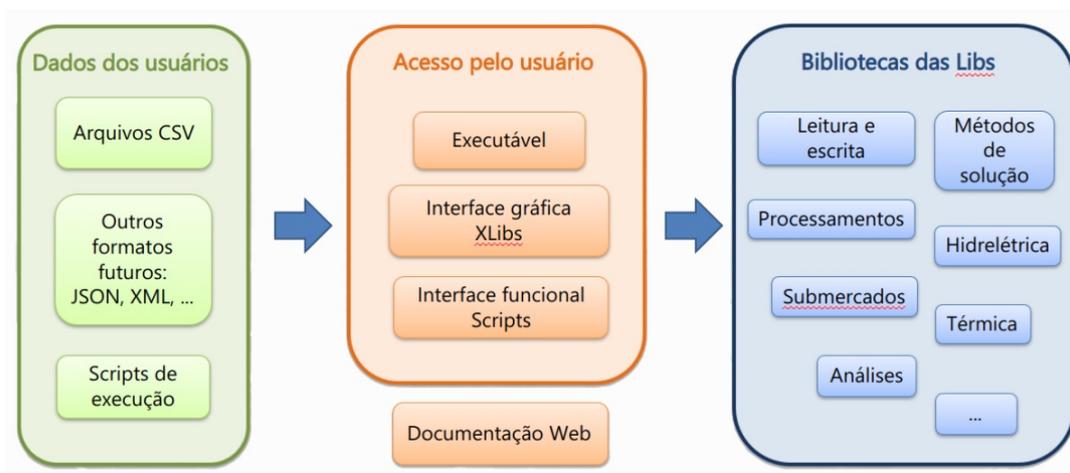


Figura 5.2: Componentes das Libs com os dados do usuário, seu acesso e as bibliotecas. Fonte: CEPEL (2023d).

## 5.2 Compilação e passagens de informações entre o DESSEM e Libs

Foi necessário adaptar o código do modelo DESSEM para compilar considerando as bibliotecas das Libs e também foi necessário fazer a passagem de dados para as Libs com todas as informações de dados de entrada e das condições de contorno do caso analisado, como submercados, usinas hidráulicas, reservatórios, a discretização temporal, limítrofes de geração, número de pontos a serem avaliados de vazão, volume e vertimento, janelas para construção da FPHA e muitos outros dados. Dessa forma, como apresentado na Figura 5.3 a seguir, o modelo DESSEM faz as principais leituras dos dados de entrada, envia esses dados para as Libs, em seguida as Libs fazem o procedimento de cálculo con-

forme situação específica (por exemplo: cálculo da FPFA) e finalmente as Libs retornam os dados resultantes para o DESSEM.

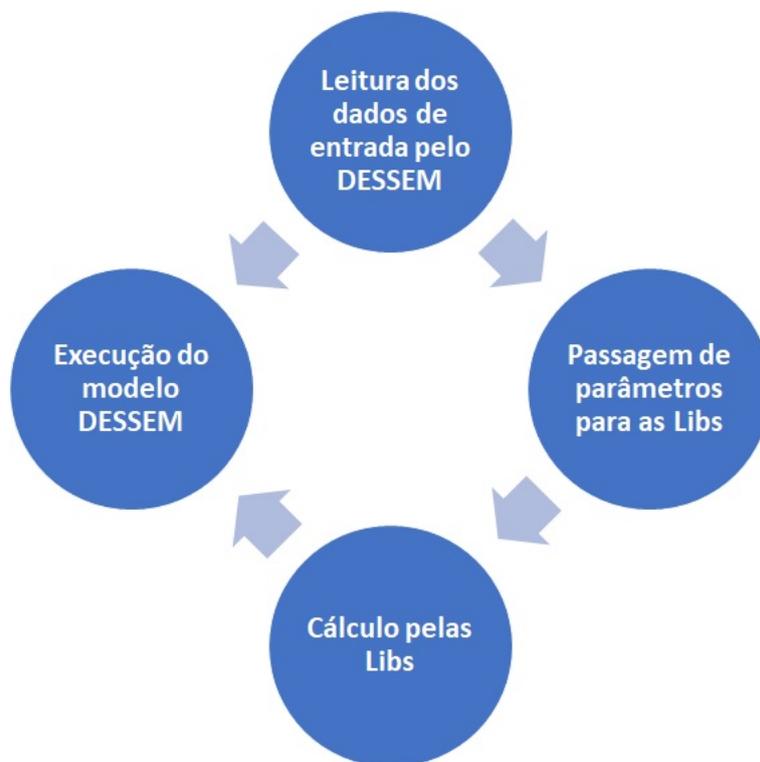


Figura 5.3: Relação entre o modelo DESSEM e as Libs.

Como ressalva e conforme pode ser observado em CEPTEL (2023b), os dados de entrada referente aos novos aprimoramentos do cálculo da FPFA, polinômios por parte, consideração da produtividade e perdas variáveis e inclusão da vazão lateral no cálculo da FPFA, que serão apresentados nos capítulos seguintes, são lidos pela própria Libs.

### 5.3 Utilização da FPFA construída pelas Libs

A partir da inclusão do envio dos dados e a chamada dos métodos construídos pelas Libs, o modelo pode optar por usar a FPFA construída pelas Libs e com isso herdar todas as implementações de aprimoramentos no cálculo da FPFA, polinômios por parte,

produtibilidade e perda variável e consideração da vazão lateral na FPHA que serão apresentadas nos capítulos 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7, respectivamente.

## 5.4 Aprimoramentos no cálculo da FPHA

Foram desenvolvidos pelo CEPEL no ambiente Libs alguns aprimoramentos no cálculo da FPHA, CEPEL (2015a), conforme lista a seguir.

1. Aprimoramentos na aproximação secante do vertimento
2. Algoritmo de cálculo do envelope convexo N-Dimensional
3. Procedimento de agregação de cortes semelhantes

O primeiro item refere-se a definição da janela máxima sendo duas vezes o engolimento máximo do gerador, no caso se a vazão de longo termo da usina for nula. Além disso, foi feito um processo de cálculo do ponto central do corte, o qual passa a ser uma média dos pontos da grade daquele corte.

O segundo item refere-se a utilização de um algoritmo único para o cálculo do envelope convexo N-Dimensional tanto para usinas fios d'água quanto para usinas com reservatório. Além disso, passa a atender as características de não diferenciabilidade da função de produção exata.

O terceiro item refere-se a não mais considerar apenas um dos cortes e sim a consideração da média dos cortes agregados.

Em CEPEL (2015a) encontram-se maiores informações e maior detalhamento sobre essas melhorias do cálculo da FPHA.

## 5.5 Polinômios por parte

A metodologia de polinômios por parte pode ser encontrado no relatório DE SOUZA KHENAYFIS (2017) e também no artigo KHENAYFIS *et al.* (2019), onde é exposto toda a metodologia proposta para a incorporação não apenas de um polinômio e sim um número maior de polinômios curva vazão-jusante.

Essa metodologia tem como objetivo melhor representar a relação entre a defluência e o nível jusante, pois como o comportamento dessa função é não linear, segmentar essa função acaba por melhor representar e assim o nível jusante obtido estará mais de acordo com a realidade encontrada nas usinas.

Essa melhoria na representação pode ser observada em DE SOUZA KHENAYFIS (2017), onde na figura 5.4 representa a função considerando apenas uma curva de jusante e na figura 5.5 há várias curvas.

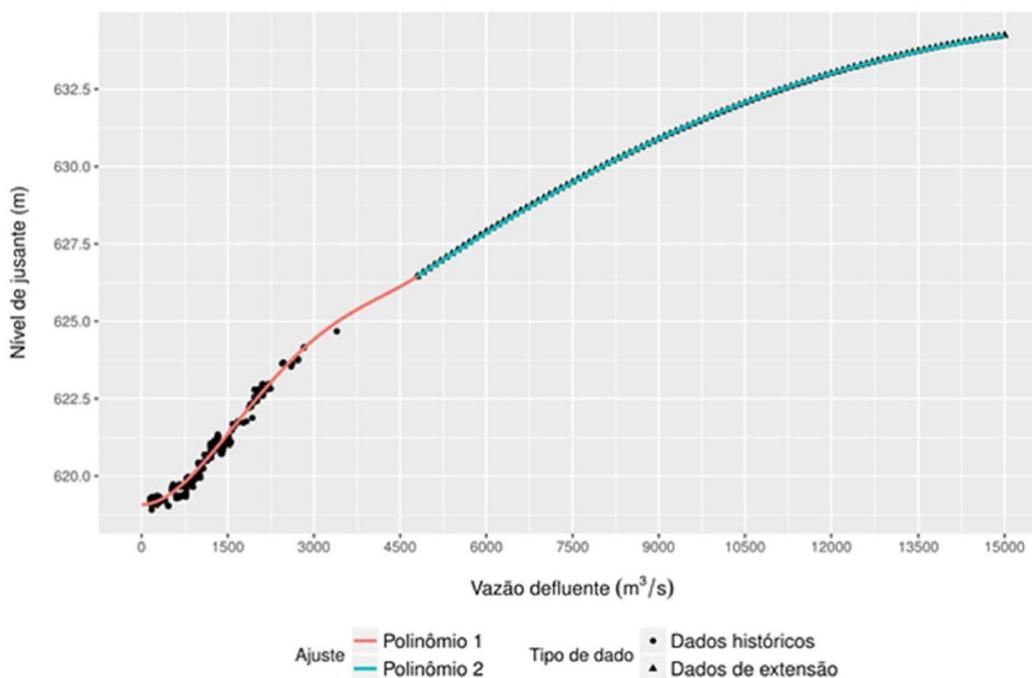


Figura 5.4: Exemplo de polinômio com uma curva de jusante. Fonte: DE SOUZA KHENAYFIS (2017).

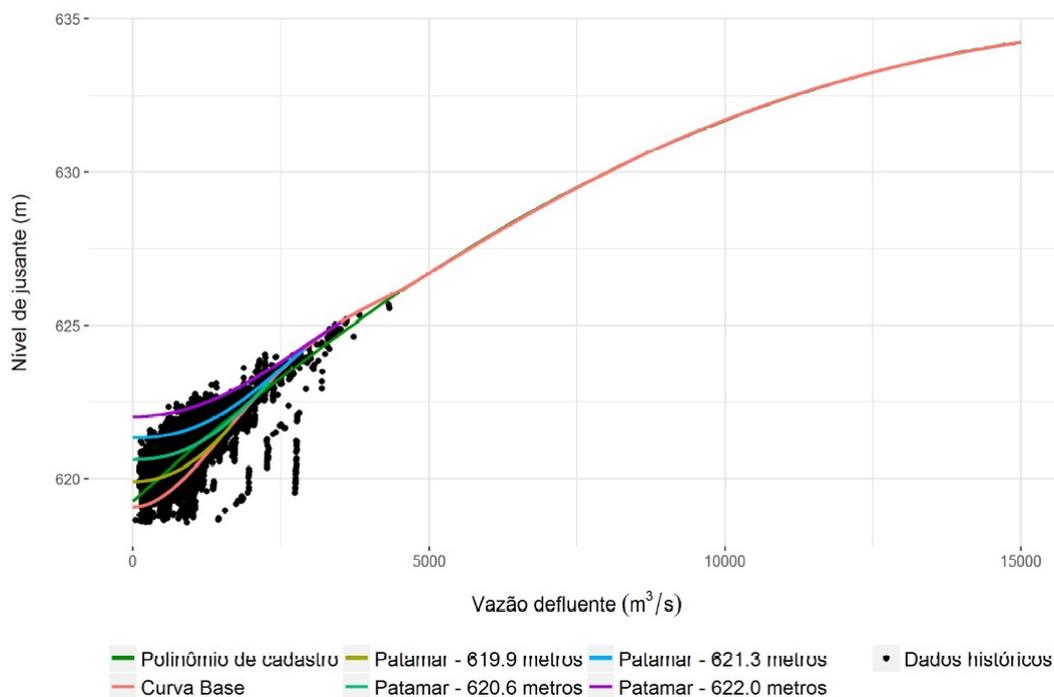


Figura 5.5: Exemplo de polinômio com várias curvas de jusante. Fonte: DE SOUZA KHENAYFIS (2017).

A partir desse exemplo fica notório o ganho na representação com mais curvas no polinômio. Adicionalmente, dados com comportamento não tão comportados terão um impacto maior nessa contribuição de polinômios por parte.

Essa metodologia foi incluída pelo CEPEL via Libs e o presente trabalho fez o processo de passagem de dados para as Libs e assim a consideração de polinômios por parte.

## 5.6 FPHA com produtibilidade e perdas variáveis

A metodologia desenvolvida para a consideração da FPHA com produtibilidade e perdas variáveis com a vazão turbinada pode ser encontrado em BRANDAO *et al.* (2022) e CEPEL (2022a). A metodologia consiste em considerar curvas fornecidas pelo usuário por meio de uma grade de pontos, diferentemente de como era considerado anteriormente,

onde eram fornecidos valores constantes. Como apresentado no artigo BRANDAO *et al.* (2022), o processo consiste basicamente em quatro partes, listados a seguir.

1. Aquisição da base histórica das usinas hidrelétricas
2. Ajuste de modelos não lineares para curvas de eficiência e perdas no conduto
3. Obter um modelo exato para resolver a função de produção
4. Construção da resolução da função de produção via linearização por parte

O primeiro item refere-se a obtenção de dados históricos reais de todos dados de geração das usinas hidrelétricas com suas respectivas características. O segundo item refere-se ao ajuste de modelos que resolvem problemas não lineares para resolver problemas relacionados a curvas de eficiências e também das curvas de perdas nos condutos. O terceiro item refere-se a obtenção de um modelo exato para resolver o problema da função de produção de usinas hidrelétricas. O último e quarto item, refere-se a construção de da solução da função de produção resolvida via funções lineares por parte.

As curvas são construídas, com base na grade de pontos, aplicando-se um modelo aditivo generalizado e levando em consideração a calibragem com relação à discretização temporal do modelo. Na imagem 5.6 é apresentado a comparação de desvio no modelo de otimização.

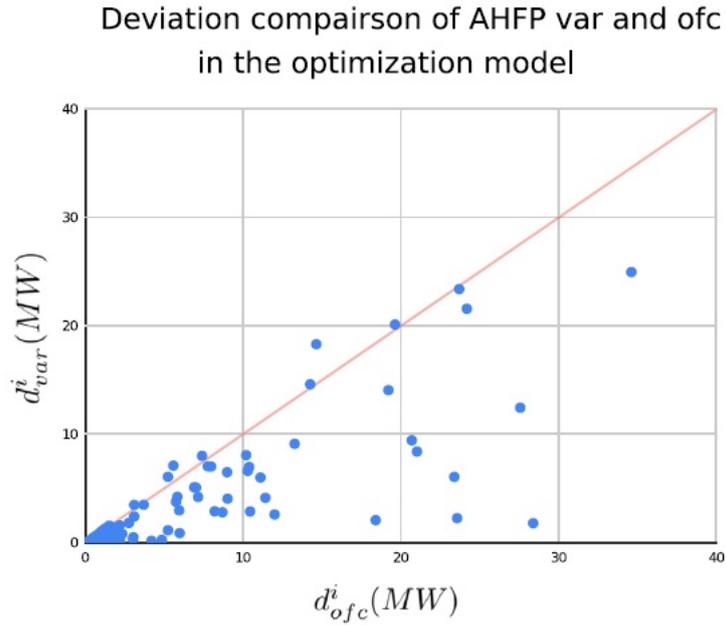


Figura 5.6: Comparação de desvio no modelo de otimização. Fonte: BRANDAO *et al.* (2022).

No artigo foram aplicados em dez anos de dados reais do sistema brasileiro e o seu desempenho computacional foi avaliado em 261 casos oficiais para o problema de planejamento de médio prazo do sistema brasileiro. Na figura 5.7 pode ser observado as diferenças de tempo computacional entre todos os casos avaliados.

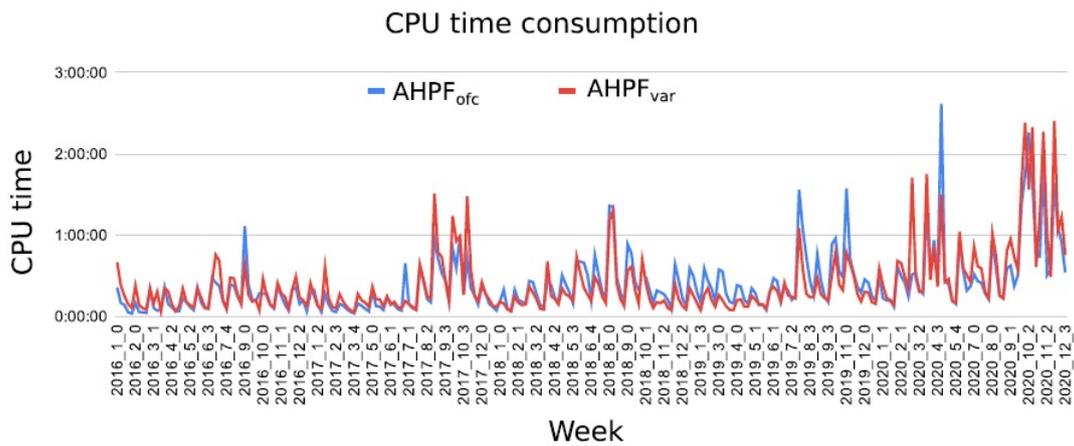


Figura 5.7: Comparação do tempo computacional. Fonte: BRANDAO *et al.* (2022).

A conclusão apresentada, com base nos resultados encontrados, é que houve uma clara vantagem na abordagem que foi proposta. Essa metodologia foi incorporada pelo CEPEL nas Libs e o presente trabalho ao enviar os dados para as Libs, passou a considerar a produtibilidade e perdas variáveis no cálculo da função de produção aproximada.

## 5.7 Inclusão da vazão lateral no cálculo da FPHA

A metodologia da incorporação da consideração da vazão lateral na função de produção aproximada pode ser observada em CEPEL (2022b).

Essa metodologia incorpora mais uma dimensão no cálculo da função de produção. Assim, além do volume, turbinamento e vertimento que a função considerado, como visto em 4.4.15, essa metodologia passa a considerar também a vazão lateral. A vazão lateral impacta a altura de jusante portanto a geração da usina a qual é impactada. Essa vazão lateral pode ser separada em dois tipos, como lista a seguir.

1. Vazão lateral proveniente de turbinamento e vertimento de uma usina que impacta lateralmente outra usina
2. Vazão lateral proveniente de uma vazão incremental ou de um posto que impacta lateralmente outra usina

O primeiro item, 1, refere-se ao turbinamento e vertimento que uma usina hidrelétrica que não está a jusante de usina impactada, mas é uma usina a montante da usina de jusante da usina impactada. Essas variáveis são decisão do modelo e por essa razão devem ter sua devida atenção. O segundo item, 2, refere-se a contribuição de vazão proveniente da chuva no rio, seja via dados de postos, seja via dados de vazão incremental. Ratifica-se que o turbinamento e vertimento são variáveis de decisão da modelagem matemática, enquanto que a vazão proveniente do posto ou de vazão incremental é um dado de entrada

e portanto, o modelo apenas considera a informação fixada e de acordo com coeficientes a serem multiplicados por essa vazão, contribuirá compulsoriamente na vazão lateral.

Na equação 5.1 pode ser observada a consideração da vazão lateral, onde a partir do turbinamento e vertimento da própria usina, a partir de vazões defluentes usinas e a partir da vazão incremental entre as usinas ou via postos, que impacte lateralmente, tem-se o montante de vazão lateral.

$$Q_{lat_i}^t = kt_i \times Q_{turb_i}^t + kv_i \times Q_{vert_i}^t + \sum_{n \in \Omega_u} ku_n \times Q_{def_n}^t + \sum_{m \in \Omega_p} kp_m \times Q_{incr_m}^t \quad (5.1)$$

Onde,

$Q_{lat_i}^t$  : vazão lateral a usina  $i$  no período  $t$

$Q_{turb_i}^t$  : vazão turbinada da usina  $i$  no período  $t$

$Q_{vert_i}^t$  : vazão vertida da usina  $i$  no período  $t$

$Q_{def_n}^t$  : vazão defluente da usina  $n$  no período  $t$

$Q_{incr_m}^t$  : vazão incremental da usina  $m$  ou vazão proveniente de postos no período  $t$

$kt_i$  : fator de ponderação para composição da vazão a jusante relacionada ao turbinamento da própria usina  $i$

$kv_i$  : fator de ponderação para composição da vazão a jusante relacionada ao vertimento da própria usina  $i$

$ku_n$  : fator de ponderação para composição da vazão a jusante relacionada a vazão defluente da usina  $n$

$kp_m$  : fator de ponderação para composição da vazão a jusante relacionada a vazão incremental da usina  $m$  ou de postos

$\Omega_u$  : conjunto de canais cujas vazões afluentes impactam lateralmente na vazão de jusante da usina  $i$

$\Omega_p$  : conjunto de usinas cujas vazões defluentes impactam lateralmente na vazão de

jusante da usina  $i$

Vale ressaltar que a vazão defluente,  $Q_{def_n}^t$ , definida é a soma do turbinamento e vertimento da usina  $n$ , conforme equação 5.2 a seguir.

$$Q_{def_n}^t = Q_{turb_n}^t + Q_{vert_n}^t \quad (5.2)$$

A figura 5.8 a seguir representa essa influência lateral genérica e na equação 5.3 tem-se a representação da formulação matemática para a figura apresentada.

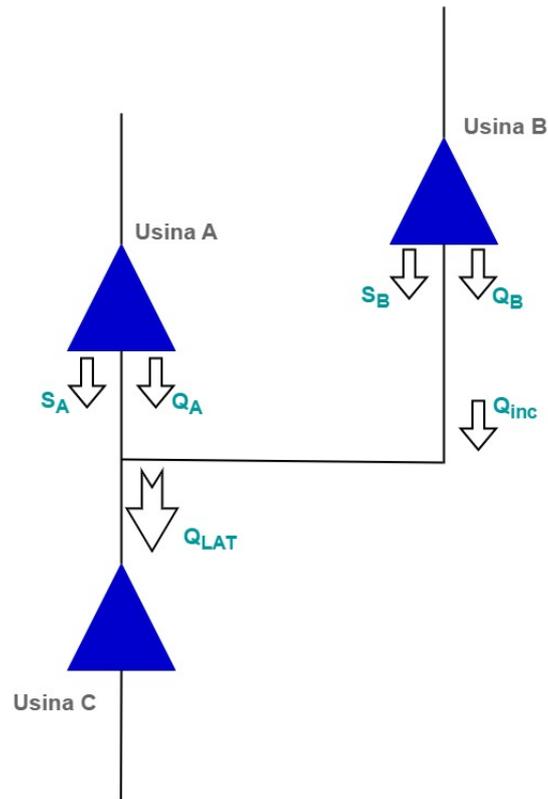


Figura 5.8: Representação do impacto da vazão lateral proveniente de vazão defluente e vazão incremental

$$Q_{lat_A}^t = kt_A \times Q_{turb_A}^t + kv_A \times Q_{vert_A}^t + ku_B \times (Q_B^t + s_B^t) + kp_C \times Q_{incr_C}^t \quad (5.3)$$

Dessa forma, a partir da figura, fica claro que há um impacto da altura de queda da usina A pela fato de existir uma vazão lateral e portanto, modificando a capacidade de geração dessa usina.

Já na figura 5.9 encontra-se uma situação real da influência de vazão lateral. Essa cascata é a cascata usada no caso toy, ou caso acadêmico, desenvolvido nesse trabalho e pode ser observado no apêndice A.



Figura 5.9: Caso real de impacto da vazão lateral proveniente de vazão defluente e vazão incremental

No exemplo, há duas situações de impacto de vazão lateral, onde o primeiro consiste na vazão de jusante da usina de Três Marias, dado que existe o turbinamento e vertimento da usina de queimados, a vazão incremental entre Queimados e Sobradinho

e adicionalmente a vazão proveniente do rio Paracatu. E a segunda situação ocorre com o desvio para a usina de Paulo Afonso 4 e assim a usina de Paulo Afonso 1, 2 e 3 será impactada lateralmente.

O modelo poderá considerar várias usinas e postos impactando lateralmente, conforme a necessidade que ocorra na situação real a ser resolvido do problema de programação diária da operação.

Vale ressaltar que a vazão lateral, tanto por turbinamento ou vertimento de uma usina ou da vazão incremental ou de postos, vão impactar negativamente o limite de geração da usina. Pois, qualquer valor de vazão lateral vai aumentar o nível de jusante da usina impactada lateralmente e portanto, vai diminuir a altura de queda e com isso reduzir a capacidade de geração dessa usina.

Diferentemente das outras incorporações onde o cálculo do aprimoramento da funcionalidade, polinômios por partes e produtibilidade e perdas variáveis, é feita diretamente pelas Libs e não houve nenhuma intervenção na montagem do PL do modelo DESSEM, esta necessitou de uma alteração na sua montagem.

Essa necessidade ocorreu pelo fato de que a decisão de turbinamento e vertimento de uma usina que influencia lateralmente outra usina, é determinada pelo PL do modelo. Assim, essa incorporação dessas variáveis de decisão da usina que influencia na usina influenciada tornou-se necessária para a sua devida contribuição.

Adicionalmente, a contribuição da vazão lateral por consequência de um posto é fixa, pois essa vazão não é uma decisão do modelo e assim é obtida apenas com os dados de entrada do caso. Logo, há uma incorporação dessa vazão lateral diretamente no rhs da restrição da função de produção aproximada.

# Capítulo 6

## Implementação do Unit Commitment Hidráulico

Esse capítulo tem por objetivo detalhar o conceito do Unit Commitment Hidráulico, UCH, além de explicitar o que constará como escopo desse trabalho. Na lista a seguir, constam os itens que foram desenvolvidos.

1. Unit Commitment Hidráulico, 6.1
2. Metodologia da consideração de funções de produção de acordo com o número de unidades ligadas, 6.2
3. Estratégias de solução, 6.3

O primeiro item refere-se ao desenvolvimento propriamente das considerações dentro do universo do UCH e que foram implementadas pelo presente trabalho. O segundo item foi desenvolvido a metodologia e toda a sua formulação, mas sua implementação não foi concluída e estará como uma das propostas de trabalhos futuros. E por último, tem-se as estratégias de solução que corresponde as propostas de metodologias para reduzir o tempo computacional para dentro do limite operacional definido pelas instituições.

## **6.1 Unit Commitment Hidráulico - UCH**

Neste capítulo serão detalhados os conceitos inerentes ao UCH, a importância do seu uso na programação diária da operação, além de adentrar em toda a formulação matemática que foram consideradas no trabalho, conforme lista a seguir.

1. Conceito e importância do UCH, 6.1.1
2. Status das unidades ligada ou desligada, 6.1.2
3. Status das unidades operando em vazio, 6.1.3
4. Equação de composição das unidades, 6.1.4
5. Turbinamento e geração das unidades, 6.1.5
6. Equações de composição de turbinamento e geração das unidades, 6.1.6
7. Zona proibida de turbinamento mínimo e máximo das unidades, 6.1.7
8. Zona proibida com geração mínima das unidades, 6.1.8
9. Restrição de Tempo mínimo ligada ou desligada, 6.1.9
10. Custos de partida, 6.1.11
11. Número máximo de mudanças de estado, 6.1.12
12. Restrição da equação de balanço hídrico, 6.1.13

### **6.1.1 Conceito e importância do UCH**

Como comentado em 2.5, o modelo DESSEM passou a ser usado oficialmente para o despacho hidrotérmico-eólico-solar em janeiro de 2020, pelo Operador Nacional do Setor Elétrico, ONS (2023b), e para definir o preço em janeiro de 2021 pela Câmara

de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE (2023). O modelo até então considera apenas o unit commitment térmico, sendo as variáveis de decisão do parque hidráulico sendo por usina e sem os detalhes de unit commitment hidráulico, como zona proibida. Além dos agentes do setor elétrico, o ONS tem demandado a inclusão do UCH pra mitigar os processos chamado de "pós-DESSEM". Essa etapa após a execução do DESSEM ocorre em função das restrições das unidades geradoras hidráulicas e suas restrições de Unit Commitment Hidráulico não estão consideradas na formulação atual do modelo e dessa forma, o operador precisa redefinir o despacho hidráulico, mantendo o total de geração hidráulica do SIN definido pelo modelo.

Relembrando o que foi detalhado em 4.14, o modelo fixa o despacho térmico e depois executa alguns PL para garantir as restrições da rede elétrica e restrições de segurança. No entanto, o modelo até então, não enxerga as restrições de UCH. Assim, a decisão que o modelo toma com base no parque térmico é fixo e não pode ser alterado pelo ONS, conforme pode ser observado no relatório de procedimento de rede produzido pelo ONS na resolução normativa n 903/2020. ONS (2020) . No entanto, o despacho hidráulico é revisto com base nas restrições mais detalhadas que o modelo não enxerga, mantendo o montante total de geração das usinas. Essa revisão é uma etapa que ONS demanda ser ou extinto ou extremamente reduzido com a incorporação do UCH no modelo DESSEM.

Adicionalmente, um dos pontos cernes do objetivo da inclusão das considerações do UCH no modelo é a melhor otimização do despacho hidrotérmico-eólico, dado que o modelo poderá ver com mais detalhes da realidade e então tomar uma decisão mais coerente com o que vai pra mesa de operação. Assim, foi determinado via CPAMP a entrega programada das implementações relacionadas ao UCH, como pode ser verificada no relatório técnico produto pelo CEPEL em CEPEL (2022c).

Com isso observa-se a importância da consideração do UCH dentro da programação diária da operação para a decisão de despacho e preço. Muitos estudos são desenvolvidos para resolver esse problema de alta complexidade, onde estudos recentes podem

ser observados em COLONETTI *et al.* (2022b), COLONETTI *et al.* (2022a), COLONETTI *et al.* (2021), DE *et al.*, VIEIRA *et al.* (2022), SANTOS e FINARDI (2022), GUISANDEZ e PÉREZ-DÍAZ (2021), dentre outros.

Nos próximos capítulos serão apresentados todas as considerações e suas respectivas formulações que foram incorporadas no modelo.

### 6.1.2 Status das unidades geradoras hidrelétricas ligada ou desligada

Cada unidade geradora hidrelétrica poderá estar ou ligada, ou desligada ou operando em vazio. Define-se como status desligado a unidade que encontra-se sem geração e sem estar sincronizada com a rede elétrica. Conforme 6.1, para cada unidade de cada usina e em cada período, haverá uma variável binária para representar o status ligada ou desligada.

$$u_{H_{i,j}}^t \in \{0, 1\} \quad (6.1)$$

Onde,

$u_{H_{i,j}}^t$  : variável binária que define o status da unidades estar ligada, com valor unitário, ou desligada, com valor nulo, para cada unidade  $j$  de cada usina  $i$  de cada período  $t$

### 6.1.3 Status das unidades geradores hidrelétricas em vazio

Além do status ligada e desligada, há ainda a possibilidade da unidade estar operando em vazio. Assim, a unidade não está gerando energia, mas está consumindo água e está apta a atender a reserva de potência positiva ou negativa, além de contribuir para o atendimento ao tempo mínimo da unidade ligada. A formulação matemática de reserva de potência positiva e negativa para as unidades hidrelétricas será apresentada no capítulo 6.2.1. Conforme apresentado na equação 6.2 a seguir, tem-se a representação da

variável binária por unidade de cada usina e por período.

$$u_{HV_{i,j}}^t \in \{0, 1\} \quad (6.2)$$

Onde,

$u_{HV_{i,j}}^t$  : variável binária que define o status da unidades estar operando em vazio para cada unidade  $j$  de cada usina  $i$  de cada período  $t$

Vale também ressaltar que se a unidade está operando em vazio, esta deve respeitar as restrições de: custo de partida, 6.1.11; número máximo de mudanças de estado, 6.1.12; consideração do consumo de água no balanço hídrico, 6.1.13; além de contribuir para na restrição de tempo mínimo da unidade ligada, 6.1.9.

#### **6.1.4 Inequação de composição das unidades geradoras hidrelétricas**

Cada unidade de cada usina e em cada período só pode estar em uma única condição, ou seja, ou a unidade está ligada ou está desligada ou está operando em vazio. Dessa forma, há a necessidade de uma equação de composição das unidades geradoras hidrelétricas, como apresentado em 6.3, para garantir que a unidade possa estar apenas com uma das variáveis ativas, ou seja, com valor unitário.

$$u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t \leq 1 \quad (6.3)$$

Essa restrição deve ser respeitada para cada período e cada unidade geradora, de forma a garantir que a unidade estará em apenas uma das duas condições possíveis.

### 6.1.5 Turbinamento e geração das unidades geradoras hidrelétricas

Foram criadas variáveis de decisão para representação o turbinamento e a geração de cada unidade geradora, conforme apresentado em 6.4 e 6.5, sendo pertencente ao universo de valores reais não negativos.

$$q_{i,j}^t \in \mathfrak{R}_+ \quad (6.4)$$

$$gh_{i,j}^t \in \mathfrak{R}_+ \quad (6.5)$$

Onde,

$q_{i,j}^t$  : turbinamento da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$gh_{i,j}^t$  : geração da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

### 6.1.6 Equação de composição de turbinamento e geração das unidades geradoras hidrelétricas

Antes do presente do trabalho, o modelo considerava como variável de decisão os turbinamento e geração da usina como um todo. É necessário incluir a equação de composição tanto de turbinamento, quanto de geração das unidades que cada usina possui. Dessa forma, nas equações 6.6 e 6.7 a seguir, tem-se que o somatório do turbinamento e geração das unidades pertencentes a uma usina deve ser igual ao seu valor total da usina, respectivamente.

$$Q_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} q_{i,j}^t \quad (6.6)$$

$$GH_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_{i,j}^t \quad (6.7)$$

Onde,

$Q_i^t$  : turbinamento da usina  $i$  no período  $t$

$GH_i^t$  : geração hidrelétrica da usina  $i$  no período  $t$

### 6.1.7 Zona Proibida - Turbinamento mínimo e máximo das unidades geradoras hidrelétricas

A incorporação da consideração do turbinamento mínimo e máximo de cada unidade na formulação pode ser observada em 6.8.

$$\underline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq q_{i,j}^t \leq \overline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \quad (6.8)$$

Onde,

$\underline{q}_{i,j}$  : turbinamento mínimo da unidade  $j$  da usina  $i$

$\overline{q}_{i,j}$  : turbinamento máximo da unidade  $j$  da usina  $i$

Dessa forma, essas restrições de turbinamento fazem a linkagem com a variável binária de acionamento da unidade, ou seja, se a unidade estiver desligada, variável binária com valor nulo, o turbinamento da unidade será nulo. Já quando a unidade está ligada, o turbinamento viável ficará entre o turbinamento mínimo e o máximo.

### 6.1.8 Zona Proibida - Geração mínima e máxima das unidades geradoras hidrelétricas

A consideração da geração mínima e máxima de cada unidade foi feita conforme formulação pode ser observada em 6.9. Essa restrição de geração mínima da unidade é uma demanda operativa de grande importância dado a forma real que as unidades são

operadas.

$$\underline{gh}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq gh_{i,j}^t \leq \overline{gh}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \quad (6.9)$$

Onde,

$\underline{gh}_{i,j}$  : geração mínima da unidade  $j$  da usina  $i$

$\overline{gh}_{i,j}$  : geração máxima da unidade  $j$  da usina  $i$

De forma análoga ao turbinamento, essas restrições de geração fazem a linkagem com a variável binária de acionamento da unidade, ou seja, se a unidade estiver desligada, variável binária com valor nulo, a geração da unidade será nula. Já quando a unidade está ligada, a geração viável ficará entre a geração mínima e o máxima.

### 6.1.9 Restrição de tempo mínimo ligada, desligada das Unidades Geradores Hidrelétricas

Cada unidade pode possuir um tempo mínimo no seu estado, ou seja, um tempo mínimo da unidade estando ligada ou desligada.

Essa restrição tem por objetivo trazer a realidade ao problema de otimização, dado que quando uma unidade é acionada, esta deve ficar nesse estado por um tempo mínimo e esse dado deve ser fornecido por cada agente do setor elétrico.

Nas inequações 6.10 e 6.11 a seguir, encontram-se as restrições de tempo mínimo ligado e desligado, respectivamente, por unidade de cada usina.

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_{i,j}^H} (u_{H_{i,j}}^k + u_{HV_{i,j}}^k) \geq Ton_{i,j}^H \times [(u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1} + u_{HV_{i,j}}^{t-1})] \quad (6.10)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_{i,j}^H} (1 - u_{H_{i,j}}^k) \geq Toff_{i,j}^H \times (u_{H_{i,j}}^{t-1} - u_{H_{i,j}}^t) \quad (6.11)$$

Onde,

$Ton_{i,j}^H$  : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina hidráulica  $i$  deve permanecer ligada

$Toff_{i,j}^H$  : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina hidráulica  $i$  deve permanecer desligada

Como observado na inequação 6.10, se a unidade estiver operando em vazio, esse período ao qual essa unidade estiver nesse estado será considerado contribuindo para atender a restrição de tempo mínimo ligado.

### 6.1.10 Relação entre operar em vazio e tempo mínimo desligado

As unidades podem estar ligadas, desligadas ou operando em vazio. A restrição de composição apresentada em 6.1.4 garante que apenas uma das duas variáveis binárias possam estar ativas, ou seja, ou ligada ou operando em vazio. Assim, se a unidade estiver cumprindo  $Ton$ , o modelo não poderá mudar o status de ligado para desligado ou operando em vazio. No entanto, quando a unidade está cumprindo  $Toff$ , o modelo precisa de uma relação entre operar em vazio e cumprimento do tempo mínimo desligado, como apresentado na equação 6.12 a seguir.

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_{i,j}^H} (u_{HV_{i,j}}^k) \leq \left( \sum_{k=t}^{t+Toff_{i,j}^H} (1 - u_{H_{i,j}}^k) - Toff_{i,j}^H \times (u_{H_{i,j}}^{t-1} - u_{H_{i,j}}^t) \right) \quad (6.12)$$

A partir dessa restrição, o modelo não poderá colocar a unidade operando em vazio se esta estiver cumprindo o tempo mínimo desligado,  $Toff$ .

### 6.1.11 Custos de partida

Custo de partida é o custo associado no acionamento de uma unidade geradora. Trabalhos podem ser encontrados na literatura que consideram esse custo na sua formulação matemática, e como no trabalho em ENCINA (2006) é demonstrado a importância da sua devida consideração.

De forma mais abrangente, o custo de partida é o custo em mudar uma unidade para a condição de ligada ou para operar em vazio. Esse custo entra na função objetivo, como consta na parcela apresentada na equação em 6.15, aumentando seu valor e portanto, o modelo tenderá a minimizar essas mudanças de estados para minimizar o custo total.

Assim, para encontrar essa parcela a entrar na função objetivo, deve-se definir variáveis de mudanças de estado e então precificá-las. Conforme consta na inequação 6.13, o modelo terá incluso na sua formulação que, se decidir mudar a condição de desligado para ligado, ou seja, mudar a variável binária de valor nulo para valor não nulo, obrigatoriamente a variável de mudança de estado será não nula e assim impactará a função objetivo. Na inequação 6.14 tem-se a relação da variável de mudança de estado com as variáveis binária que define se a unidade está operando em vazio.

$$sth_{i,j}^t \geq [(u_{H_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1})] \quad (6.13)$$

$$sthV_{i,j}^t \geq [(u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{HV_{i,j}}^{t-1})] \quad (6.14)$$

Onde,

$sth_{i,j}^t$  : variável contínua de mudança de estado de desligado para ligado da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$sthV_{i,j}^t$  : variável contínua de mudança de estado de desligado para operando em vazio da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

Vale ressaltar que as variáveis de mudança de estado são contínuas, dado que não há a necessidade que todas essas variáveis seja binárias o que daria uma complexidade maior ao problema, sem a devida necessidade. Portanto, a variável é contínua, mas sempre ou terá valor nulo ou terá valor unitário quando houver mudança de estado da unidade entre o período  $t$  e o período  $t - 1$ .

Adicionalmente, as inequações, 6.13 e 6.14, são de maior ou igual, no entanto como

o problema é de minimização e como o acionamento de uma unidade remete um custo na função objetivo, compulsoriamente o valor da variável de mudança de estado, seja de desligado para ligado ou para operar em vazio, terá o seu menor valor possível, e portanto, valor unitário.

Essas variáveis de mudança de estado entram na função objetivo, como apresentado na equação 6.15 nomeado como uma parcela  $CP_i$ , para garantir que o modelo possa saber que se houve alguma mudança de estado, esta variação impactará em custo. Como o modelo resolve um problema de minimização, o modelo tomará a decisão de acionar essa unidade se e somente se for vantajoso e mesmo com esse custo de partida, o custo total associado a essa decisão terá um valor inferior.

$$Parcela_{CP_i}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} (CP_{H_{i,j}} \times sth_{i,j}^t + CP_{HV_{i,j}} \times sthV_{i,j}^t) \quad (6.15)$$

Onde,

$Parcela_{CP_i}^t$  : parcela a ser incluída na função objetivo referente ao custo de partida da usina  $i$  no período  $t$

$CP_{H_{i,j}}$  : custo de partida da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$  para mudar o status para ligada

$CP_{HV_{i,j}}$  : custo de partida da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$  para mudar o status para operando em vazio

### 6.1.12 Número máximo de mudanças de estado para operando em vazio

Para garantir uma quantidade de mudanças de estado das unidades para operando em vazio, foi inserido uma restrição adicional para cada unidade  $j$  de cada usina  $i$  como apresentado na inequação 6.16 a seguir.

$$\sum_{t=1}^T sthV_{i,j}^t \leq NmeV_{i,j} \quad (6.16)$$

Onde,

$NmeV_{i,j}$  : número máximo de mudanças de estado para operar em vazio ao longo do horizonte de estudo da unidade  $j$  da usina  $i$

$T$  : número de períodos do caso

Assim, o número de variações de mudança de estado para operar em vazio de cada unidade durante todo o período ao longo do horizonte de estudo deve respeitar um limítrofe superior determinado via dado de entrada.

### 6.1.13 Restrição da equação de balanço hídrico

O modelo deverá considerar uma parcela adicional referente ao consumo de água na partida de uma unidade na equação de balanço hídrico que foi apresentada em 4.20. A consideração desse consumo deve ser feita quando houver alguma mudança de estado da unidade para operar em vazio, ou seja, relacionada com a variável de mudança de estado apresentado em 6.14.

Na equação 6.17 a seguir, apresenta-se a formulação dessa inclusão da parcela de consumo de mudança de status para operando em vazio a ser considerada no balanço hídrico da usina.

$$Parcela_{consPHV_i}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} consPHV_{i,j} \times sthV_{i,j}^t \quad (6.17)$$

Onde,

$Parcela_{consPHV_i}^t$  : parcela do consumo de de água de partida da usina  $i$  no período  $t$  de mudança de estado para operando em vazio

$consPHV_{i,j}$  : consumo de água da unidade  $j$  da usina  $i$  pela mudança de estado para operando em vazio

Assim, conforme apresentado na equação de balanço hídrico em 6.1.13, a incorporação da parcela de cada usina irá contribuir em uma redução do nível dos reservatórios e por essa razão entra com valor negativo no lado direito da equação.

$$\begin{aligned}
V_i^t = & V_i^{t-1} + \varsigma^t [(I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) + \sum_{j \in M_{dv_i}} Q_{dv_j}^t + \sum_{j \in M_{eb_i}} Q_{b_j}^t \\
& + \sum_{j \in M_{ch_i}} Q_{ch_{ji}}^t) - (Q_i^t + S_i^t + Q_{dv_i}^t + Q_{ev_i}^t + Q_{out_i}^t + \sum_{j \in J_{eb_i}} Q_{b_j}^t)] \\
& - \text{Parcela}_{\text{consPHV}_i}^t
\end{aligned} \tag{6.18}$$

Dessa forma, o acionamento de uma unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$  para o status operando em vazio deverá gerar um consumo no valor de  $consPHV_{i,j}$  naquele período em questão. Assim, haverá uma redução do volume armazenado final da usina no montante definido na variável  $consPHV_{i,j}$  para cada período..

## 6.2 Formulação matemática proposta de reserva de potência e modelagem da FPHA por quantidade de unidades ligadas

Foram desenvolvidos a metodologia e a formulação matemática para duas situações listadas a seguir, no entanto, ambas as formulações não chegaram a ser implementadas no modelo e ficaram para estudos futuros.

1. Formulação e modelagem das restrições de reserva de potência, 6.2.1
2. Modelagem da FPHA por quantidade de unidades geradoras ligadas, 6.2.2

O primeiro item refere-se a inclusão de reserva de potência positiva e negativa com relação as unidades geradoras hidrelétricas. Já o segundo item refere-se a uma modelagem da função de produção considerando " $n$ " funções de produção para usina que tenha " $n$ " unidades geradoras, deixando apenas uma das funções ativas de acordo com a decisão do modelo de acionar determinada quantidade de unidades da usina. AS formulações propostas foram apresentadas no relatório enviado a CPAMP, CEPEL (2022c).

### **6.2.1 Formulação e modelagem das restrições de reserva de potência**

Essa restrição de reserva de potência é uma demanda real do setor elétrico brasileiro, sendo essa reserva podendo ser atendida ou por uma unidade hidrelétrica que esteja gerando energia ou por uma unidade que esteja operando em vazio. Via dado de entrada são informados quais usinas podem operar em vazio e a respectiva carga que o conjuntos de unidades dessa restrição deve respeitar como reserva de potência.

Foram consideradas três restrições principais no âmbito relacionado a restrição de reserva de potência como listado a seguir.

1. Reserva de potência positiva, 6.2.1
2. Reserva de potência negativa, 6.2.1
3. Quantidade mínima de unidades ligas ou operando em vazio, 6.2.1

As reservas de potência positiva e negativa relacionam o montante de reserva de potência que as unidades em questão devem respeitar. Já o último item refere-se a quantidade mínima de unidades que o modelo deve considerar para estarem aptas a atender a reserva.

## Reserva de potência positiva

A reserva de potência positiva refere-se a diferença entre o somatório da geração máxima das unidades e o somatório das gerações dessas unidades decididas pelo modelo, unidades esses que estão dentro do universo da restrição de reserva em questão.

Na equação 6.19 a seguir, observa-se a relação entre a geração da unidade decidida pelo modelo, a geração máxima da unidade e a reserva de potência a ser atendida como limítrofe inferior.

$$\sum_{j \in \Omega_{RP_k}} [\overline{gh_{i,j}^t} \times (u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) - gh_{i,j}^t] \geq ReservaP_k^t \quad (6.19)$$

Onde,

$\Omega_{RP_k}$  : conjunto de unidades hidrelétricas que pertencem a restrição de reserva de potência positiva  $k$

$\overline{gh_{i,j}^t}$  : geração máxima da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$gh_{i,j}^t$  : variável de decisão do modelo referente a geração da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$ReservaP_k^t$  : reserva de potência positiva da restrição de reserva  $k$  no período  $t$

Assim, dado um conjunto de unidades que contemplam a restrição de reserva, o modelo deve deixar "livre" no mínimo o valor definido no dado de entrada da reserva,  $ReservaP_k^t$ . A reserva de potência existirá para que o operador tenha condições de aumentar a geração das usinas despachadas ou em vazio para atender a algum pico de demanda ou algum outro problema como falta de geração de algum outro agente por questões física, falta de vento no parque eólico, ou operacional não previsto, como quebra de máquina.

Vale ressaltar que a geração máxima de uma unidade pode ser limitada de algumas formas, conforme lista a seguir.

1. geração máxima da turbina

2. geração máxima do gerador
3. geração máxima definida por uma restrição elétrica
4. geração máxima dado pelo engolimento máximo

Na figura 6.1 a seguir, a consideração desses itens pode ser observada, de forma que o modelo irá considerar para fins de cálculo para garantia de reserva de potência, a que for mais restritiva.

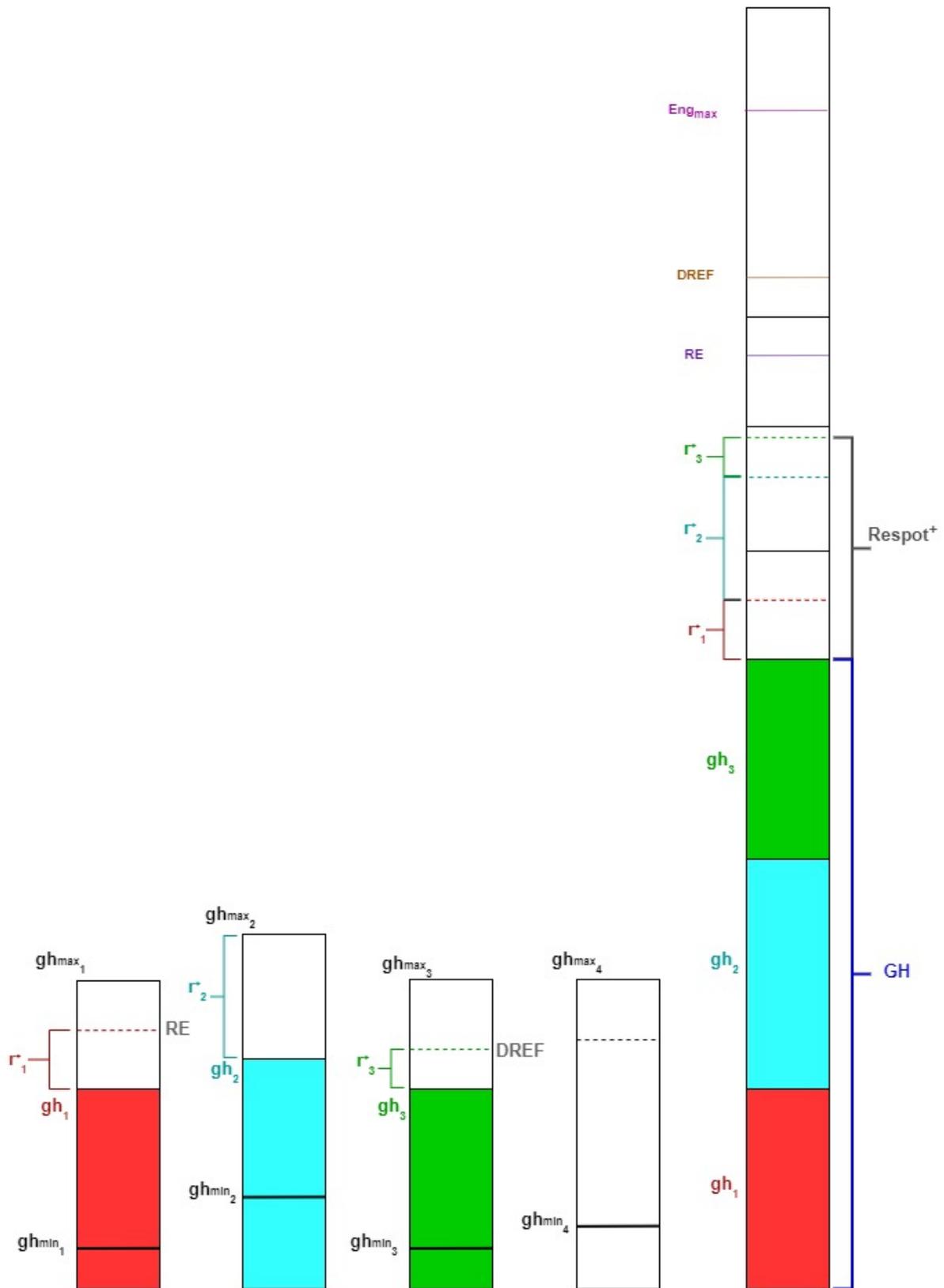


Figura 6.1: Exemplificação da reserva de potência positiva de uma usina com quatro unidades, sendo que três estão ligadas.

Com base no exemplo, podem ser feitas algumas observações de cada unidade e também com relação a usina. A usina possui quatro unidades, sendo que três estão ligadas gerando acima da geração mínima e uma unidade está desligada. Supondo que as restrições de reserva de potência positiva seja apenas para essa usina, as três unidades ligadas deverão atender a reserva mínima. Cada unidade possui uma geração hidráulica máxima e a unidade 1 possui uma restrição adicional de restrição elétrica, a unidade 2 não possui restrição adicional, a unidade 3 possui restrição de DREF. A decisão do modelo de geração das unidades 1, 2 e 3 é representada pelas cores vermelho, azul e verde, respectivamente, das colunas da esquerda para direita. A maior contribuição de reserva é da unidade 2, por não haver nenhuma restrição adicional.

Na última coluna da direita está representado a geração da usina, em escala. Observa-se que a geração da usina é o somatório das gerações de cada unidade que esteja gerando energia. Nesse exemplo, o modelo estaria no limite de geração de cada unidade para atender a reserva de potência, pois ao somar as reservas de cada unidade, tem-se a reserva de potência positiva que a usina deve no mínimo respeitar. Vale ressaltar que, para esse exemplo, há ainda restrições para a usina de restrições elétricas, DREF e também o engolimento máximo da usina, no entanto, essas restrições estão folgadas e não estão limitando a geração das unidades.

Assim, o modelo irá limitar a geração da unidade conforme for o mais restrito com relação a geração máxima da unidade e de forma a atender a reserva de potência positiva e com isso tornar possível que o operador nacional do setor elétrico, ONS, possa reduzir a geração das unidades de forma a atender algum aumento de demanda sem precisar acionar alguma máquina fora da ordem de mérito.

Quando a unidade estiver operando em vazio, esta terá toda a sua capacidade de geração incluída como garantia para reserva de potência positiva, ou seja, a geração máxima seja da unidade ou limitada por uma RE ou DREF.

## Reserva de potência negativa

A reserva de potência negativa é análogo a reserva de potência positiva, no entanto de forma inversa. Ou seja, a reserva negativa é a soma das diferença entre as gerações que foram decididas pelo modelo e as gerações mínimas das unidades que compõe o seu grupo da restrição de reserva. Na equação 6.20 é apresentado a formulação onde há a relação entre a geração da unidade, geração mínima e o valor mínimo a ser alcançada de reserva de potência negativa.

$$\sum_{j \in \Omega_{RP_k}} (gh_{i,j}^t - \underline{gh}_{i,j}^t \times u_{H_{i,j}}^t) \geq ReservaN_k^t \quad (6.20)$$

Onde,

$\underline{gh}_{i,j}^t$  : geração mínima da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$ReservaN_k^t$  : reserva de potência negativa da restrição de reserva  $k$  no período  $t$

Vale ressaltar que quando a unidade está desligada, ou seja, quando a variável  $u_{H_{i,j}}^t$  está com valor nulo, não há contribuição de geração para alimentar a reserva. Pois além de não haver contribuição da geração mínima,  $\underline{gh}_{i,j}^t$ , a geração da unidade,  $gh_{i,j}^t$  também estará com valor nulo pela inequação apresentada em 6.9, referente a zona proibida que relaciona a geração da unidade com geração mínima e máxima multiplicada pela variável binária do status da unidade.

Na figura 6.2 a seguir, a consideração desses itens pode ser observada, de forma que o modelo irá considerar para fins de cálculo para garantia de reserva de potência negativa, a que for mais restritiva.

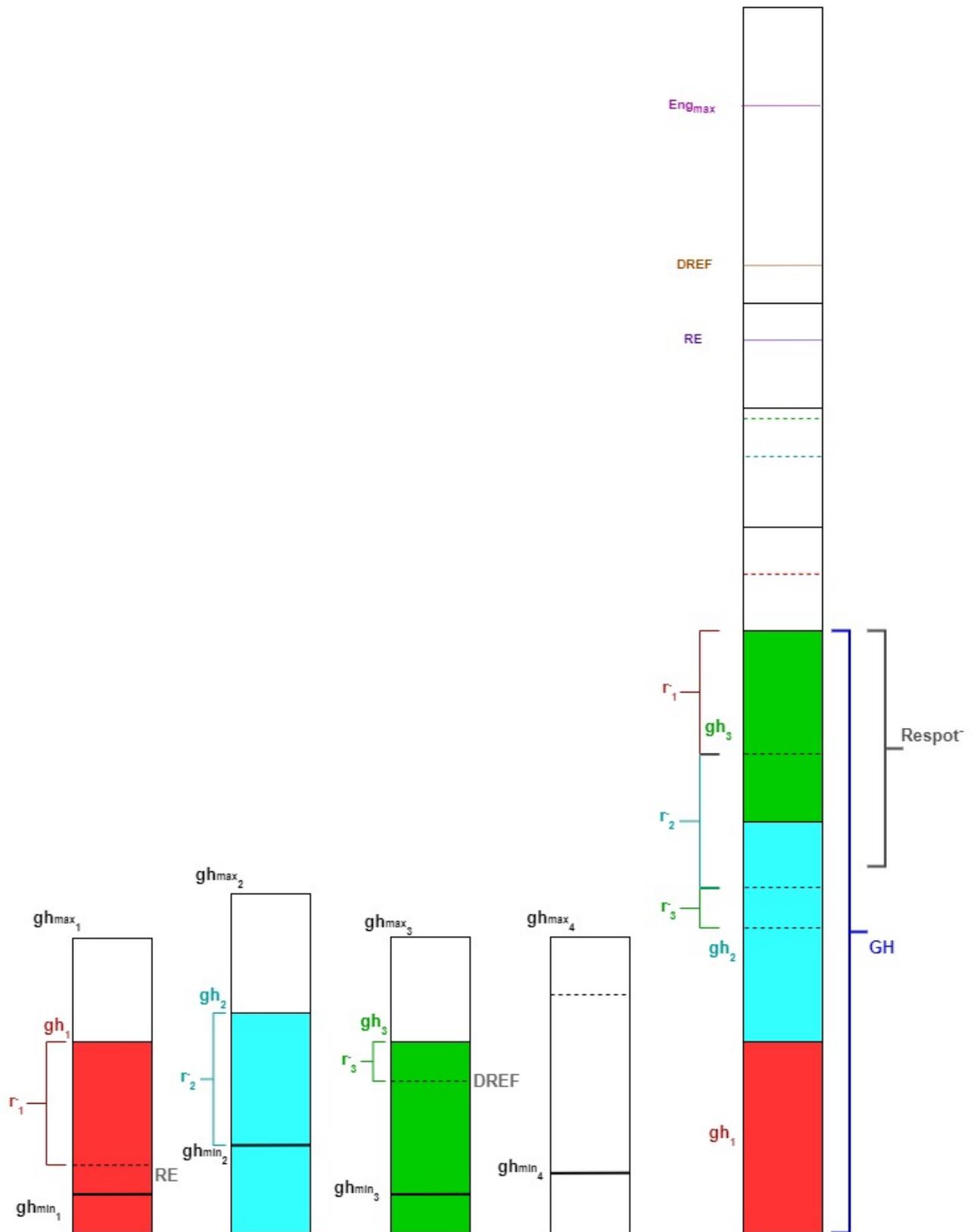


Figura 6.2: Exemplificação da reserva de potência negativa de uma usina com quatro unidades, sendo que três estão ligadas.

Com base no exemplo, podem ser feitas algumas observações de cada unidade e também com relação a usina. A condição permanece a mesma para o exemplo de reserva positiva, ou seja, a usina possui quatro unidades, sendo que três estão ligadas gerando acima da geração mínima e uma unidade está desligada. Supondo que a restrições de reserva de potência negativa seja apenas para essa usina, as três unidades ligadas deverão atender a reserva mínima. Cada unidade possui uma geração hidráulica mínima e a unidade 1 possui uma restrição adicional de restrição elétrica de geração mínima, a unidade 2 não possui restrição adicional, a unidade 3 possui restrição de DREF de geração mínima. A decisão do modelo de geração das unidades 1, 2 e 3 é representada pelas cores vermelho, azul e verde, respectivamente, das colunas da esquerda para direita. A maior contribuição de reserva é da unidade 2, por não haver nenhuma restrição adicional.

Na última coluna da direita está representado a geração da usina, em escala. Observa-se que a geração da usina é o somatório das gerações de cada unidade que esteja gerando energia. Nesse exemplo, o modelo estaria com folga de geração de cada unidade para atender a reserva de potência negativa, pois ao somar as reservas de cada unidade, tem-se um valor disponível para atender a reserva de potência negativa superior ao mínimo estabelecido.

Assim, o modelo irá limitar a geração da unidade conforme for o mais restrito com relação a geração mínima da unidade e de forma a atender a reserva de potência negativa e com isso tornar possível que o operador nacional do setor elétrico, ONS, possa reduzir a geração das unidades de forma a atender alguma queda de demanda sem precisar desligar alguma máquina. Adicionalmente, quando a unidade estiver operando em vazio, esta não terá nenhuma contribuição para a reserva de potência negativa.

### **Quantidade mínima de unidades ligadas ou operando em vazio**

Além da restrição de reserva de potência positiva e negativa, há a necessidade de inserir uma restrição de quantidade mínima de unidades ou na condição de ligada ou na condição

de estar operando em vazio. Dessa forma, a inequação 6.21 a seguir vai garantir que para cada restrição existente no dado de entrada, o modelo garantida uma quantidade de unidades ligas ou operando em vazio,

$$\sum_{j \in \Omega_{NRP_k}} (u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) \geq NunL_k^t \quad (6.21)$$

Onde,

$\Omega_{NRP_k}$  : conjunto de unidades da usina  $i$  definidas na restrição  $k$

$NunL_k^t$  : número mínimo de unidades ligadas ou operando em vazio da restrição  $k$  no período  $t$

O objetivo dessa restrição é complementar as restrições de reserva de potência positiva e negativa, e assim obter uma maior garantia de atendimento a picos ou vales de carga.

## 6.2.2 Modelagem da FPHA por quantidade de unidades geradoras ligadas

Conforme mencionado anteriormente, a formulação da modelagem da FPHA por quantidade de undiades geradoras ligadas foi desenvolvida, no entanto não foi implementada e será escopo de trabalhos futuros.

Atualmente, como apresentado em 4.4.15, o modelo considera apenas uma FPHA por usina e essa abordagem traz uma falta de precisão, pois dependendo da unidade e quantidade de unidades ligadas, o perfil da função de produção muda. A representação exata seria ter uma função de produção para cada unidade de cada usina de cada período. Como essa representação teria um custo computacional muito elevado, será proposto aqui uma formulação intermediária.

A proposta é modelar uma FPHA por quantidade de unidades ligadas. Ou seja, se uma usina  $i$  possui  $nh_i$  unidades, esta usina possuirá  $nh_i$  FPHA sendo cada função

representando a quantidade de unidades ligadas. Trazendo como exemplo a usina de Itaipu que possui 20 unidades, teremos 20 FPHA e se o modelo decidir ligar 12 unidades, a função ativa será aquela que representa 12 unidades ligadas. O modelo saberá as FPHA para cada quantidade de unidades ligadas e tomará a decisão operativa sabendo o impacto de sua decisão na ótica de qual FPHA passará a estar ativa.

A seguir, nas equações de 6.22 a 6.46, será apresentado a formulação matemática para garantir que isso ocorra. A formulação proposta possui variáveis binárias e assim apenas uma das FPHA estará ativa. Vale ressaltar que a usina possui  $n$  FPHA, mas apenas uma estará ativada e portanto a usina em si ao invés de ter apenas uma função, passará a ter uma FPHA ativa num universo de  $n$  FPHA.

Na figura 6.3, observa-se um exemplo dos ajustes realizados em curvas da FPHA para cada quantidade de unidades ligadas.

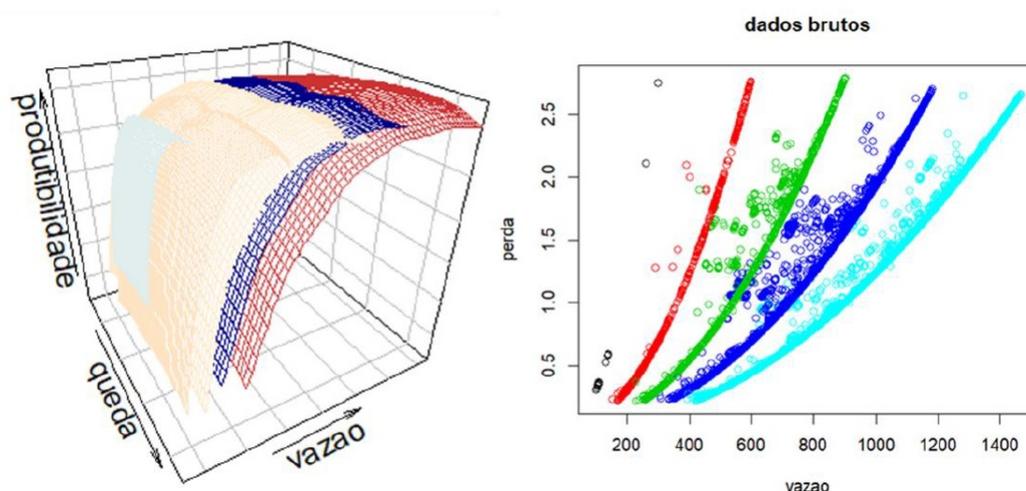


Figura 6.3: Exemplo de ajustes realizados em curvas da FPHA para cada quantidade de unidades ligadas. Fonte: CEPEL (2022c)

Dessa forma, espera-se um aprimoramento na consideração da FPHA com um aumento da acurácia na sua representação, obtendo-se assim um resultado mais próximo ao encontrado a realidade de cada usina. A formulação proposta para garantir que o modelo incorpore todas as FPHA para cada quantidade de unidades ligadas, deixando

apenas uma ativa, será apresentada a seguir.

### **Formulação da Modelagem da FPHA por quantidade de unidades geradoras ligadas**

A formulação proposta pode ser listada conforme a seguir, onde será apresentado as variáveis e restrições que serão criadas para garantir que modelo receba  $nh_i$  FPHA para cada usina  $i$ , deixando apenas uma FPHA ativa.

1. Criação de variáveis binárias para cada quantidade de unidades ligadas
2. Restrição de unicidade das variáveis binárias
3. Restrição de ativação das variáveis binárias
4. Criação de variáveis contínuas de geração da usina para cada quantidade de unidades ligadas
5. Equação de composição da geração da usina hidrelétrica
6. Restrições de FPHA para cada quantidade de unidades
7. Restrições da relação entre a geração máxima da usina, variável binária e a geração da usina que representa a quantidade de unidades ligada

### **Criação de variáveis binárias para cada quantidade de unidades ligadas**

A variável binária criada, conforme 6.22, representa a quantidade de unidades acionadas de uma usina. Sendo assim, possui para cada usina em cada período um tamanho de acordo com a quantidade de unidades que essa usina possui.

$$Ilig_{i,n}^t \in \{0, 1\} \quad (6.22)$$

Onde,

$n$  : índice que representa o número total de unidades que a usina  $i$  possui

$Ilig_{i,n}^t$  : variável binária que representa a quantidade de unidades ligadas da usina  $i$  do conjunto das suas unidades  $n$  no período  $t$

Dessa forma, essa variável será o centro da decisão do modelo ao definir quantas unidades estarão ligadas e assim determinar qual a FPHA será tomada como ativa. Exemplificando, se a usina  $i$  possui 10 unidades e somente 6 unidades estão ligadas, espera-se que a variável binária que representa 6 unidades ligadas esteja com valor unitário, 6.23, e as outras com valor nulo, 6.24.

$$Ilig_{i,6}^t = 1 \quad (6.23)$$

$$Ilig_{i,n}^t = 0, \quad \forall n \neq 6 \quad (6.24)$$

Essa relação de unicidade será apresentada na equação 6.25 a seguir.

### **Restrição de unicidade das variáveis binárias**

Como dito anteriormente, a variável binária  $Ilig_{i,n}^t$  representa a quantidade de unidades ligadas, recebendo valor unitário em  $n$  de acordo com o número de unidades ligadas e valor nulo quando esta não representa a quantidade de unidades ligadas. Dessa forma, há a necessidade de uma restrição de unicidade, ou seja, a soma de todas essas variáveis binárias de uma usina obrigatoriamente é menor ou igual a uma unidade, conforme apresentado na inequação 6.25 a seguir.

$$\sum_{n=1}^{nh_i} Ilig_{i,n}^t \leq 1 \quad (6.25)$$

Dessa forma, ou todas as unidades estão desligadas e então todas as variáveis binárias estarão nulas, ou ao menos uma unidade está ligada e assim apenas uma dessas variáveis

binárias estará ativa, ou seja, recebendo valor unitário. Essa relação entre a nova variável binária criada e a variável binária do status de estar ligada ou desligada será apresentada a seguir.

### Restrição de ativação das variáveis binárias

A nova variável binária já foi declarada e sua restrição de unicidade já foi imposta. Para garantir que apenas a que represente a quantidade de unidades ligadas esteja ativa, tem-se que relacioná-las com a variável binária que define o status da unidade. A equação 6.26 a seguir, faz essa relação entre  $Ilig_{i,n}^t$  e  $u_{H_{i,j}}^t$ .

$$\sum_{n=1}^{nh_i} n \times Ilig_{i,n}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} u_{H_{i,j}}^t \quad (6.26)$$

A partir dessa restrição, há a garantia de que somente a variável  $Ilig_{i,n}^t$  que represente a quantidade de unidades ligadas esteja ativa.

Exemplificando, supondo uma usina que tenha 3 unidades, sendo que 2 estão ligadas. Assim, tem-se a equação 6.27 onde se relaciona todas essas variáveis e na equação 6.28 na sua forma extensa.

$$\sum_{n=1}^3 n \times Ilig_{i,n}^t = \sum_{j=1}^3 u_{H_{i,j}}^t \quad (6.27)$$

$$1 \times Ilig_{i,1}^t + 2 \times Ilig_{i,2}^t + 3 \times Ilig_{i,3}^t = u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + u_{H_{i,3}}^t \quad (6.28)$$

Já na equação 6.29, tem-se as unidades que o modelo decidiu ligar e na equação 6.30, o resultado com a equação onde apenas uma variável binária pode ser não nula e igual ao valor unitário.

$$\begin{aligned}
u_{H_{i,1}}^t &= 1 \\
u_{H_{i,2}}^t &= 1 \\
u_{H_{i,3}}^t &= 0
\end{aligned} \tag{6.29}$$

$$1 \times Ilig_{i,1}^t + 2 \times Ilig_{i,2}^t + 3 \times Ilig_{i,3}^t = 2 \tag{6.30}$$

Dessa forma, a única opção viável que o modelo tem, dado que decidiu ligar apenas duas unidades, e que a variável  $Ilig_{i,j}^t$  é binária, 6.22, e possui uma restrição de unicidade, 6.25, é acionar a variável  $Ilig_{i,2}^t$  e torná-la igual ao valor unitário. Logo, a variável que representará a quantidade de unidades ligadas será conforme consta em 6.31, enquanto que as outras receberão o valor nulo, como o esperado.

$$\begin{aligned}
Ilig_{i,1}^t &= 0 \\
Ilig_{i,2}^t &= 1 \\
Ilig_{i,3}^t &= 0
\end{aligned} \tag{6.31}$$

Nesse ponto, temos uma variável binária que define a quantidade de unidades ligadas. Para incorporar todas as restrições da FPHA por quantidade de unidades ligadas, é necessário primeiramente definir uma geração hidráulica que representa a quantidade de unidades ligadas e relacionar com a variável binária  $Ilig_{i,n}^t$ . A seguir, essas variáveis serão definidas e suas respectivas relações.

## Criação de variáveis contínuas de geração da usina para cada quantidade de unidades ligadas

Cada quantidade de unidades ligadas terá uma FPHA associada a ela e para isso foi definido uma variável contínua de geração hidrelétrica da usina, mas de acordo com a quantidade de unidades ligadas, conforme apresentado em 6.32 a seguir.

$$GH_{i,n}^t \in \mathbb{R}_+ \quad (6.32)$$

Onde,

$GH_{i,n}^t$  : geração da usina  $i$  de acordo com a quantidade de unidades ligadas,  $n$ , no período  $t$

Essa variável contínua é não negativa e limitada na geração máxima da usina, conforme apresentado na inequação 6.33 a seguir.

$$0 \leq GH_{i,n}^t \leq \overline{GH}_{i,n} \quad (6.33)$$

Onde,

$\overline{GH}_{i,n}$  : geração máxima da usina  $i$  com  $n$  unidades ligadas

## Equação de composição da geração da usina hidrelétrica

Para relacionar a geração da usina com a geração da usina por quantidade de unidades ligadas, é necessário fazer uma equação de composição da geração usina, conforme 6.34, onde a geração da usina é o somatório de todas as gerações com cada quantidade de unidades ligadas.

$$GH_i^t = \sum_{n=1}^{nh_i} GH_{i,n}^t \quad (6.34)$$

Onde,

$GH_i^t$  : geração hidráulica da usina  $i$  no período  $t$

Essa restrição garante independente da quantidade de unidades ligadas, que a geração que representa cada quantidade de unidades ligadas estará integrada na geração da usina. No entanto, apenas uma pode estar ativa, ou seja, não nula e precisa ser aquela que representa a quantidade de unidades que o modelo decidiu ligar e isso será abordado a seguir.

### **Restrições da relação entre a geração máxima da usina, variável binária e a geração da usina que representa a quantidade de unidades ligada**

Para garantir que o modelo considere todas as FPHA e ao mesmo tempo apenas uma ficará ativa de acordo com a decisão de quantidade de unidades ligadas, é necessário uma restrição, conforme 6.35, que relacione a geração da usina de acordo com a quantidade de unidades ligadas e a variável binária,  $Ilig_{i,n}^t$  definida em 6.22.

$$GH_{i,n}^t \leq Ilig_{i,n}^t \times \overline{GH_{i,n}} \quad (6.35)$$

Dessa forma, apenas uma variável binária,  $Ilig_{i,n}^t$ , estará ativa dado que terá que respeitar as restrições em 6.22, 6.25 e 6.26. Assim as gerações da usina que representam a quantidade de unidades diferente do que foi decidido pelo modelo de serem acionadas, terão um valor nulo e portanto a FPHA, que será apresentada mais a frente, estará na formulação, mas estará relaxada pois o limite superior dessa variável será nulo. E com relação a geração da usina que representa a quantidade de unidades que estão realmente ligadas, esta estará limitada a sua geração máxima.

Unindo a restrição 6.35 com a 6.34, o modelo irá obter gerações da usina que representam quantidades ligadas diferente da quantidade que realmente o modelo decidiu ligar, nulas e portanto a geração da usina será igual a geração da usina que representa quantidade real de unidades ligadas que o modelo decidiu ligar.

Voltando ao exemplo citado anteriormente, onde a usina possui três unidades, sendo duas delas ligadas, dessa forma a restrição 6.34 será conforme apresentado nas equações 6.36 que pode ser expandida conforme 6.37, a seguir.

$$GH_i^t = \sum_{n=1}^3 GH_{i,n}^t \quad (6.36)$$

$$GH_i^t = GH_{i,1}^t + GH_{i,2}^t + GH_{i,3}^t \quad (6.37)$$

Além disso, a representação da relação entre a geração da usina de acordo com a quantidade de unidades ligadas e a variável binária que representa essa quantidade de unidades ligadas, de acordo com o exemplo citado, e tomando como referência a inequação 6.35, tem-se a inequação 6.39.

$$\begin{aligned} GH_{i,1}^t &\leq Ilig_{i,1}^t \times \overline{GH_{i,1}} \\ GH_{i,2}^t &\leq Ilig_{i,2}^t \times \overline{GH_{i,2}} \\ GH_{i,3}^t &\leq Ilig_{i,3}^t \times \overline{GH_{i,3}} \end{aligned} \quad (6.38)$$

Como apresentado no exemplo em 6.31, apenas a variável binária  $Ilig_{i,2}^t$  terá valor diferente de zero, enquanto que as outras possuem valor nulo, e assim teremos as relações da usina de acordo com a quantidade de unidades ligadas como em 6.40 a seguir.

$$\begin{aligned} GH_{i,1}^t &\leq 0 \\ GH_{i,2}^t &\leq \overline{GH_{i,2}} \\ GH_{i,3}^t &\leq 0 \end{aligned} \quad (6.39)$$

Ao revisitar a equação 6.34 e expandindo-a para o universo de três unidades dessa usina, tem-se a equação 6.40, conforme apresentador a seguir.

$$GH_i^t = GH_{i,1}^t + GH_{i,2}^t + GH_{i,3}^t \quad (6.40)$$

Assim, como as gerações são não nulas, entende que, para o exemplo, com base em 6.33 e 6.39 as variáveis  $GH_{i,1}^t$  e  $GH_{i,3}^t$  terão valores nulos e com isso a equação que relaciona a geração da usina com a geração que representa a quantidade de unidades ligadas ficará conforme apresentado em 6.41, a seguir.

$$GH_i^t = GH_{i,2}^t \quad (6.41)$$

Dessa forma, com a formulação apresentada até então e com os exemplos citados, a formulação já possui a relação entre a decisão do status de ligar a unidade, com a variável binária que representa a quantidade de unidades ligadas, que se relaciona com a geração da usina que representa a quantidade de unidades ligadas que relaciona com a geração da usina. A última peça é relaciona a geração da usina que representa a quantidade de unidades com sua respectiva FPHA. E esta última peça será apresentada a seguir.

### **Restrições de FPHA para cada quantidade de unidades**

Atualmente, o modelo considera apenas uma FPHA por usina. Essa proposta de formulação incorpora o conceito de se ter uma FPHA para cada quantidade de unidades ligadas. Dessa forma, a variável de decisão de geração da usina que representa a quantidade de unidades ligadas terá uma restrição para cada corte da sua respectiva FPHA, conforme apresentado na inequação 6.42 a seguir.

$$GH_{i,n}^t \leq \gamma_{0,i,n}^k + \gamma_{V,i,n}^k \times V_i^t + \gamma_{Q,i,n}^k \times Q_i^t + \gamma_{S,i,n}^k \times S_i^t \quad (6.42)$$

Onde,

$GH_{i,n}^t$  : geração da usina  $i$  de acordo com a quantidade de unidades ligadas,  $n$ , no período  $t$

$\gamma_{0_{i,n}}^k$  : termo independente da usina  $i$  no corte  $k$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{V_{i,n}}^k$  : coeficiente relacionado a variável de volume da usina  $i$  do corte  $k$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{Q_{i,n}}^k$  : coeficiente relacionado a variável de turbinamento da usina  $i$  do corte  $k$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{S_{i,n}}^k$  : coeficiente relacionado a variável de vertimento da usina  $i$  do corte  $k$  com  $n$  unidades ligadas

$k$  : índice do corte que varia até o número máximo de corte da usina  $i$  da quantidades  $n$  de unidades ligadas,  $NCUT_{i,n}$

Novamente, trazendo a exemplificação de três unidades, sendo duas unidades ligadas, teremos as inequações relacionadas a FPHA, conforme apresentado nas inequações 6.43, 6.44 e 6.45, a seguir.

$$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0_{i,1}}^k + \gamma_{V_{i,1}}^k \times V_i^t + \gamma_{Q_{i,1}}^k \times Q_i^t + \gamma_{S_{i,1}}^k \times S_i^t \quad (6.43)$$

$$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0_{i,2}}^k + \gamma_{V_{i,2}}^k \times V_i^t + \gamma_{Q_{i,2}}^k \times Q_i^t + \gamma_{S_{i,2}}^k \times S_i^t \quad (6.44)$$

$$GH_{i,3}^t \leq \gamma_{0_{i,3}}^k + \gamma_{V_{i,3}}^k \times V_i^t + \gamma_{Q_{i,3}}^k \times Q_i^t + \gamma_{S_{i,3}}^k \times S_i^t \quad (6.45)$$

Tomando como base o que o foi apresentado na conclusão das equações em 6.41, para o exemplo avaliado, a única FPHA ativa será a que representa duas unidades ligadas e portanto,  $GH_{i,2}^t$  em 6.44, e dessa forma a FPHA da usina do exemplo será conforme inequação 6.46 a seguir.

$$GH_i^t \leq \gamma_{0,i,2}^k + \gamma_{V,i,2}^k \times V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^k \times Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^k \times S_i^t \quad (6.46)$$

Resumo da formulação matemática para incorporar a consideração da FPHA em função da quantidade de unidades ligadas

O resumo da formulação matemática proposta pode ser observada na figura 6.4 esquemática a seguir, onde é considerado uma usina  $i$  com  $nh_i$  unidades.

#### Usina $i$ com $nh_i$ unidades

$l\text{lig}_{i,1}^t + l\text{lig}_{i,2}^t + \dots + l\text{lig}_{i,nh_i}^t \leq 1$ $l\text{lig}_{i,1}^t + 2 \times l\text{lig}_{i,2}^t + \dots + N \times l\text{lig}_{i,nh_i}^t = u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + \dots + u_{H_{i,nh_i}}^t$ $GH_i^t = GH_{i,1}^t + GH_{i,2}^t + \dots + GH_{i,nh_i}^t$ <p style="text-align: right;"><b>3 restrições</b></p>	$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^1 + \gamma_{V,i,1}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^1 S_i^t$ $\vdots$ $GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^{NCUT_1} + \gamma_{V,i,1}^{NCUT_1} V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^{NCUT_1} Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^{NCUT_1} S_i^t$ <p style="text-align: center;"><b><math>NCUT_1</math> restrições da FPHA da usina, quando há 1 unidade ligada</b></p>
$GH_{i,1}^t \leq N l\text{ig}_{i,1} \times \overline{GH}_i^t$ $\vdots$ $GH_{i,nh_i}^t \leq N l\text{ig}_{i,nh_i} \times \overline{GH}_i^t$ <p style="text-align: right;"><b><math>nh_i</math> restrições</b></p>	$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^1 + \gamma_{V,i,2}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^1 S_i^t$ $\vdots$ $GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^{NCUT_2} + \gamma_{V,i,2}^{NCUT_2} V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^{NCUT_2} Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^{NCUT_2} S_i^t$ <p style="text-align: center;"><b><math>NCUT_2</math> restrições da FPHA da usina, quando há 2 unidades ligadas</b></p>
$u_{H_{i,1}}^t, \dots, u_{H_{i,nh_i}}^t \in \{0,1\}$ $l\text{lig}_{i,1}^t, \dots, l\text{lig}_{i,nh_i}^t \in \{0,1\}$ $GH_{i,1}^t, \dots, GH_{i,nh_i}^t \in \mathbb{R}$ <p style="text-align: right;"><b><math>nh_i</math> variáveis binárias adicionais <math>nh_i</math> variáveis contínuas adicionais</b></p>	$GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^1 + \gamma_{V,i,nh_i}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^1 S_i^t$ $\vdots$ $GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} + \gamma_{V,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} S_i^t$ <p style="text-align: center;"><b><math>NCUT_{nh_i}</math> restrições da FPHA da usina, quando há <math>nh_i</math> unidades ligadas</b></p>

Figura 6.4: Resumo da formulação matemática para incorporar a consideração da FPHA em função da quantidade de unidades ligadas. Fonte: CEPEL (2022c)

Dessa forma o problema teria por usina e por período, a seguinte incorporação de variáveis e restrições:  $nh_i$  variáveis binárias adicionadas,  $nh_i$  variáveis contínuas adicionadas e  $(NCUT_{i,n} + nh_i + 3)$  restrições adicionadas.

## 6.3 Validação da modelagem

Para validar todas as implementações realizadas no presente trabalho, foi construído um caso acadêmico nomeado como caso toy. No apêndice A será detalhado as motivações

para a construção do caso toy, bem como detalhar todas as características existentes nesse caso. Resumidamente, a lista a seguir possui as suas principais características.

1. Caso com 5 dias de operação
2. Primeiro dia com discretização de meia hora e os dias seguintes com patamares cronológicos
3. Patamares de carga leve, médio e pesado distribuídos ao longo dos períodos
4. Possui 2 submercados, sudeste e nordeste
5. Cascata hidráulica e vazão incremental original do caso oficial
6. Possui 9 usinas hidrelétricas com 52 unidades geradoras com capacidade total de  $10.556MW$  e reservatórios com  $70.398hm^3$
7. Dessas usinas hidrelétricas, 3 estão no Sudeste e 6 no Nordeste
8. Possui 8 usinas térmicas com 44 unidades geradoras com capacidade total de  $2.546MW$
9. Dessas 8 usinas térmicas, 3 são do tipo a ciclo combinado
10. Das usinas térmicas, 6 se encontram no Sudeste e 2 no nordeste
11. Possui 9 usinas eólicas com capacidade de geração de  $537MW$
12. Todas as usinas eólicas está no Nordeste
13. Possui 1 usina solar com capacidade de  $14MW$
14. A usina solar está localizada no Nordeste
15. Possui um total de 134 barras, sendo 74 no Sudeste e 65 no Nordeste

16. Possui um total de 139 linhas de transmissão, sendo 71 no Sudeste e 63 no Nordeste
17. Possui restrições operativas, hidráulicas, térmicas, limites de fluxo, limites de somatório de fluxo, restrições elétricas especiais e de segurança
18. Possui 108.865 variáveis, sendo 21.632 binárias
19. Possui 73.227 restrições, sendo 38.464 com variáveis binárias
20. Possui 443.745 elementos

# Capítulo 7

## Estratégias de Solução

### 7.1 Estratégia de solução existente com UCT e UCH

Conforme apresentado no artigo em SANTOS *et al.* (2020) e conforme apresentado no capítulo 4.14, atualmente o modelo faz processos iterativos de execução para encontrar a solução ótima.

A estratégia estabelecida nesse trabalho ao introduzir a formulação matemática referente ao UCH foi considerá-la juntamente com UCT. Dessa forma, a única diferença do processo iterativo que até então ocorria no modelo, ocorre na iteração da execução do MILP onde será considerado não somente o UCT, mas também o UCH, conforme resumo listado a seguir.

1. Executa um PL inicial sem UCT e sem rede elétrica
2. Executa vários PL avaliando as restrições da rede elétrica e restrições de segurança violadas, incluindo novas restrições da rede e atualizando valores das restrições de segurança por tabela
3. Ao convergir, executa um MILP considerando variáveis binárias e as restrições de UCT e UCH

4. Fixa as variáveis binárias do UCT e do UCH e executa PL's reavaliando as restrições da rede elétrica e restrições de segurança por tabela
5. Executa um PL final para cálculo do CMO

Na figura 7.1 a seguir, tem-se um esquema ilustrativo do processo iterativo com a inclusão da consideração do UCH dentro da iteração da resolução do MILP.



Figura 7.1: Ilustração do algoritmo de solução com inclusão do UCH dentro da iteração da resolução do MILP.

No capítulo 8 serão apresentados todos os resultados de casos oficiais do ONS e da CCEE de maio a novembro de 2022. Nesses casos, com a formulação atual, é possível observar cerca de 500.000 variáveis, sendo dessas 100.000 são binárias e além disso possuindo cerca de 500.000 restrições. Com a inclusão do UCH o número de variáveis passou para cerca de 1.000.000, sendo destas mais de 250.000 são variáveis binárias e possuindo ainda cerca de 1.000.000 restrições.

A análise dos casos oficiais considerando a formulação atual executando o MILP com UCT e UCH será apresentada nos capítulos 8.4 e 8.5, onde os resultados são comparados com a versão sem considerar UCH, para os casos oficiais do ONS e CCEE, respectivamente. Nestes capítulos serão avaliados o impacto no tempo computacional, o impacto na geração total das usinas hidráulicas, térmicas, eólicas e solares, e também serão observados o real impacto de como a consideração do unit commitment hidráulico atua na operação das unidades hidrelétricas, respeitando as restrições de ligado, desligado,

tempo mínimo ligado e desligado, zonas proibidas de geração e turbinamento, uso da operação em vazio para garantir o correto respeito no tempo mínimo sem inviabilizar o problema e/ou reduzir o custo total da operação, dentre outros.

Em função da magnitude de variáveis e restrições, espera-se que o problema seja de alta complexidade de execução com elevado tempo computacional quando comparado com o caso sem a consideração do UCH. Dessa forma, no capítulo 7.2 serão apresentados alguns desenvolvimentos realizados, como atualizações do solver, do número de Threads e metodologias de solução para reduzir o tempo computacional.

## **7.2 Aprimoramentos para reduzir o tempo computacional**

Foram propostas algumas formulações e estratégias adicionais conforme apresentado nos capítulos a seguir, onde algumas atualizações de versão do solver e parâmetros foram realizadas de forma a possibilitar uma redução do tempo computacional, como será detalhado em 7.2.1. No capítulo ?? será apresentado uma proposta de restrições adicionais de tratamento de simetria para indicar para o modelo uma hierarquia de despacho com o intuito de ajudar o solver a encontrar uma solução. No capítulo 7.2.3 será proposta uma alternativa da definição da variável binária de decisão do modelo, onde ao invés da decisão ser por unidade, ser por uma unidade equivalente representando um conjunto de máquina conectadas numa mesma barra.

### **7.2.1 Atualizações do solver e da quantidade de Threads**

Atualmente o solver utilizado para encontrar a solução ótima do problema é o CPLEX com a versão 12.9. E além disso foi definido durante a validação do modelo DESSEM entre 2018 e 2019 que o número de Threads que o CPLEX iria considerar seriam de

2 unidades. No capítulo 8.3 serão apresentados todos os resultados do impacto da atualização do solver e também da análise variando o número de Threads.

No capítulo 8.3.1 será apresentado a análise da diferença de tempo computacional encontrados quando comparados a execução do modelo com a versão atual, 12.9, e a nova versão atualmente disponível do mercado, de numeração 22.1.1, nos casos oficiais do ONS.

Como já detalhado no presente trabalho, o modelo resolve o problema considerando-o como PL único, não havendo um processo de paralelização da sua execução. No entanto, no algoritmo interno do CPLEX, há processos paralelos que o solver trabalha, processos esses que atualmente estão definidos com a paralelização de até 2 Threads. O solver permite a definição de uso de 2 até 12 Threads para resolver o problema.

O solver aceita ser executado com 2, 4, 6, 8, 10 ou 12 Threads. Dessa forma, o presente trabalho avaliou o impacto do aumento das Threads de 2 para 4 e 6, nos casos oficiais do ONS, conforme pode ser observado no capítulo 8.3.2.

## **7.2.2 Inclusão de restrição de tratamento de simetria**

Unidades geradoras hidráulicas que pertençam a um mesmo conjunto de máquina possuem características semelhantes possuindo a mesma capacidade de geração, turbinamento e provavelmente mesmo tempo mínimo ligado e desligado. Dessa forma o solver fará uma enumeração de possibilidades de solução de mesmo custo e sem alguma indicação que determinada decisão é melhor que outra.

Para exemplificar, a usina de Itaipu atualmente possui 20 unidades geradoras, sendo 2 conjuntos com 10 unidades em cada. Logo, tem-se 10 unidades que possuem as mesmas características físicas. Se o modelo tomar uma decisão da necessidade de ligar apenas 2 unidades, ele terá uma combinação de 10 dois a dois,  $C_2^{10}$ , logo terá 45 combinações de mesmo custo.

Para orientar o solver e diminuir as possibilidades de enumeração, é proposto a inser-

ção de restrições de , conforme inequação 7.1 a seguir, fornecendo assim uma hierarquia de despacho das unidades geradoras hidráulicas pertencente ao mesmo conjunto de máquinas.

$$u_{H_{i,j+1}}^t - u_{H_{i,j}}^t \leq 0 \quad (7.1)$$

Dessa forma, a unidade de índice  $j + 1$  só poderá ser despachada quando a unidade de índice  $j$  for acionada, como pode observado na ilustração da figura 7.2.

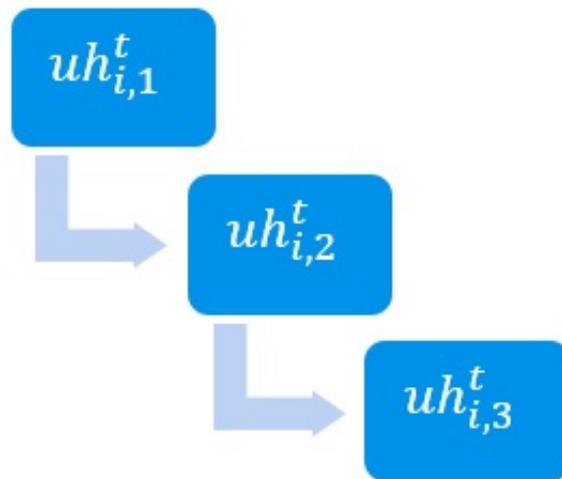


Figura 7.2: Ilustração da hierarquização em função da inclusão das restrições de .

Comparando com o exemplo anterior, se o modelo decidir ligar 2 unidades do conjunto com 10 unidades geradoras de Itaipu, o modelo terá apenas uma possibilidade, acionar as unidades de índice um e dois e assim reduzindo de forma expressiva as enumerações possíveis.

Nos capítulos 8.4 e 8.5 são apresentados os resultados comparando a versão com e sem a restrições de nos casos oficiais do ONS e CCEE, respectivamente.

### 7.2.3 Metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes

Uma metodologia alternativa foi feita considerando onde ao invés do modelo tomar a decisão do despacho por unidade geradora hidrelétrica, será por agrupamentos de unidades equivalentes, ou seja, as unidades que estão no mesmo conjunto de máquinas e conectadas na mesma barra, são agrupadas numa variável de decisão única. Assim, as variáveis de ligado ou desligado e operando em vazio da unidade geradora passa a ser uma variável contínua, como apresentado em 7.2 e 7.3, respectivamente.

$$u_{H_{i,j}}^t \in [0, 1] \quad (7.2)$$

$$u_{HV_{i,j}}^t \in [0, 1] \quad (7.3)$$

Onde,

$u_{H_{i,j}}^t$  : status da unidade passa a ser uma variável contínua entre 0 e 1 para cada unidade  $j$  de cada usina  $i$  de cada período  $t$

$u_{HV_{i,j}}^t$  : status operando em vazio passa a ser uma variável contínua entre 0 e 1 para cada unidade  $j$  de cada usina  $i$  de cada período  $t$

Vale ressaltar que as restrições de turbinamento e geração mínima e máxima continuam as mesmas do que foram definidas em 6.8 e 6.9, como apresentado a seguir em 7.4 e 7.5, respectivamente, diferenciando apenas com relação ao fato da variável  $u_{H_{i,j}}^t$  passa a ser contínua e não binária.

$$\underline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq q_{i,j}^t \leq \overline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \quad (7.4)$$

$$\underline{gh}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq gh_{i,j}^t \leq \overline{gh}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \quad (7.5)$$

Conforme, as variáveis binárias existentes passam a ser considerada apenas para o agrupamento de unidades do mesmo conjunto as quais estão ligadas na mesma barra para estabelecer o status ligado e desligado, 7.6, além do status de estar operando em vazio, 7.7.

$$ug_{H_{i,k}}^t \in \{0, 1\} \quad (7.6)$$

$$ug_{HV_{i,k}}^t \in \{0, 1\} \quad (7.7)$$

Onde,

$k$  : índice que representa o grupo de unidades do mesmo conjunto de máquinas ligadas numa mesma barra

$ug_{H_{i,k}}^t$  : variável binária que define o status de estar desligado ou ligado do grupo  $k$  da usina  $i$  de cada período  $t$

$ug_{HV_{i,k}}^t$  : variável binária que define o status de estar operando em vazio do grupo  $k$  da usina  $i$  de cada período  $t$

Para garantir que o despacho definido pelo modelo esteja atendendo as restrições de geração e turbinamento mínimo e máximo de cada unidade, além de respeitar os tempos mínimo da unidade ligada e desligada, faz-se a necessidade de relacionar as variáveis contínuas das unidades com a variável binária de decisão de desligado ou ligado e operando em vazio,  $ug_{H_{i,k}}^t$  e  $ug_{HV_{i,k}}^t$ , do agrupamento das unidades no mesmo conjunto e na mesma barra, como apresentado na equação 7.8 e 7.9, respectivamente, a seguir.

$$\sum_{j \in \Omega_{UNAG_{i,k}}} u_{H_{i,j}}^t = NunAG_{i,k} \times ug_{H_{i,k}}^t \quad (7.8)$$

$$\sum_{j \in \Omega_{UNAG_{i,k}}} u_{HV_{i,j}}^t = NunAG_{i,k} \times ug_{HV_{i,k}}^t \quad (7.9)$$

Onde,

$\Omega_{UNAG_k}$  : conjunto de unidades da usina  $i$  do agrupamento  $k$  das unidades que pertencem ao mesmo conjunto de máquinas ligadas na mesma barra

$NunAG_{i,k}$  : número de unidades pertencentes ao conjunto  $\Omega_{UNAG_k}$

Dessa forma, com essa restrição se a variável que representa o agrupamento de unidade no mesmo conjunto e na mesma barra estiver ativa, ou seja, com valor unitário, obrigatoriamente todas as variáveis contínuas das unidades receberam também valor unitário. E caso contrário, receberão valor nulo.

Exemplificando para uma usina que possui 3 unidades estando em 1 conjunto ligadas a 1 única barra, tem-se a equação conforme apresentado em 7.10.

$$u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + u_{H_{i,3}}^t = 3 \times ug_{H_{i,k}}^t \quad (7.10)$$

Assim, se  $ug_{H_{i,k}}^t$  receber o valor nulo, 7.11, obrigatoriamente o modelo decidirá que as 3 unidades estarão desligadas, ou seja, com valor nulo, pois a variável da unidade,  $u_{H_{i,j}}^t$ , é não negativa.

$$u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + u_{H_{i,3}}^t = 0 \quad (7.11)$$

Já se  $ug_{H_{i,k}}^t$  receber o valor unitário, 7.12, obrigatoriamente o modelo decidirá que as 3 unidades estarão ligadas, ou seja, com valor unitário, pois como a variável contínua,  $u_{H_{i,j}}^t$ , está entre 0 e 1, a única possibilidade de somar essas três variáveis das unidades e igualar ao valor de 3, ocorre somente se cada uma for exatamente igual a 1.

$$u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + u_{H_{i,3}}^t = 3 \quad (7.12)$$

Assim, todas as outras restrições de tempo mínimo ligada e desligada, 7.13 e 7.14, mudanças de estado, 7.15 e 7.16, custos de partida de desligado para ligado ou para

operar em vazio, 7.17, número máximo de mudanças de estados para operando em vazio, 7.18 e consumo de água operando em vazio, 7.19 e 7.2.3, serão atendidas na sua plenitude em função das restrições 7.8 e 7.9.

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_{i,j}^H} (u_{H_{i,j}}^k + u_{HV_{i,j}}^k) \geq Ton_{i,j}^H \times [(u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1} + u_{HV_{i,j}}^{t-1})] \quad (7.13)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Tof_{i,j}^H} (1 - u_{H_{i,j}}^k) \geq Tof_{i,j}^H \times (u_{H_{i,j}}^{t-1} - u_{H_{i,j}}^t) \quad (7.14)$$

$$sth_{i,j}^t \geq [(u_{H_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1})] \quad (7.15)$$

$$sthV_{i,j}^t \geq [(u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{HV_{i,j}}^{t-1})] \quad (7.16)$$

$$Parcela_{CP_i}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} (CP_{H_{i,j}} \times sth_{i,j}^t + CP_{HV_{i,j}} \times sthV_{i,j}^t) \quad (7.17)$$

$$\sum_{t=1}^T sthV_{i,j}^t \leq NmeV_{i,j} \quad (7.18)$$

$$Parcela_{consPHV_i}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} consPHV_{i,j} \times sthV_{i,j}^t \quad (7.19)$$

$$\begin{aligned}
V_i^t = & V_i^{t-1} + \varsigma^t [(I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{lv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) + \sum_{j \in M_{dv_i}} Q_{dv_j}^t + \sum_{j \in M_{eb_i}} Q_{bj}^t \\
& + \sum_{j \in M_{ch_i}} Q_{ch_{ji}}^t) - (Q_i^t + S_i^t + Q_{dv_i}^t + Q_{ev_i}^t + Q_{out_i}^t + \sum_{j \in J_{eb_i}} Q_{bj}^t)] \\
- & \text{Parcela}_{\text{consPHV}_i}^t
\end{aligned} \tag{7.20}$$

Vale ressaltar o aspecto positivo e o negativo dessa metodologia alternativa. O aspecto positivo se encontra no fato da redução do número de variáveis binárias, onde há usinas que possuem uma redução expressiva de variáveis binárias, como por exemplo Itaipu que reduzirá por período de 40 para 4 variáveis binárias. O aspecto negativo para essa metodologia é que pelo fato de ser uma simplificação da formulação, ao despachar um agrupamento de unidades no mesmo conjunto e na mesma barra, todas as unidades que ali pertencem, obrigatoriamente serão despachadas. O mesmo vale para se esse agrupamento não foi despachado, onde todas as unidades compulsoriamente não estarão despachadas. Essa simplificação, apesar de ter um potencial de redução de tempo computacional, reduz a flexibilização do modelo de tomar uma melhor decisão de possivelmente despachar apenas algumas unidades desse grupo.

Nos capítulos 8.4 e 8.5 são apresentados os resultados comparando a versão considerando a decisão por unidade geradora hidrelétrica e pela decisão por agrupamento de unidades equivalentes nos casos oficiais do ONS e CCEE, respectivamente.

# Capítulo 8

## Análise de Casos Oficiais

Os casos oficiais do modelo DESSEM publicados pelo ONS podem ser obtidos em ONS (2023b) e os casos oficiais publicados pela CCEE podem ser obtidos em CCEE (2023). Dessa forma, os resultados aqui apresentados tomarão como base de referência os casos oficiais. Foram selecionados 160 casos oficiais referentes entre os dias 02/05/2022 e 02/12/2022, os quais serão avaliados no decorrer desse capítulo.

No capítulo 8.1 serão detalhadas as características do computador onde o modelo foi executado. No capítulo a 8.2 serão detalhados os principais dados relacionados aos casos oficiais do ONS e da CCEE, além dos dados de entrada referentes ao UCH definidos no presente trabalho. Já no capítulo 8.3 serão apresentados os resultados atualizando o solver e alterando o número de Threads quando comparado com o oficial utilizado atualmente.

No capítulo 8.4 e 8.5 serão apresentados os resultados comparativos entre os casos oficiais sem e com a inclusão do UCH com a metodologia atual onde o MILP é resolvido considerando juntamente UCT e UCH, com a inclusão das restrições de tratamento de simetria e com a metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes, para os casos oficiais do ONS e CCEE, respectivamente.

## 8.1 Características do computador

As execuções de todos os casos foram feitas num cluster, onde as características do computador de cada nó são conforme detalhamento na lista a seguir.

1. Modelo do processador: AMD Pteron(TM) Processor 6238
2. Memória RAM: 96 GBytes
3. HD: 240GBytes

Uma informação adicional é que cada nó possui 2 processadores Opteron 6238 com 6 núcleos de processamento cada, totalizando 12 núcleos de processamento.

Vale ainda ressaltar que o computador onde os casos foram executados são bem antigos e assim o tempo de execução serão mais demorados que ao executar numa máquina com capacidades mais eficientes como as encontrado no mercado na atualidade.

## 8.2 Casos Oficiais ONS e CCEE

Serão executados para cada análise uma amostra de casos oficiais publicados pelas instituições. A seguir serão detalhados um caso tipo do ONS e da CCEE para explicitar as principais características que um caso oficial possui.

Para exemplificar um dos casos oficiais do ONS, foi selecionado o caso do dia 02/12/2022, como apresentado na figura 8.1 possui 163 usinas hidrelétricas com 728 unidades, possui 96 usinas térmicas com 426 unidades, além de ter 1.679 usinas eólicas solares. A malha da rede elétrica pode ter até 16.000 linhas e 15.000 barras.

Caso	Usinas Hidráulicas	Unidades Hidráulicas	Usinas Térmicas	Unidades Térmicas	Usinas Solares e Eólicas	Número Máximo de Linhas	Número Máximo de Barras
02/12/2022	163	728	96	426	1.679	16.000	15.000

Figura 8.1: Quantidade de usinas e unidades de um caso oficial de dezembro de 2022.

### **8.2.1 Casos Oficiais ONS**

O caso oficial do ONS possui horizonte de até uma semana, sendo o primeiro dia com discretização de meia hora e os demais dias, se assim possuir, tendo patamares cronológicos. O caso possui rede elétrica no primeiro dia, tendo todas as restrições de limites de fluxo, somatório de fluxo, restrições de seguranças, dentre outros. Adicionalmente, o caso do ONS considera UCT em todo o seu horizonte de estudo. O horizonte varia de caso a caso, assim como as restrições e possivelmente o número de unidades e usinas ao longo do tempo.

### **8.2.2 Casos Oficiais CCEE**

O caso oficial da CCEE possui também horizonte de até uma semana, sendo o primeiro dia com discretização de meia hora, e os demais dias, se assim possuir, tendo patamares cronológicos. O caso não possui rede elétrica, mas são inseridas restrições elétricas adicionais, quando comparado com o caso oficial do ONS, a fim de representar algumas restrições da rede elétrica. Adicionalmente, o caso do ONS considera UCT em todo o seu horizonte de estudo. O caso oficial da CCEE possui a mesma característica estrutural do caso oficial do ONS, variando apenas na consideração da rede elétrica.

### **8.2.3 Dados de entrada das unidades com relação ao UCH**

Os casos oficiais atuais tanto do ONS quanto da CCEE não possuem os dados referentes as características do UCH, dessa forma foram consideradas algumas premissas para sua devida consideração no caso definido como caso padrão. Os dados possíveis dos casos, das usinas e das unidades geradoras hidráulicas a serem considerados são conforme lista a seguir.

1. Caso pode ou não considerar UCH

2. Usina pode ou não considerar UCH
3. Unidade pode ou não considerar poder operar em vazio
4. Definição de até qual período será considerado o UCH
5. Tempo mínimo ligado e desligado
6. Custo de partida de desligado para ligar ou operar a unidade em vazio
7. Consumo de água ao operar em vazio
8. Limite de mudanças de status de desligado ou ligado para vazio
9. Geração mínima e máxima da unidade
10. Turbinamento mínimo e máximo da unidade
11. Condição inicial da unidade com seu status inicial e tempo de permanência

Assim, como não existe atualmente todos esses dados fornecidos de forma oficial, foram considerados valores para cada item listado acima, conforme pode ser observado na figura 8.2, onde estão definidos as considerações gerais.

<b>Item</b>	<b>Consideração</b>
<b>Caso com UCH</b>	<b>Todos os casos</b>
<b>Usina com UCH</b>	<b>Todas as usinas</b>
<b>Unidade pode considerar operar em vazio</b>	<b>Todas as unidades</b>
<b>Período considerando UCH</b>	<b>Até o fim do horizonte</b>

Figura 8.2: Dados de entrada gerais considerados para UCH.

Na figura 8.3 estão definidas os valores de cada parâmetro estabelecido para todas as unidades, sendo todas as unidades possuindo tempo mínimo ligado e desligado de 3 horas, respectivamente, e começam o estudo ligadas, logo o status da unidade recebe valor unitário, mas com tempo de permanência de 10 horas, sendo maior que o tempo mínimo estabelecido. Ou seja, o modelo está livre para decidir se mantém a unidade ligada ou se a desligada, sem nenhum custo associado ou violação de alguma restrição. Os custos de partida ligado e vazio, e consumo de água em vazio foram considerados nulos. Além disso, o limite de mudanças de status para vazio foi considerado três, ou seja, o modelo poderá transitar para operar em vazio em até 3 vezes durante o horizonte de estudo.

<b>Item</b>	<b>Valor Considerado</b>
<b>Ton</b>	<b>3 horas</b>
<b>Toff</b>	<b>3 horas</b>
<b>Status inicial</b>	<b>Ligado</b>
<b>Tempo de permanência</b>	<b>10 horas</b>
<b>Custo de partida ligado</b>	<b>0</b>
<b>Custo de partida vazio</b>	<b>0</b>
<b>Consumo de água</b>	<b>0</b>
<b>Limite de mudanças de estado para vazio</b>	<b>3</b>

Figura 8.3: Valores dos dados de entrada considerados do UCH das unidades geradoras hidráulicas.

Adicionalmente, conforme figura 8.4 a seguir, a geração máxima e o turbinamento máximo foi considerado de acordo com o que foi definido no dado de entrada hidráulico

já existente no arquivo binário hidr.dat. Além disso, foi estipulado que o turbinamento mínimo é nulo e a geração mínima recebe o valor proporcional ao valor da sua geração máxima e para avaliar a sensibilidade do tempo computacional foi considerado 5% 10%.

Item	Valor Considerado
Geração mínima	5% ou 10% da geração máxima
Geração máxima	Dado de entrada (hydr.dat)
Turbinamento mínimo	0
Turbinamento máximo	Dado de entrada (hydr.dat)

Figura 8.4: Valores de geração e turbinamento mínimos e máximos considerados das unidades geradoras hidráulicas.

O valor definido de 5% e 10% da geração máxima para geração mínima foi estabelecida a partir de conversas com ONS como sendo uma ordem de grandeza adequada para uma análise inicial do impacto do UCH na operação do sistema elétrico nacional. Já a definição do turbinamento mínimo nulo, foi em função da existência de algumas restrições operativas, como por exemplo régua 11, e que complicariam a análise sem o seu devido valor real.

### 8.3 Resultados dos Casos Oficiais - Atualizações de solver e Threads

Como base nos resultados de tempo computacionais encontrados nesse capítulo, serão tomados como referência tanto a versão a ser utilizada quanto o número de Threads nas análises dos capítulos seguintes.

### 8.3.1 Análise do tempo computacional com a atualização da versão do solver - casos ONS

Neste capítulo serão apresentados os resultados de tempo computacional comparando a execução do modelo com a versão do solver CPLEX 12.9 e a versão recente no mercado de 22.1.1. Como pode ser observado em 8.5, foram utilizados 160 casos oficiais publicados pelo ONS entre os dias 02/05 e 02/12, comparando resultados de tempo computacional com ambas as versões do CPLEX.

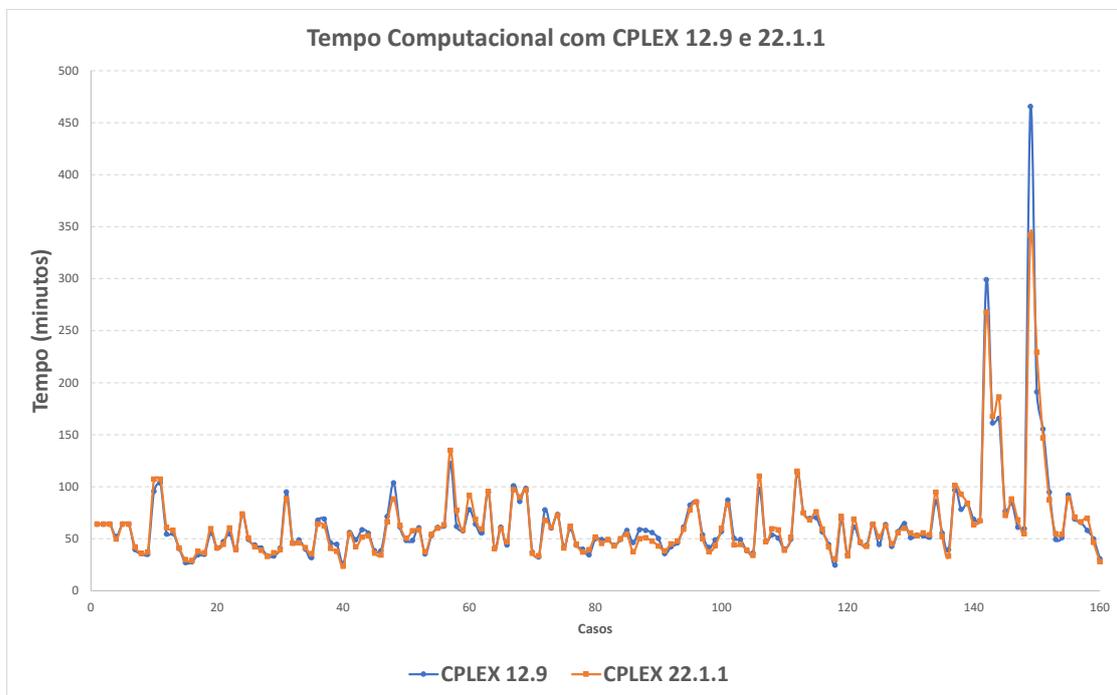


Figura 8.5: Tempo de execução de casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX.

Com base nos resultados apresentados, podemos observar uma pequena melhora no tempo de execução dos casos oficiais. No gráfico 8.6 a seguir, pode ser avaliado uma

redução pequena do tempo médio, mas uma redução mais expressiva com relação ao desvio padrão, mostrando uma menor variação da média com a versão mais recente do CPLEX.

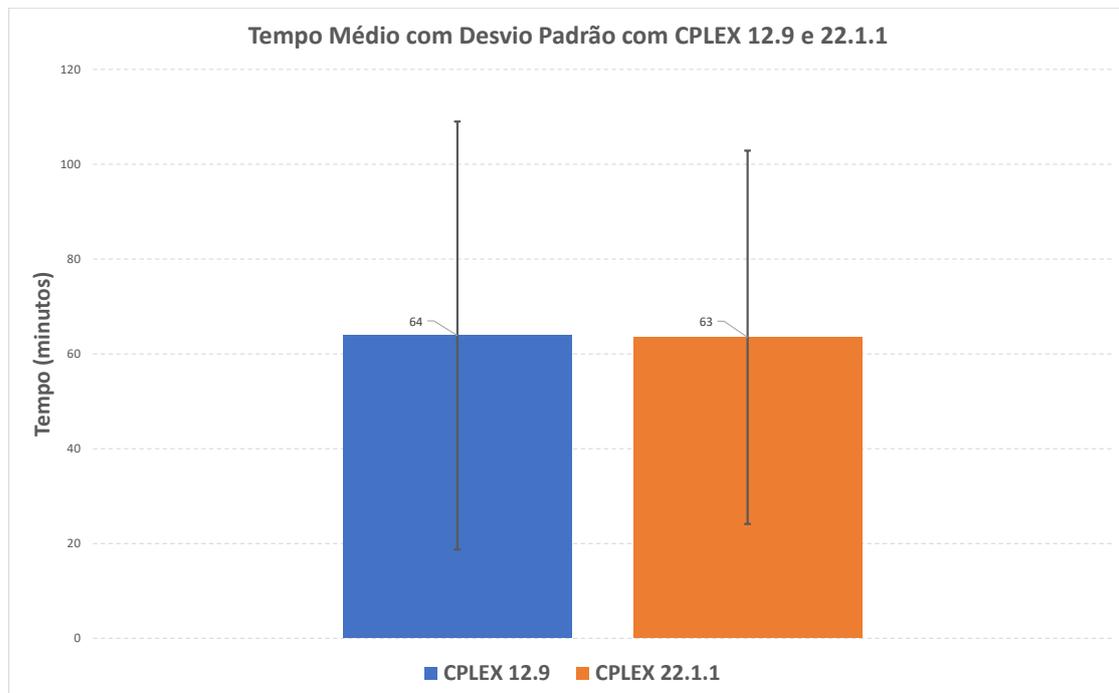


Figura 8.6: Tempo médio de execução com desvio padrão de casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX.

Adicionalmente, na figura 8.7 pode ser avaliado os resultado com base no gráfico boxplot comparando os resultados de tempo computacional entre as versões do CPLEX.

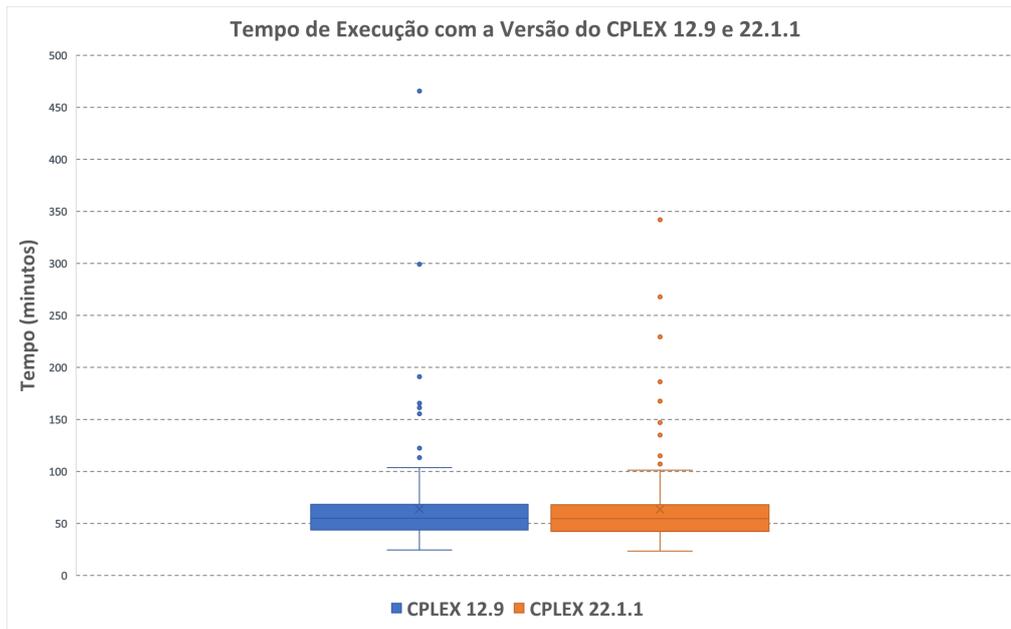


Figura 8.7: Gráfico Boxplot dos tempos de execuções dos casos oficiais considerando as versões 12.9 e 22.1.1 do CPLEX.

Dessa forma, os resultados apresentaram uma melhora no tempo computacional ao atualizar a versão do solver CPLEX usado atualmente pelo modelo, e assim, as análises do UCH serão feitas utilizando a versão mais recente do CPLEX, e portanto, a 22.1.1.

### 8.3.2 Análise do tempo computacional com variações da quantidade de Threads - casos ONS

Neste capítulo serão apresentados os resultados de tempo computacional comparando a execução do modelo com a versão do solver 12.9, variando o número de Threads de 2 para 4 e 6. Como pode ser observado em 8.8, foram utilizados 160 casos oficiais publicados pelo ONS entre os dias 02/05 e 02/12, comparando resultados de tempo computacional variando o número de Threads.

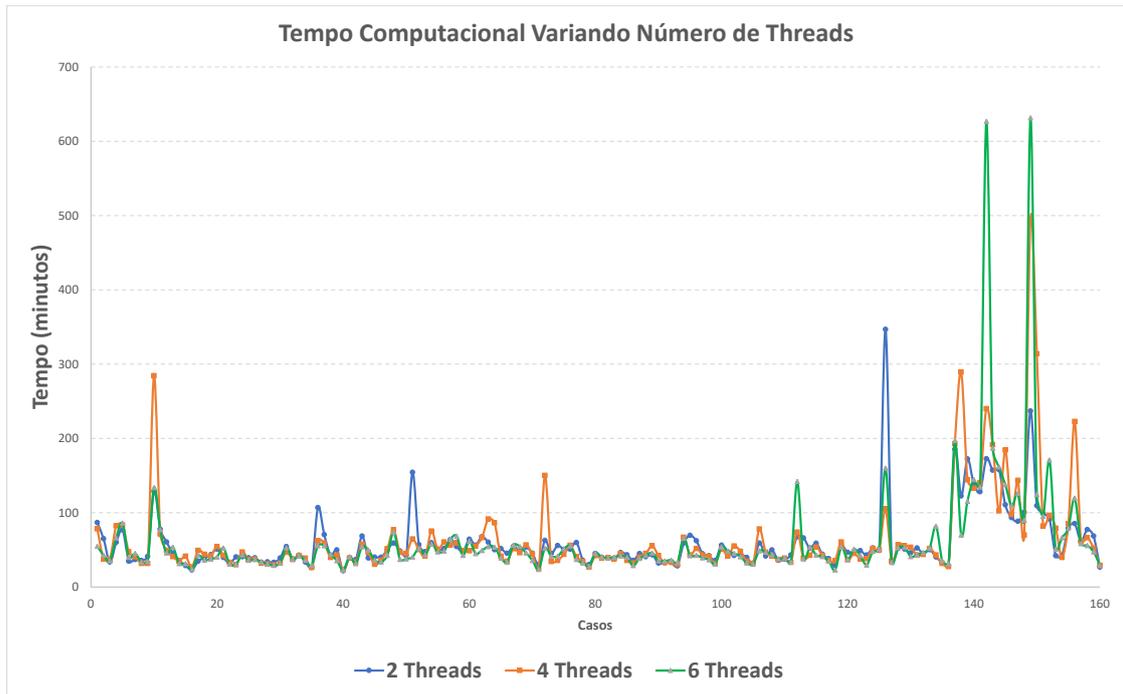


Figura 8.8: Tempo de execução de casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads.

No gráfico da figura 8.9 a seguir, pode ser melhor avaliado o resultado médio com seu respectivo desvio padrão do tempo de execução variando o número de Threads entre 2, 4 e 6.

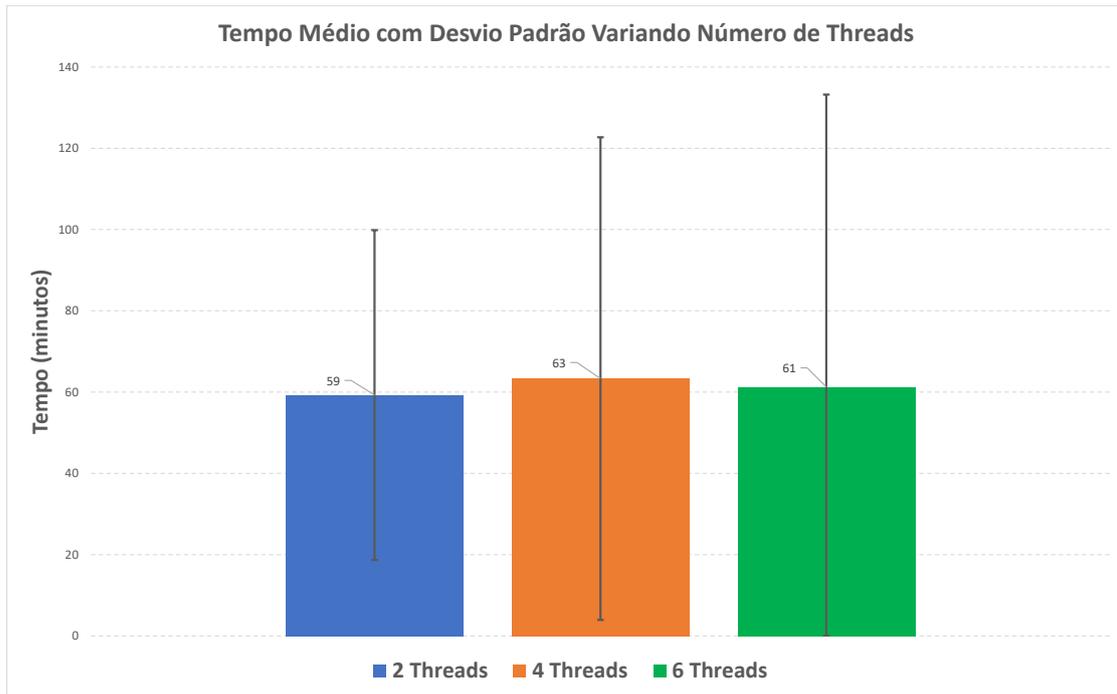


Figura 8.9: Tempo médio de execução com desvio padrão de casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads.

Com base nos resultados apresentados, observou-se que em média ao aumentar o número de Threads de 2 para 4 o tempo computacional aumenta em cerca de 7% e o desvio padrão aumenta 44%. Já quando é aumentado para 6 Threads, o tempo médio aumenta 3% e o desvio padrão aumenta 76%.

Já na figura 8.10 a seguir, pode ser observado o gráfico com boxplot dos resultados variando o número de Threads.

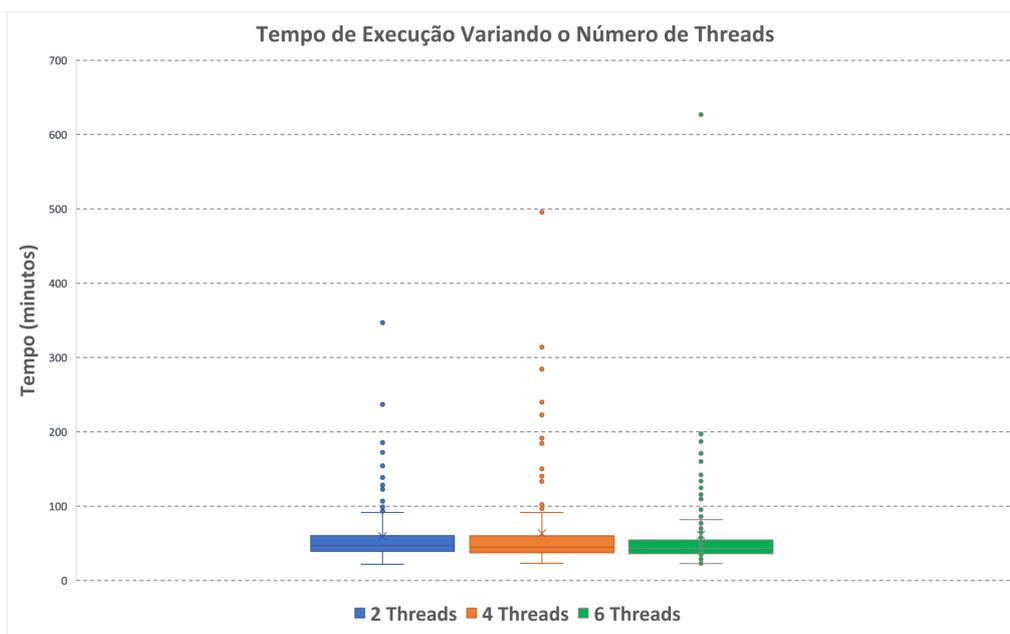


Figura 8.10: Gráfico Boxplot dos tempos de execuções dos casos oficiais considerando 2, 4 e 6 Threads.

Dessa forma, fica claro que não há benefício em aumentar o número de Threads na amostra avaliada e portanto toda a análise que será apresentada nas execuções nos capítulos subsequentes considerarão 2 Threads como padrão, o qual é o valor usado oficialmente pelo ONS e CCEE.

## 8.4 Resultados dos Casos Oficiais do ONS

Neste capítulo serão apresentados os resultados individuais de cada metodologia para os casos oficiais do ONS e no capítulo 8.4.5 será apresentado um resumo comparativo entre cada metodologia.

### 8.4.1 Análise da quantidade de variáveis e restrições

A quantidade de variáveis e restrições dependem do horizonte que o caso possui e também as restrições que o mesmo deverá respeitar. Dessa forma, dentro da amostra de 160 casos avaliados, dois casos exemplos foram selecionados, sendo um com apenas 1 dia com 48 períodos referente ao caso oficial do ONS do dia 02/12/2022 e o segundo com 7 de horizonte com 71 períodos referente ao caso oficial do ONS do dia 26/11/2022.

Na figura 8.11 são detalhados as quantidades de variáveis binárias e contínuas e na figura 8.12, a quantidade de restrições contínuas e binárias, além da quantidade de elementos existentes em cada caso exemplo avaliado.

Quantidade de Variáveis						
Caso	UCH	Número de dias	Número de períodos	Variáveis contínuas	Variáveis Binárias	Totais de Variáveis
02/12/2022	Não	1	48	355.009	102.720	457.729
02/12/2022	Sim	1	48	494.785	172.608	667.393
26/11/2022	Não	7	71	536.264	151.940	688.204
26/11/2022	Sim	7	71	733.601	252.490	986.091

Figura 8.11: Quantidade de variáveis binárias e contínuas.

Quantidade de Restrições e Elementos							
Caso	UCH	Número de dias	Número de períodos	Restrições Contínuas	Restrições Binárias	Total de Restrições	Elementos
02/12/2022	Não	1	48	120.746	197.346	318.092	3.231.465
02/12/2022	Sim	1	48	318.048	401.616	719.664	5.877.397
26/11/2022	Não	7	71	181.877	292.062	473.939	4.336.871
26/11/2022	Sim	7	71	466.443	385.420	851.863	6.958.855

Figura 8.12: Quantidade de restrições com variáveis binárias e contínuas e quantidade de elementos.

Assim, é possível observar a diferença expressiva na quantidade de variáveis e res-

trições de um caso sem e um caso com UCH, deixando claro o impacto no tamanho do problema a ser resolvido, principalmente em função do aumento substancial da quantidade de variáveis binárias.

#### **8.4.2 Análise do tempo computacional - Estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP**

Serão realizadas 2 análises de tempo computacional, uma considerando a geração mínima de 5% da geração máxima e outra considerando 10% e assim avaliar o impacto no tempo de execução quando se aumenta a geração mínima e portanto torna o problema a ser resolvido mais restrito pelo fato de obrigatoriamente ter que garantir essa geração mínima. O tempo máximo de execução de cada caso foi considerado como até 12 horas, ou seja, 720 minutos.

##### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.13 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.14 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e com UCH. Como esperado, o caso quando considera UCH em todos os períodos, em todas as suas unidades e todas as restrições possível, problema passa para um nível de complexidade consideravelmente maior e por isso a dificuldade do solver encontrar a solução ótima dos casos.

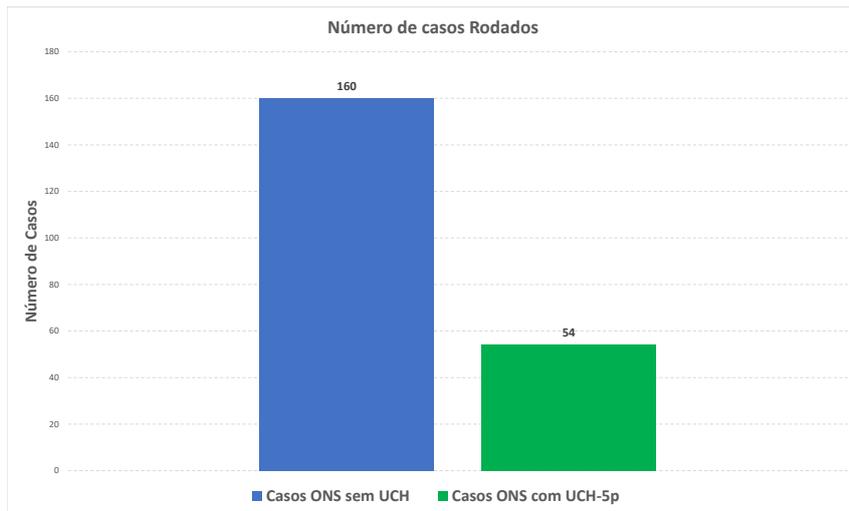


Figura 8.13: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

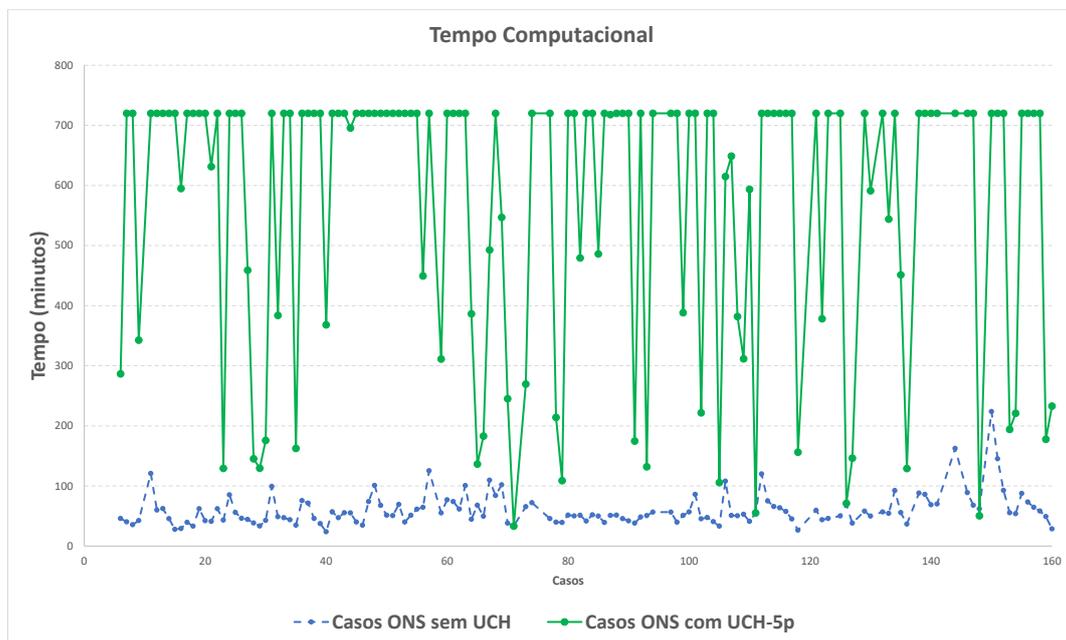


Figura 8.14: Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

Na figura 8.15 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.16 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais com e sem UCH.

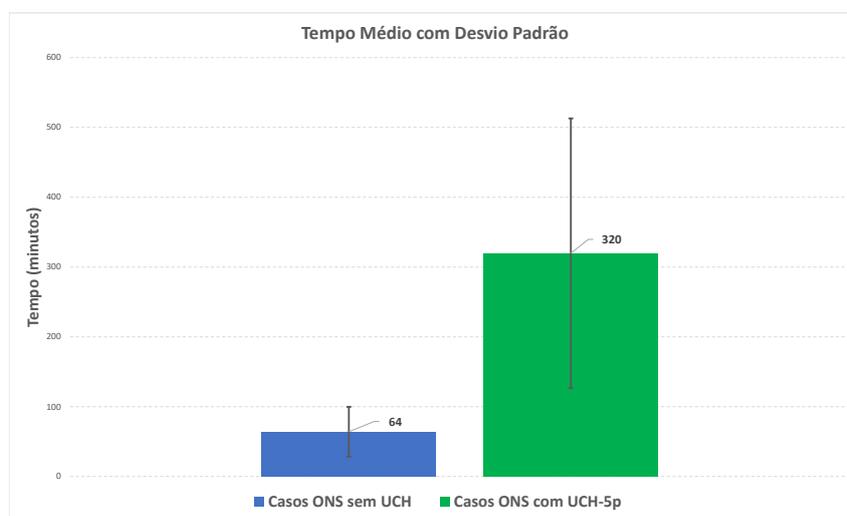


Figura 8.15: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos oficiais sem e com UCH.

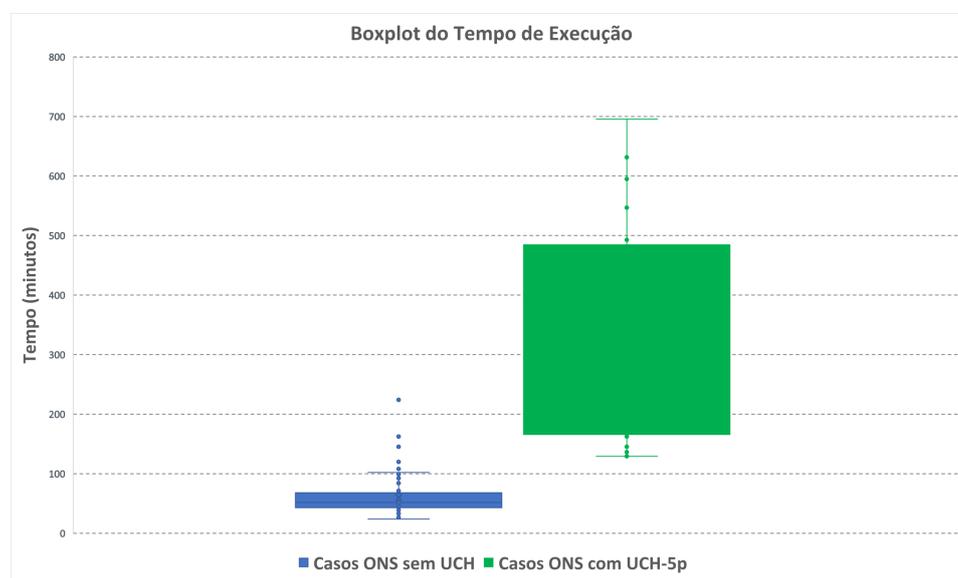


Figura 8.16: Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.17 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.18 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e com UCH.

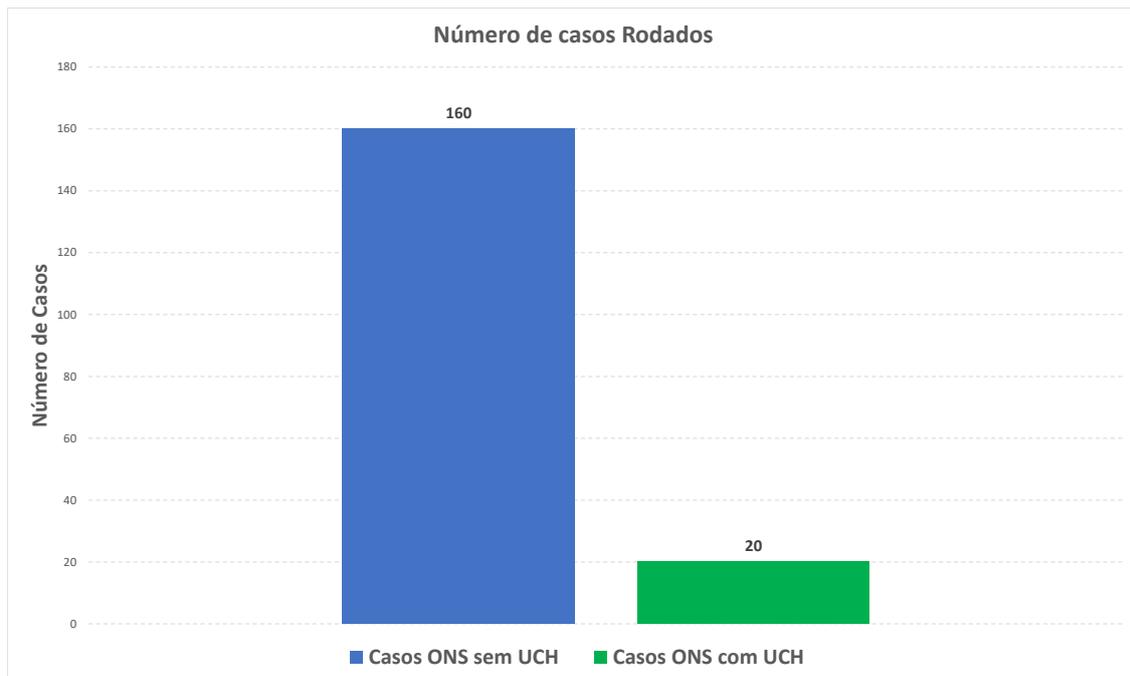


Figura 8.17: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

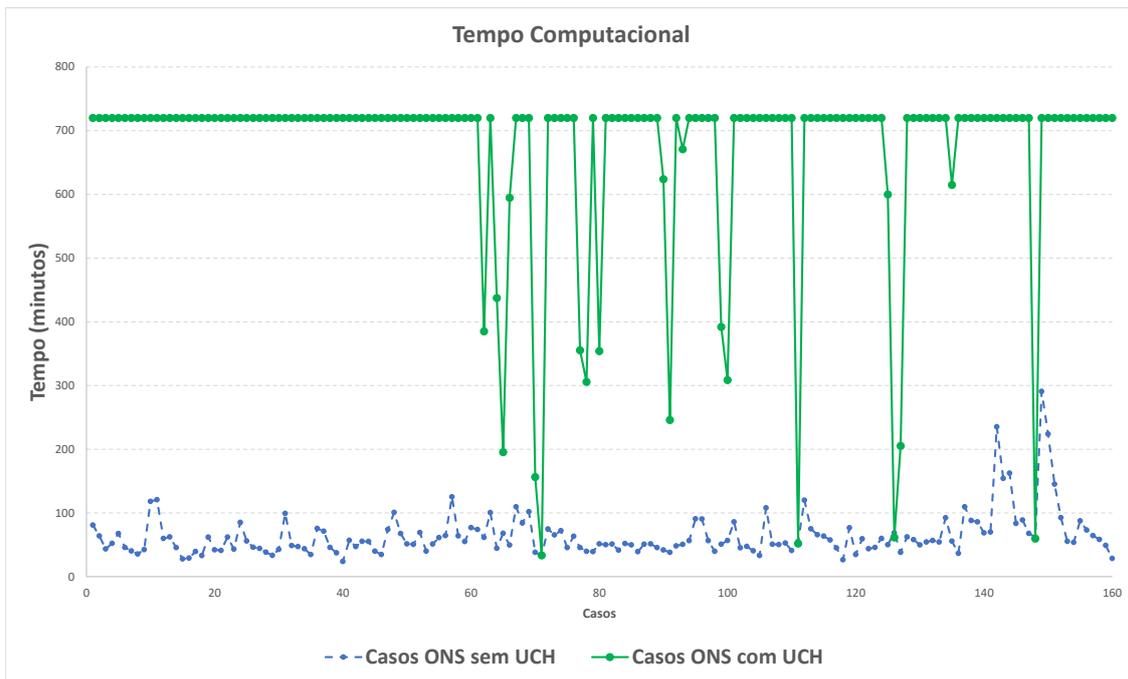


Figura 8.18: Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

Na figura 8.19 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.20 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais com e sem UCH.

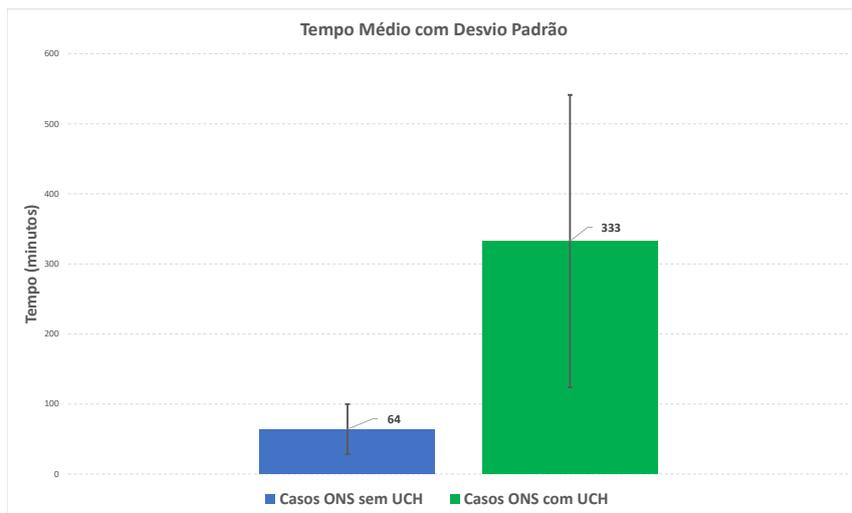


Figura 8.19: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos oficiais sem e com UCH.

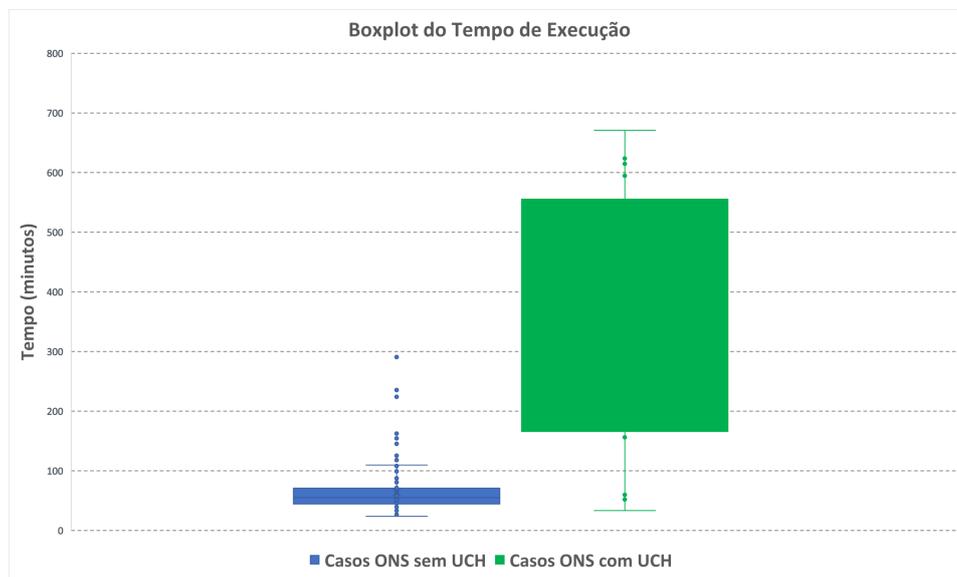


Figura 8.20: Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH.

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de

5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 54 para 20, sendo o tempo médio de execução permaneceu na mesma ordem de grandeza de cerca de 5 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

### **8.4.3 Análise do tempo computacional - Estratégia incluindo restrições de tratamento de simetria**

Neste capítulo serão apresentados os tempos computacionais dos casos quando rodados considerando as restrições de tratamento de simetria conforme formulação matemática apresentada em 7.2.2.

#### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.21 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.22 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e com UCH.

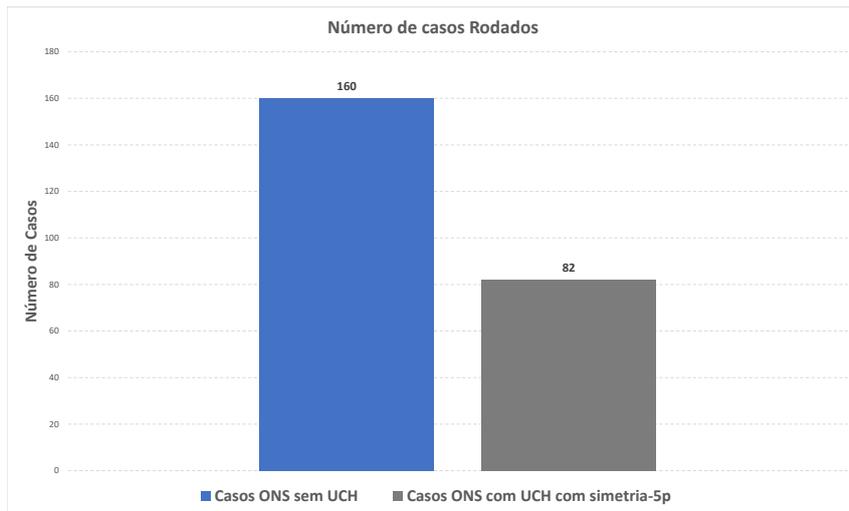


Figura 8.21: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

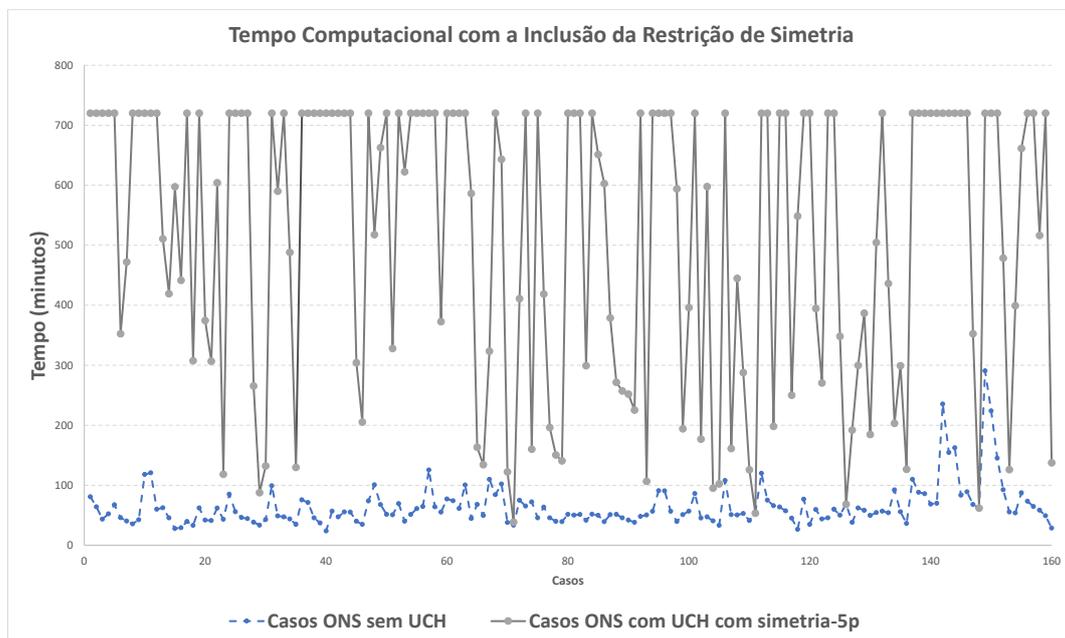


Figura 8.22: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

Na figura 8.23 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.24 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

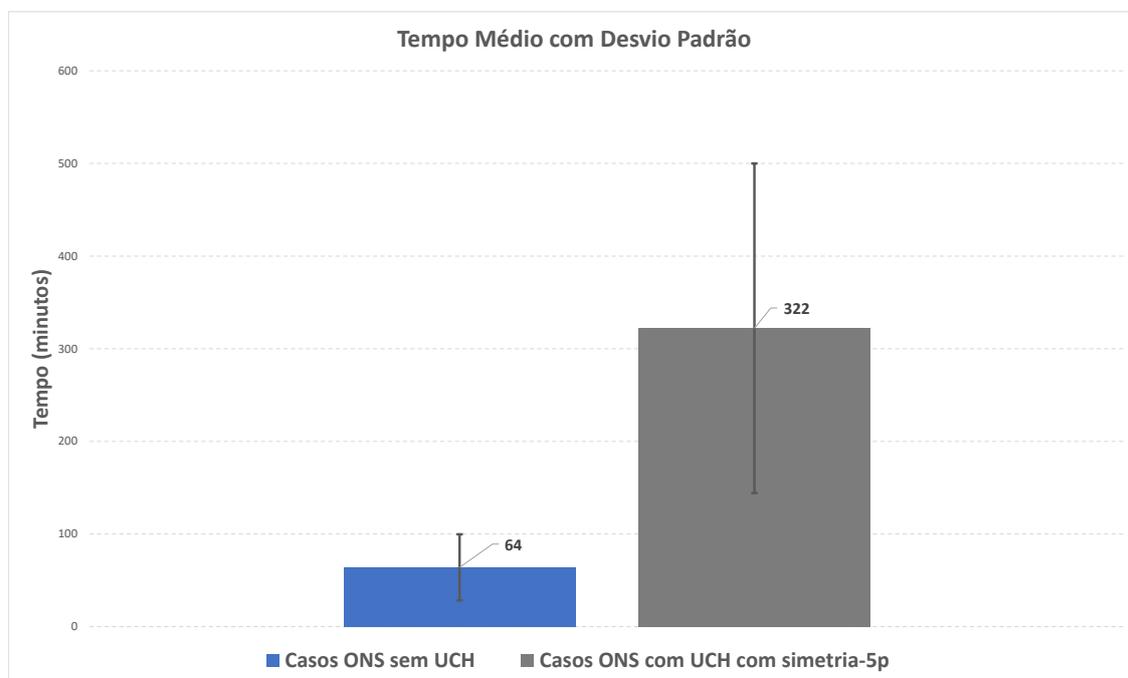


Figura 8.23: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

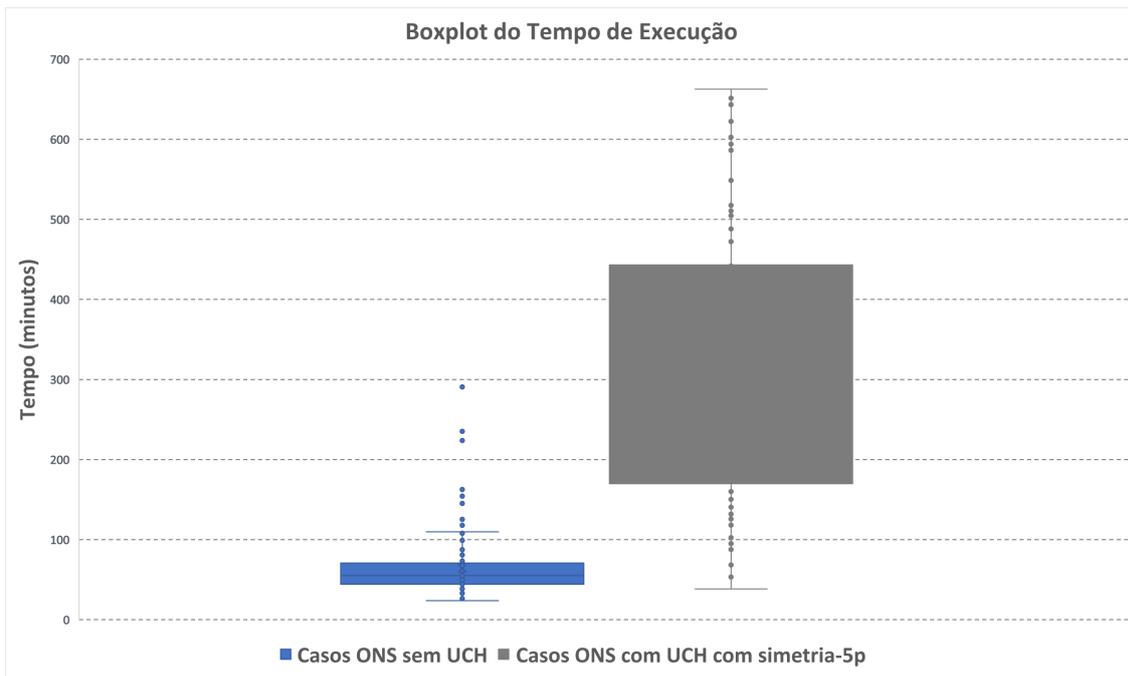


Figura 8.24: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

### **Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima**

Na figura 8.25 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.26 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

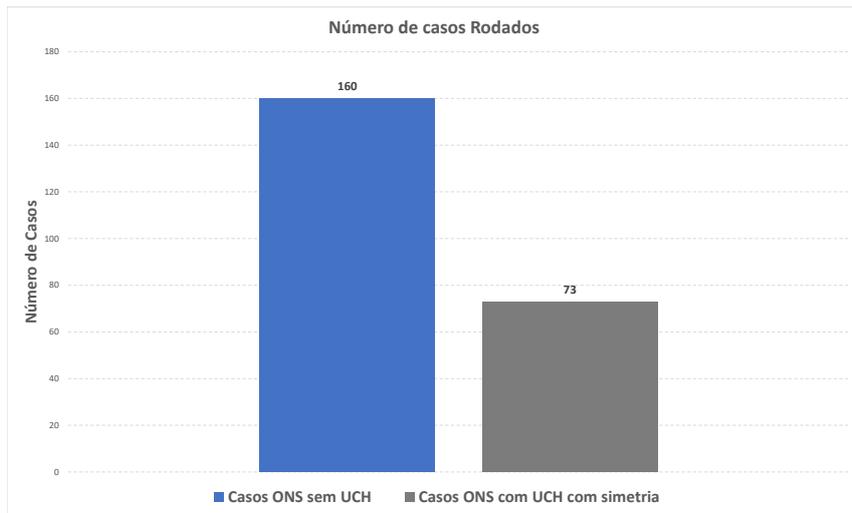


Figura 8.25: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com .

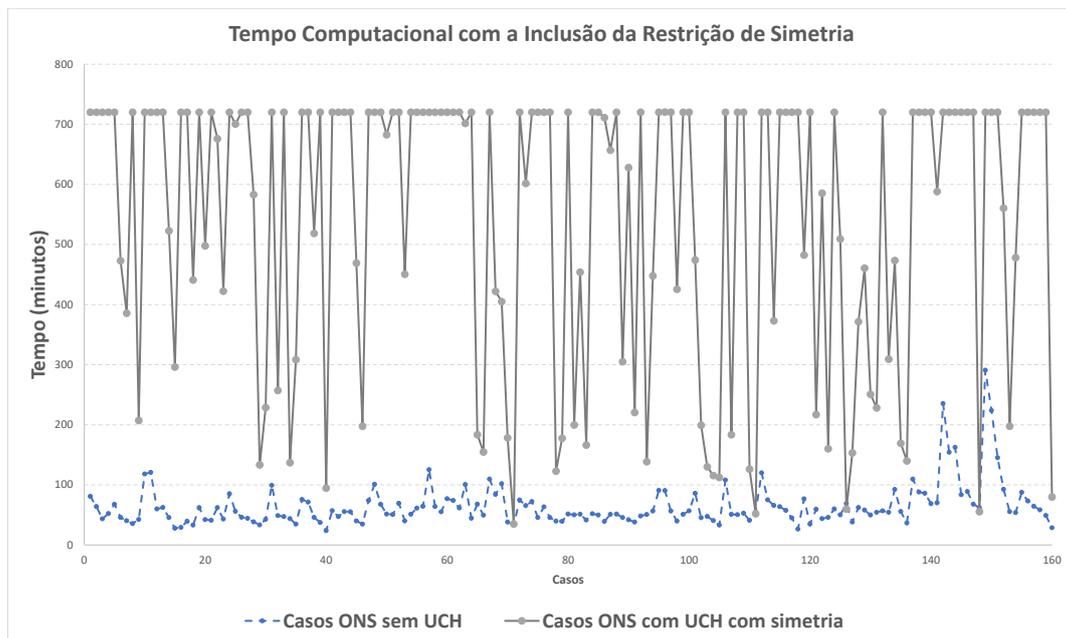


Figura 8.26: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com .

Na figura 8.27 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.28 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com .

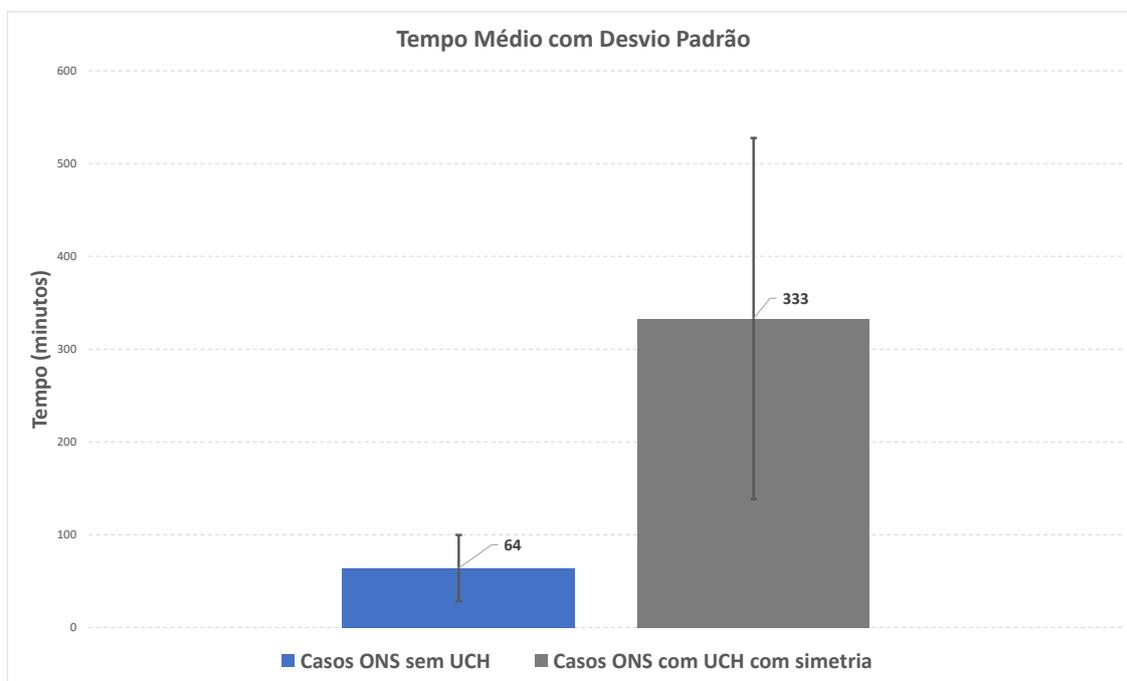


Figura 8.27: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com .

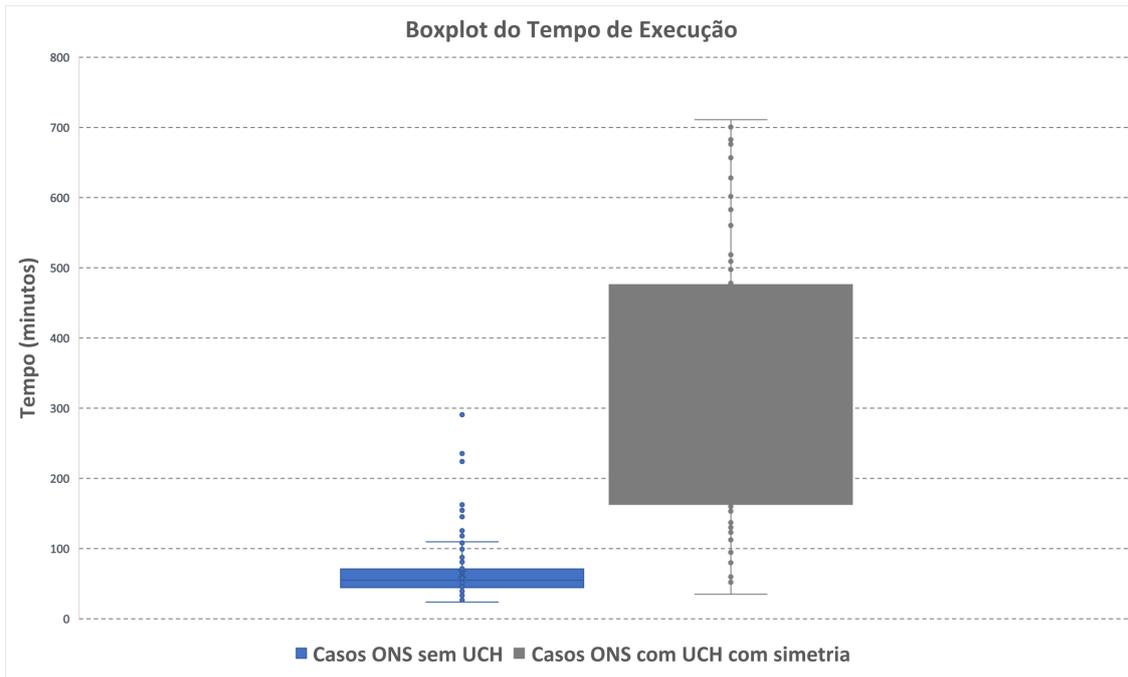


Figura 8.28: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de 5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 82 para 73, sendo o tempo médio de execução permaneceu na mesma ordem de grandeza de cerca de 5 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

Adicionalmente, observa-se um ganho importante dessa metodologia que incorpora restrições de quando comparado com a metodologia tradicional, dado que não simplificações ao incorporar essas restrições ao problema, a diferença ocorre num número maior de restrições, mas são restrições positivas que ajudam o solver a encontrar uma solução mais rápida.

#### 8.4.4 Análise do tempo computacional - Estratégia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes

Neste capítulo serão apresentados os tempos computacionais dos casos quando rodados considerando a decisão por agrupamento de unidades equivalentes conectadas na mesma barra, conforme formulação matemática apresentada em 7.2.3.

##### Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima

Na figura 8.29 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.30 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

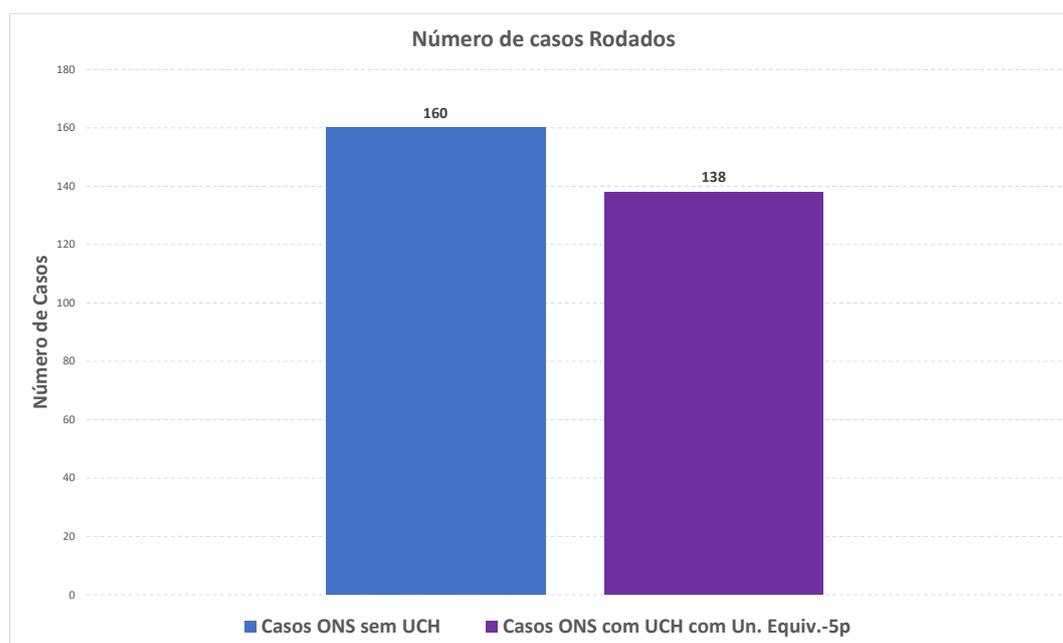


Figura 8.29: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

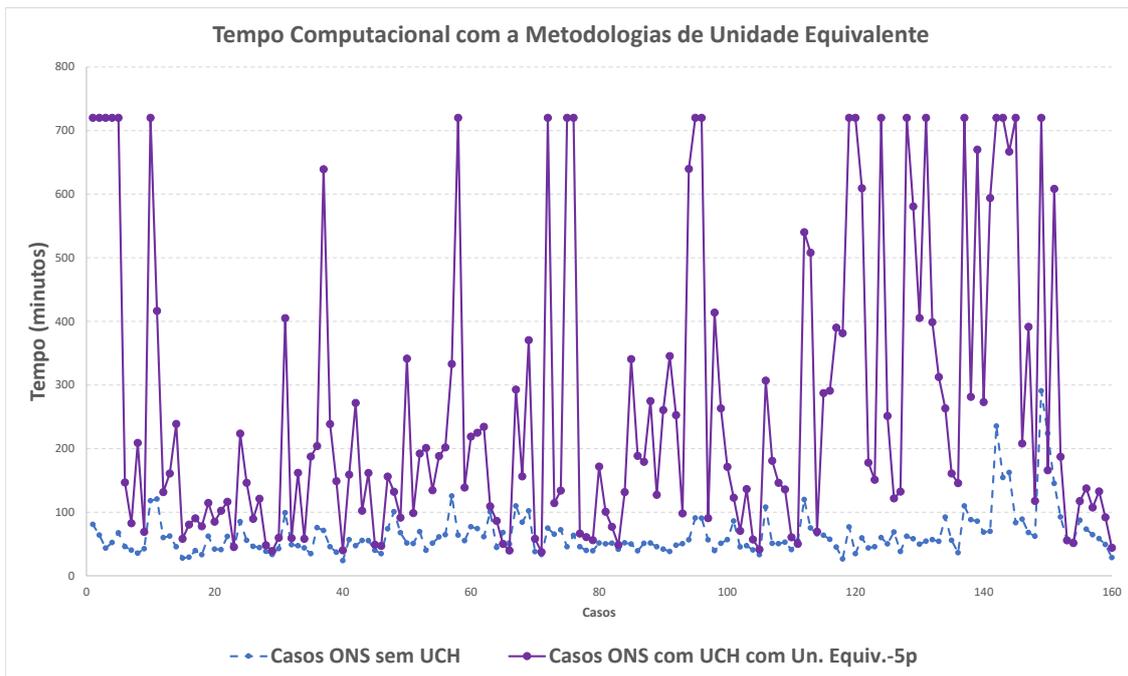


Figura 8.30: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.31 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.32 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

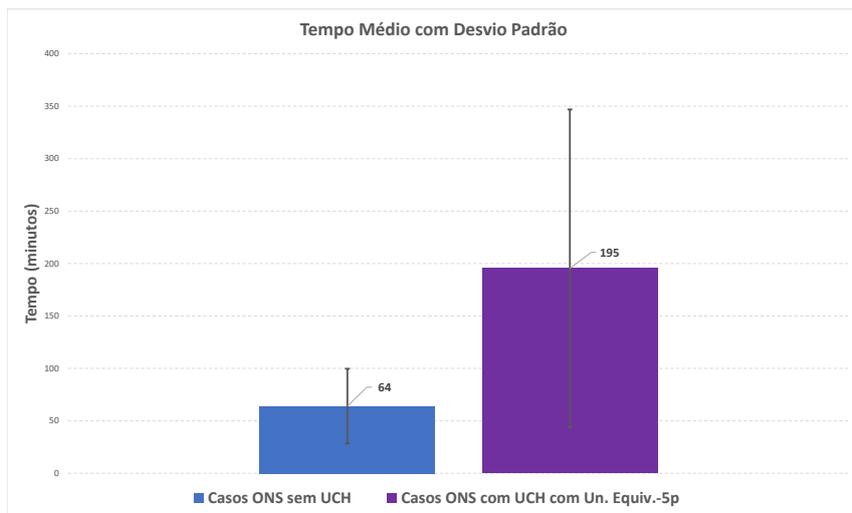


Figura 8.31: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

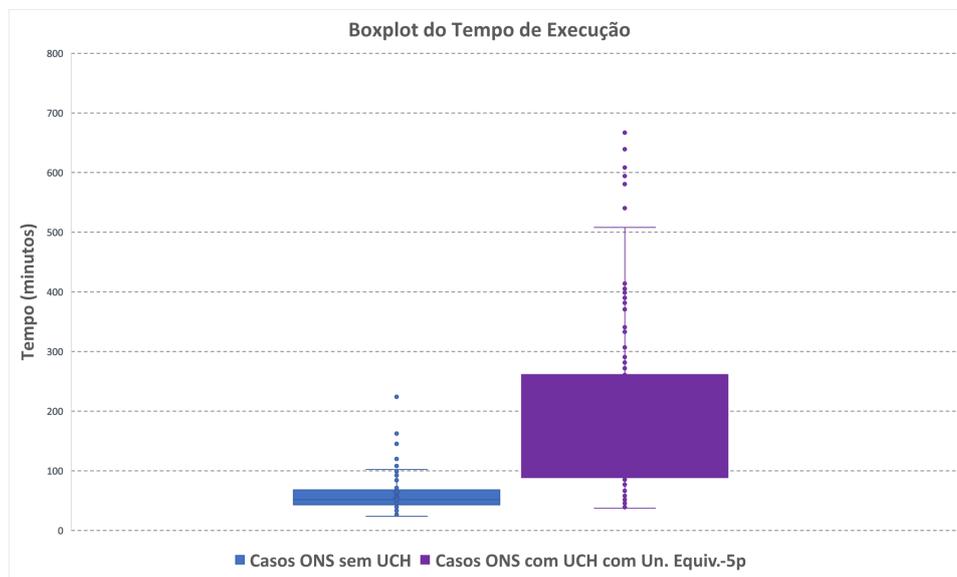


Figura 8.32: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.33 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.34 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

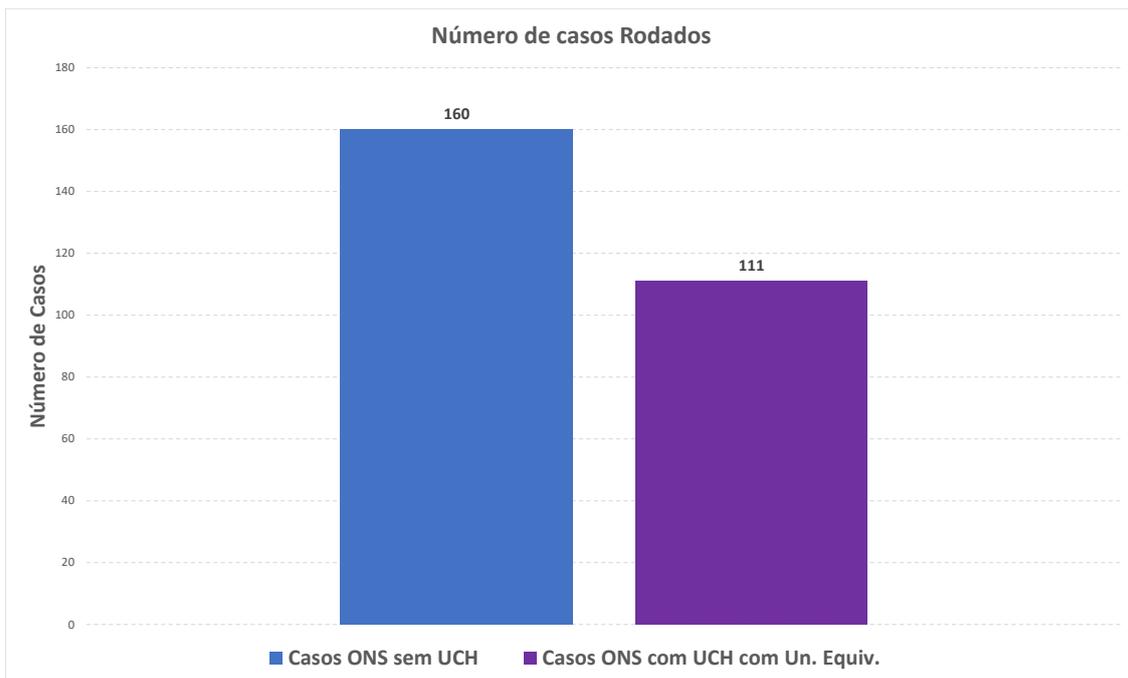


Figura 8.33: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

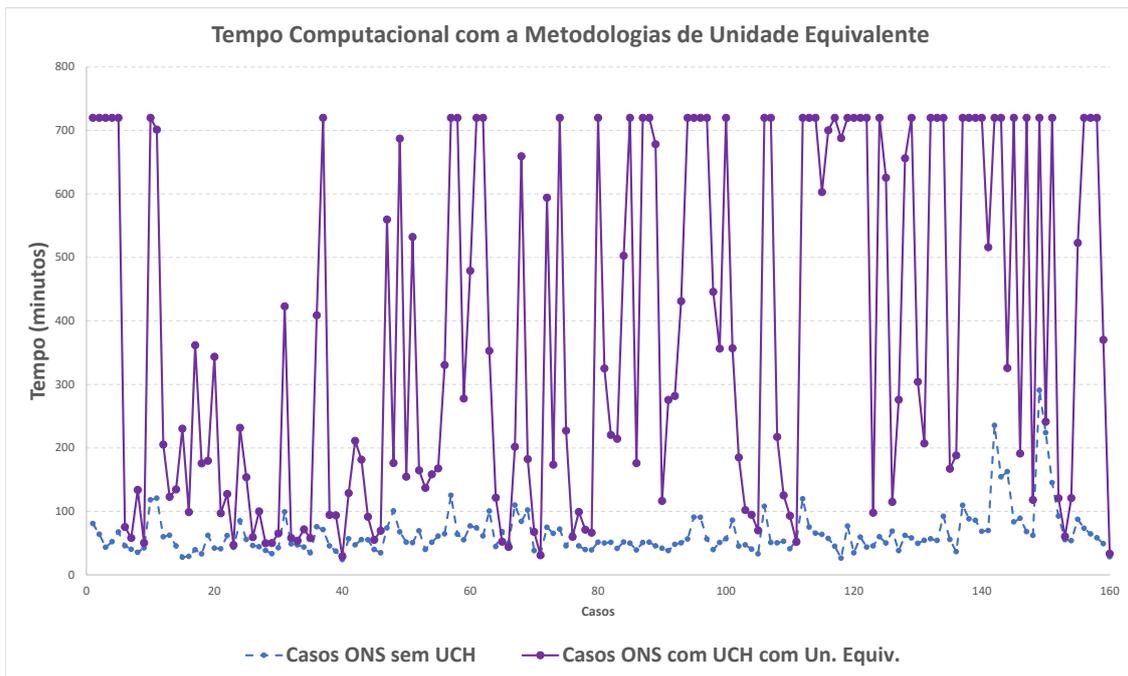


Figura 8.34: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.35 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.36 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

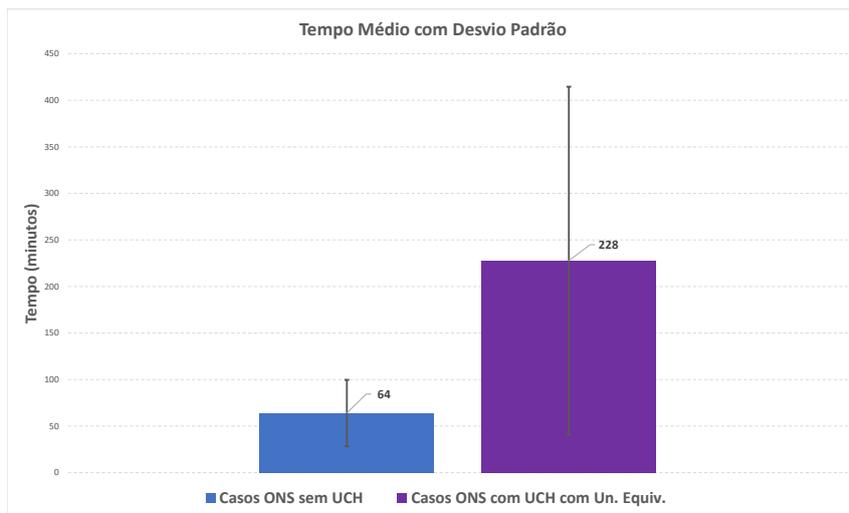


Figura 8.35: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

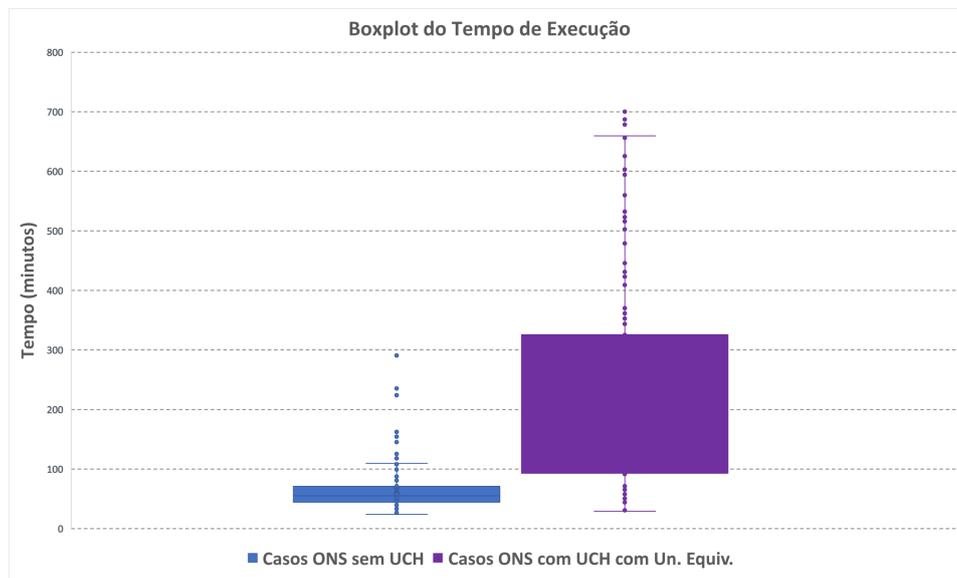


Figura 8.36: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de

5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 138 para 111, sendo o tempo médio de execução aumentou de cerca de 3 horas para cerca de 4 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

Adicionalmente, observa-se um ganho expressivo dessa metodologia que considera UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes com a metodologia tradicional e também com a metodologia de incorporação das restrições de . Essa comparação entre todas as metodologias será avaliada no próximo capítulo.

#### **8.4.5 Resumo dos resultados obtidos com todas as metodologias apresentadas nos casos oficiais do ONS**

Neste capítulo os resultados apresentados nos capítulos anteriores serão agrupados para então ser possível uma melhor avaliação comparativa entre as metodologias apresentadas.

##### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.37 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.38 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

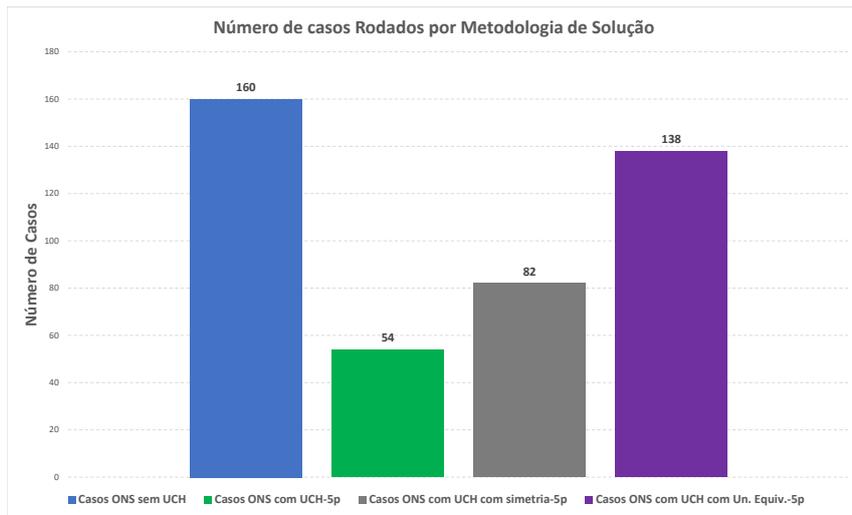


Figura 8.37: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

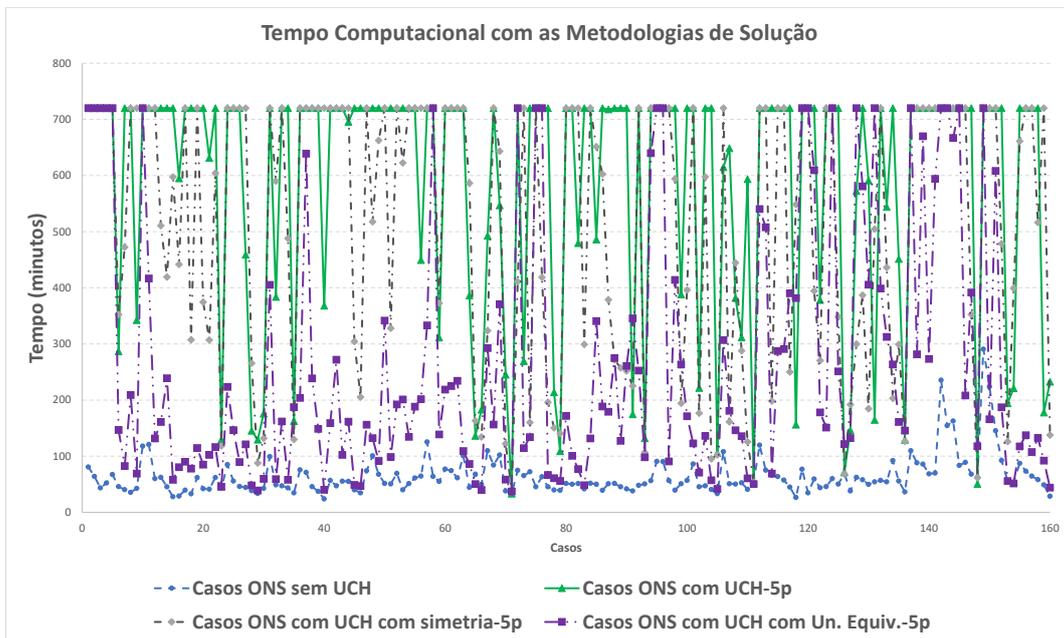


Figura 8.38: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

Na figura 8.39 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.40 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

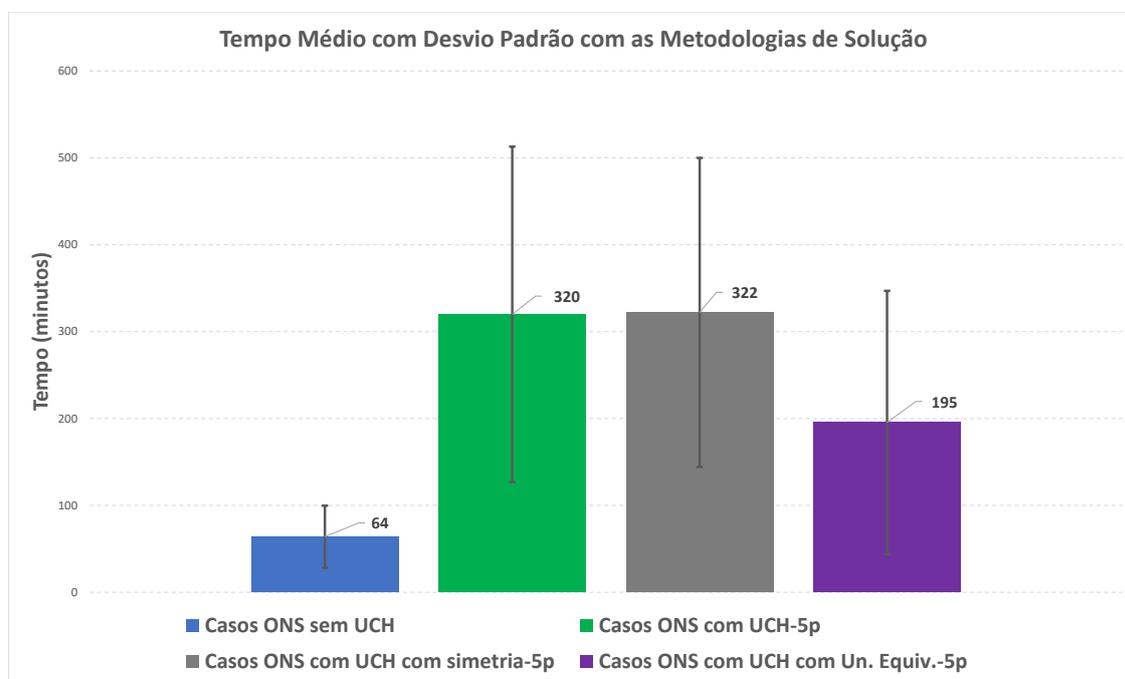


Figura 8.39: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

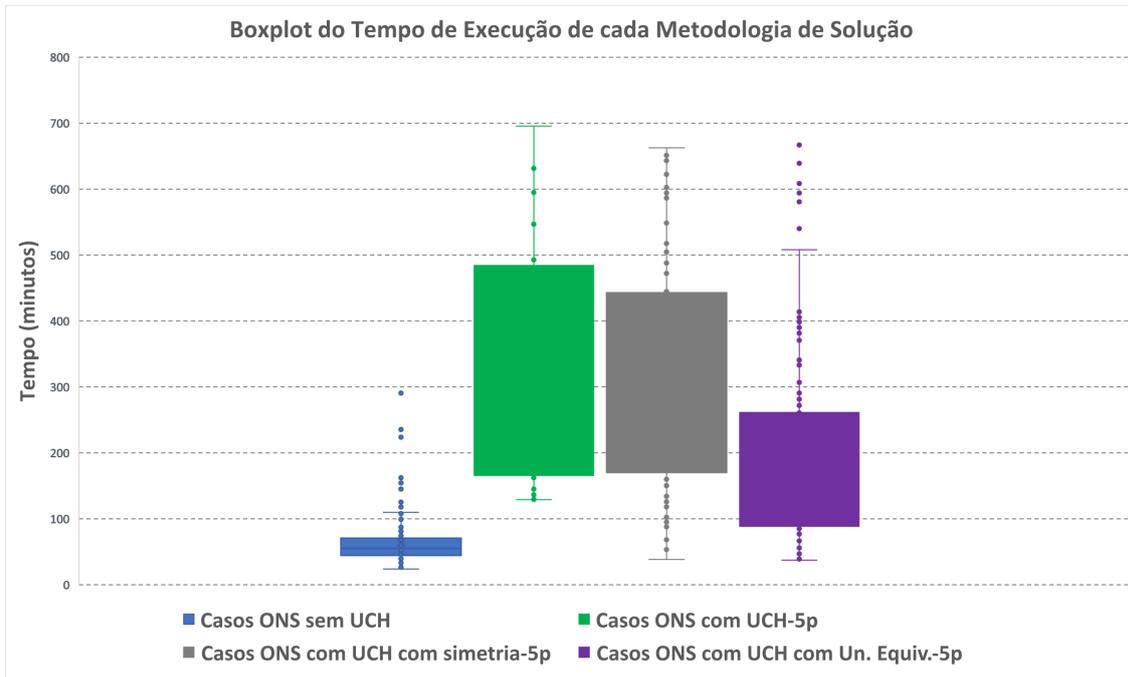


Figura 8.40: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.41 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.42 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

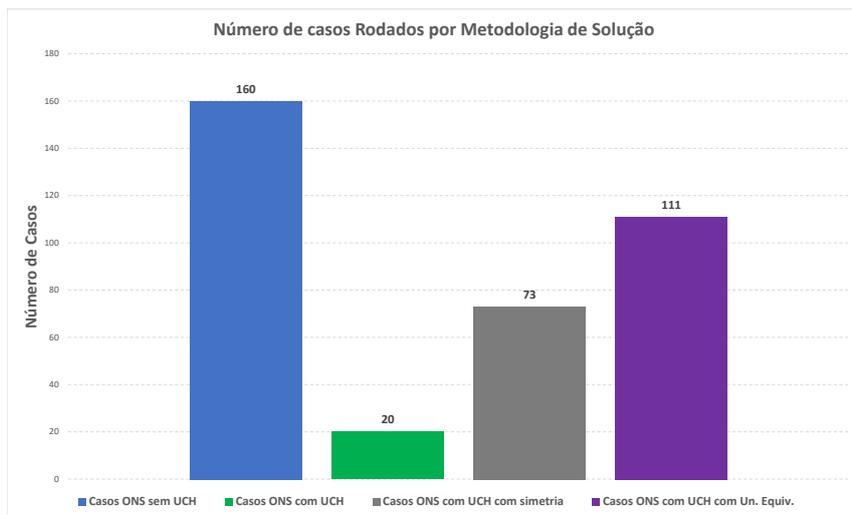


Figura 8.41: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

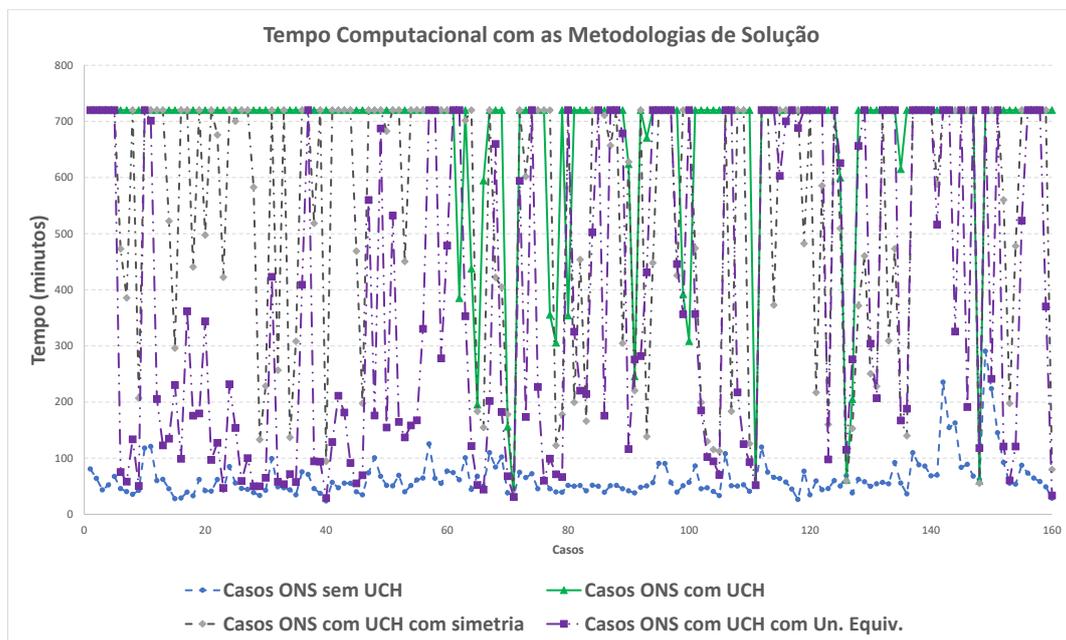


Figura 8.42: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.43 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.44 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

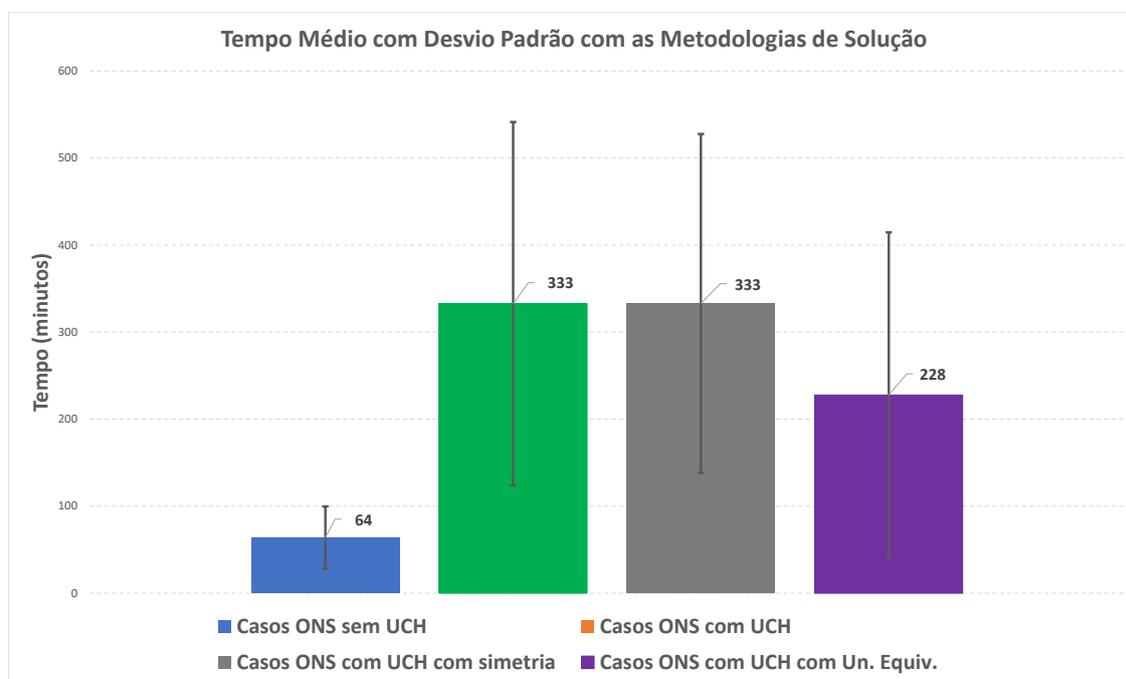


Figura 8.43: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

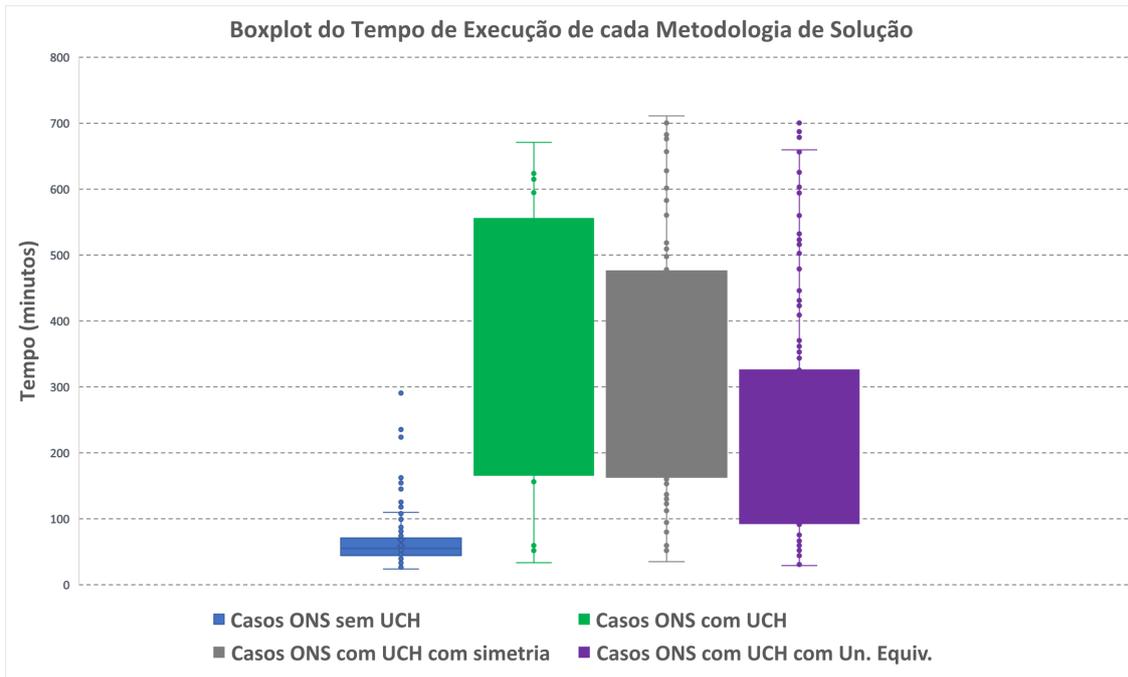


Figura 8.44: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

Com base nos resultados apresentados, o número de casos que foram executados dentro do limite de 12 horas foi muito superior na metodologia considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes, seguido da metodologia com a inclusão de restrições de e posteriormente a metodologia tradicional. Avaliando os gráficos boxplot, a ordem é a mesma com relação a quem obteve o melhor resultado. Já observado os desvios padrões entre as metodologias, estes foram muito similares, enquanto que o o tempo médio de unidades equivalente resultou num tempo em média 32% menor, e sendo o tradicional e com tiveram tempos médios similares.

Com base em todos os resultados apresentados fica claro que a metodologia de unidade equivalente é a mais eficiente no quesito tempo computacional. Mas vale ressaltar, que essa metodologia possui uma limitação dado que não há decisão de ligar ou desligar

individualmente uma unidade e sim do grupo. Dessa forma, o modelo fica mais restrito e não necessariamente irá operar no ótimo global quando a decisão é por unidade propriamente.

Adicionalmente, os resultados com a inclusão de foram consideravelmente melhores que a metodologia tradicional e portanto, recomenda-se a sua utilização para uso prático dado o benefício obtido e sem nenhum perda matemática ao problema para encontrar o ótimo global.

#### **8.4.6 Resultados operativos de geração obtidos com todas as metodologias apresentadas em um caso oficial do ONS**

Para fazer uma análise do impacto nas gerações num caso oficial, foi selecionado o caso do dia 22/07/2022. A justificativa desse caso é em função de ser um caso de apenas 1 dia e que todas as metodologias encontraram uma solução ótima.

##### **Resultados do Sudeste**

Nas figuras 8.45, 8.46, 8.47, 8.48 e 8.49 a seguir são apresentados os resultados do submercado Sudeste de geração hidrelétrica total, geração térmica total, geração de renováveis, intercâmbios e energia armazenada, respectivamente.

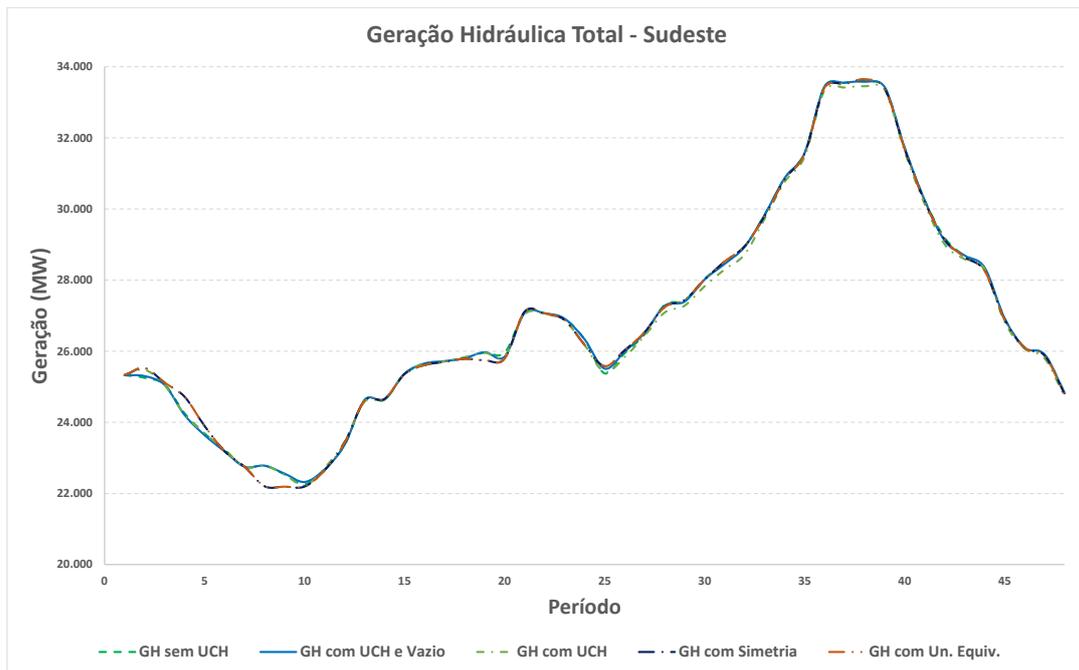


Figura 8.45: Geração hidráulica total do Sudeste.

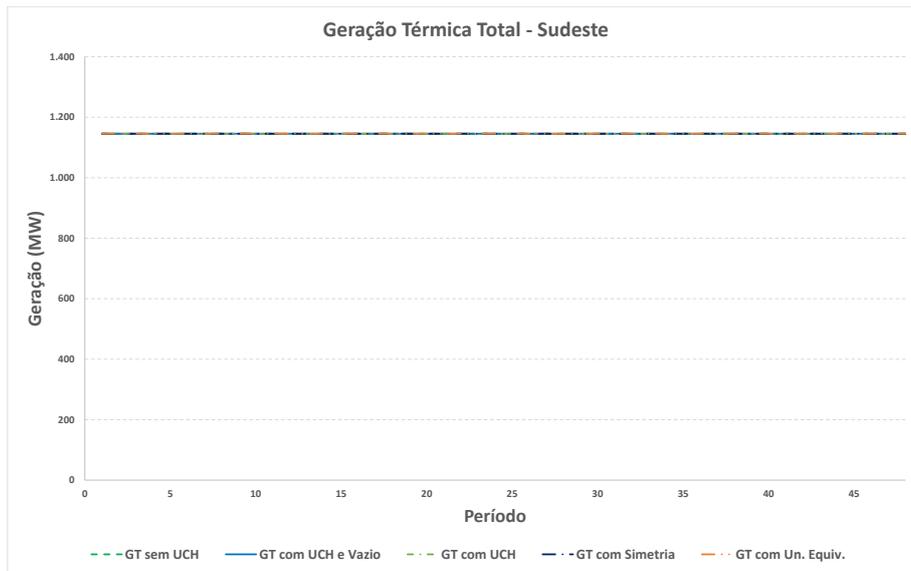


Figura 8.46: Geração térmica total do Sudeste.

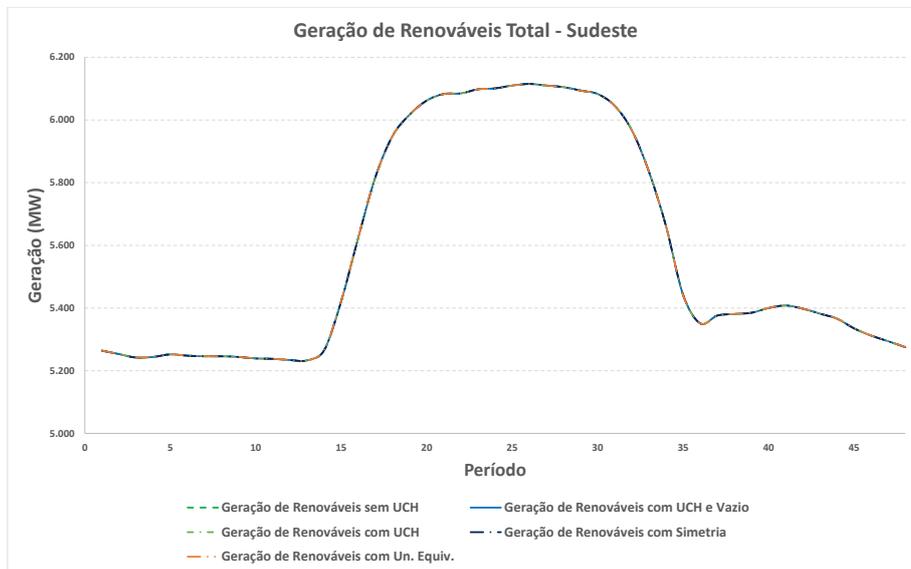


Figura 8.47: Geração renovável total do Sudeste.

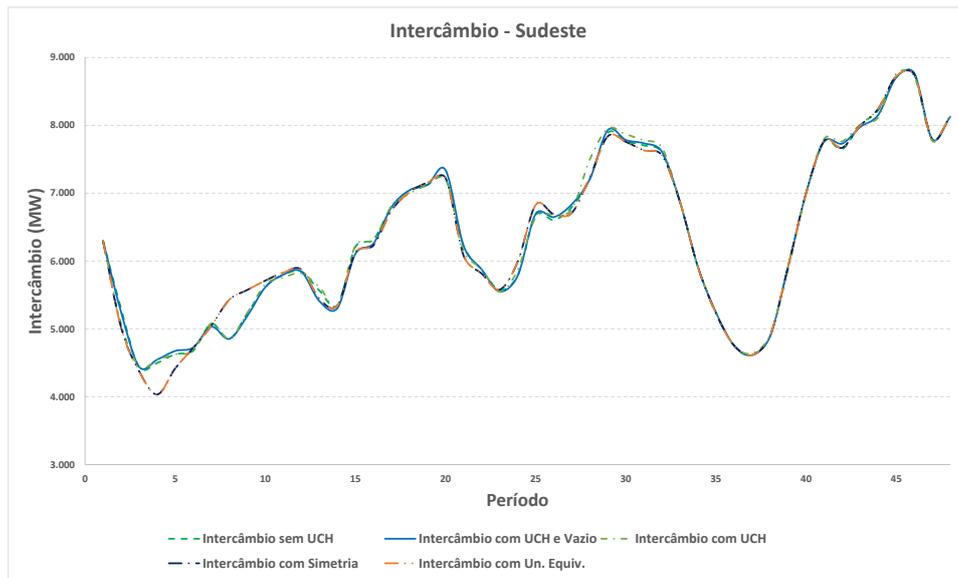


Figura 8.48: Intercâmbio do Sudeste.

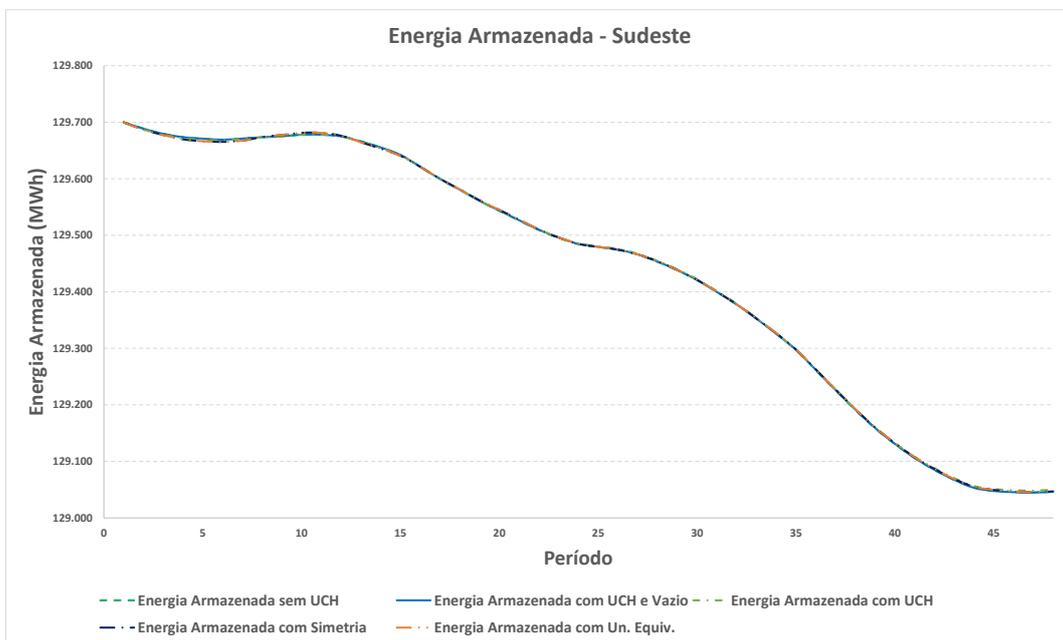


Figura 8.49: Energia armazenada total do Sudeste.

A partir dos gráficos apresentados, observa-se uma pequena mudança de despacho no Sudeste de geração hidráulica que foi substituída por uma geração proveniente de outro submercado por meio de intercâmbio.

## Resultados do Nordeste

Nas figuras 8.50, 8.51, 8.52, 8.53 e 8.54 a seguir são apresentados os resultados do submercado Nordeste de geração hidrelétrica total, geração térmica total, geração de renováveis, intercâmbios e energia armazenada, respectivamente.

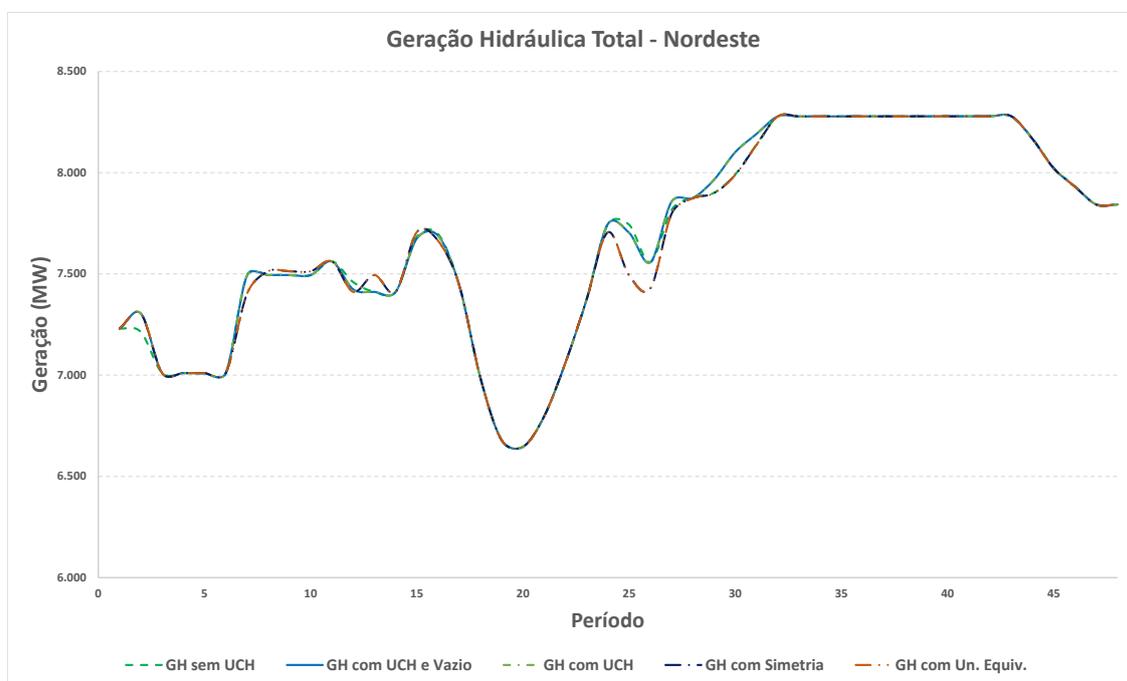


Figura 8.50: Geração hidráulica total do Nordeste.

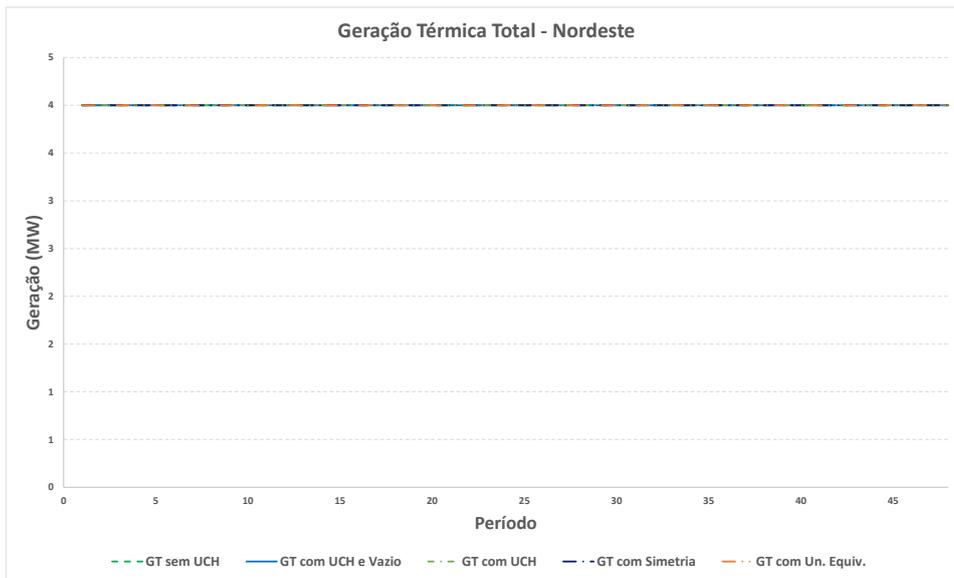


Figura 8.51: Geração térmica total do Nordeste.

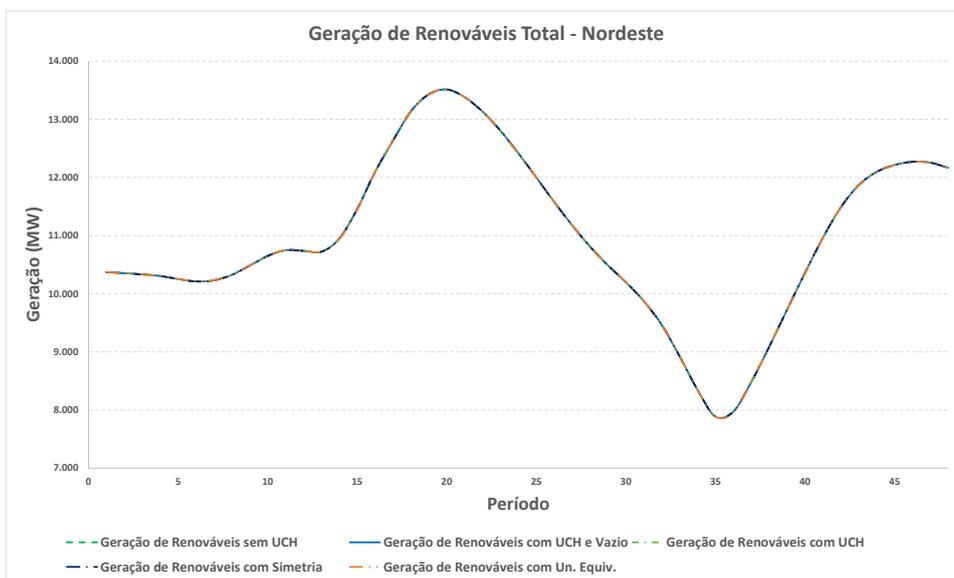


Figura 8.52: Geração renovável total do Nordeste.

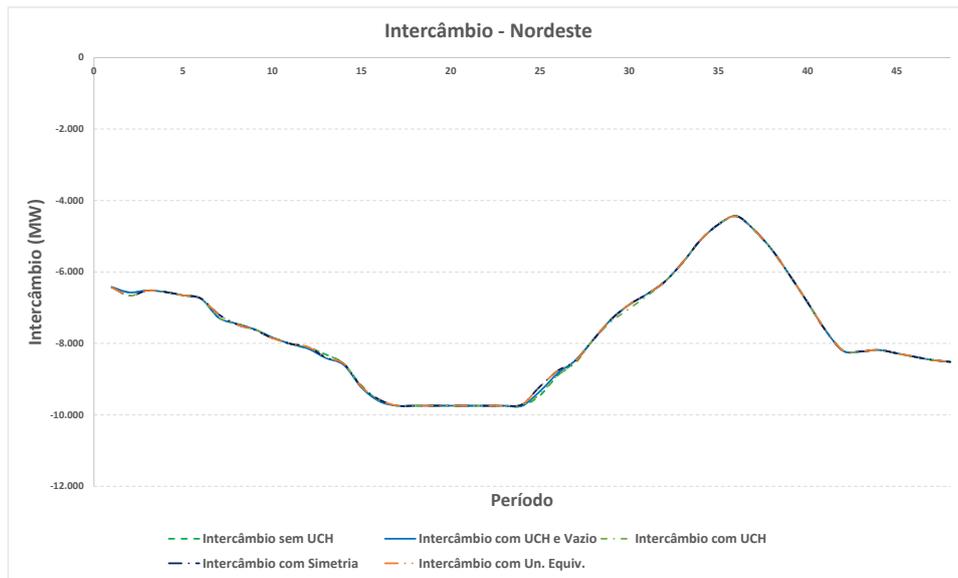


Figura 8.53: Intercâmbio do Nordeste.

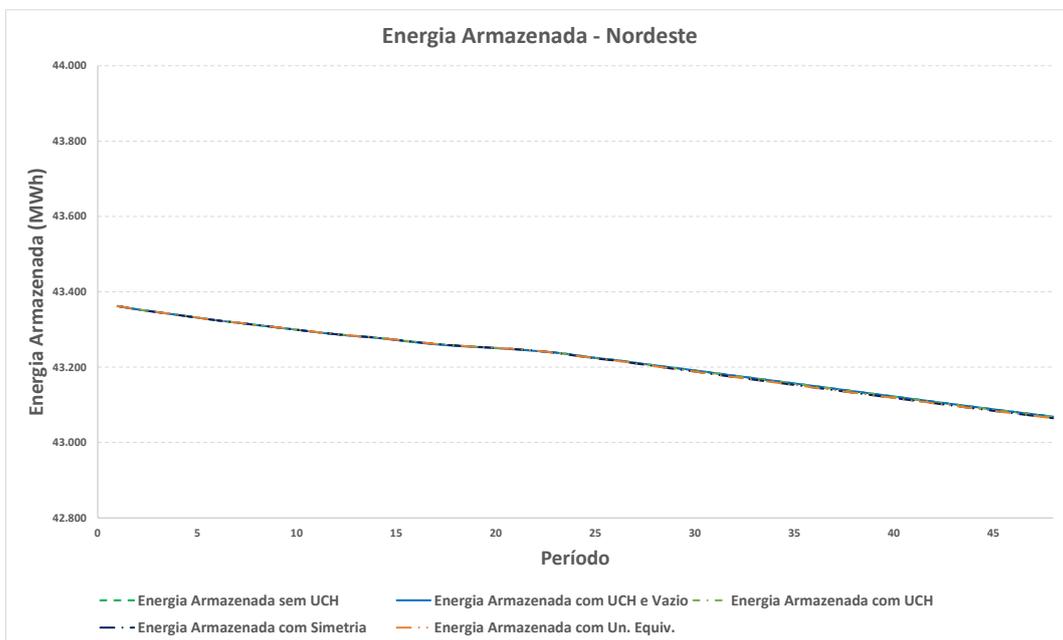


Figura 8.54: Energia armazenada total do Nordeste.

A partir dos gráficos apresentados, observa-se uma pequena mudança de despacho no Nordeste de geração hidráulica que foi substituída por uma geração proveniente de outro submercado por meio de intercâmbio.

## Resultados do Norte

Nas figuras 8.55, 8.56, 8.57, 8.58 e 8.59 a seguir são apresentados os resultados do submercado Norte de geração hidrelétrica total, geração térmica total, geração de renováveis, intercâmbios e energia armazenada, respectivamente.

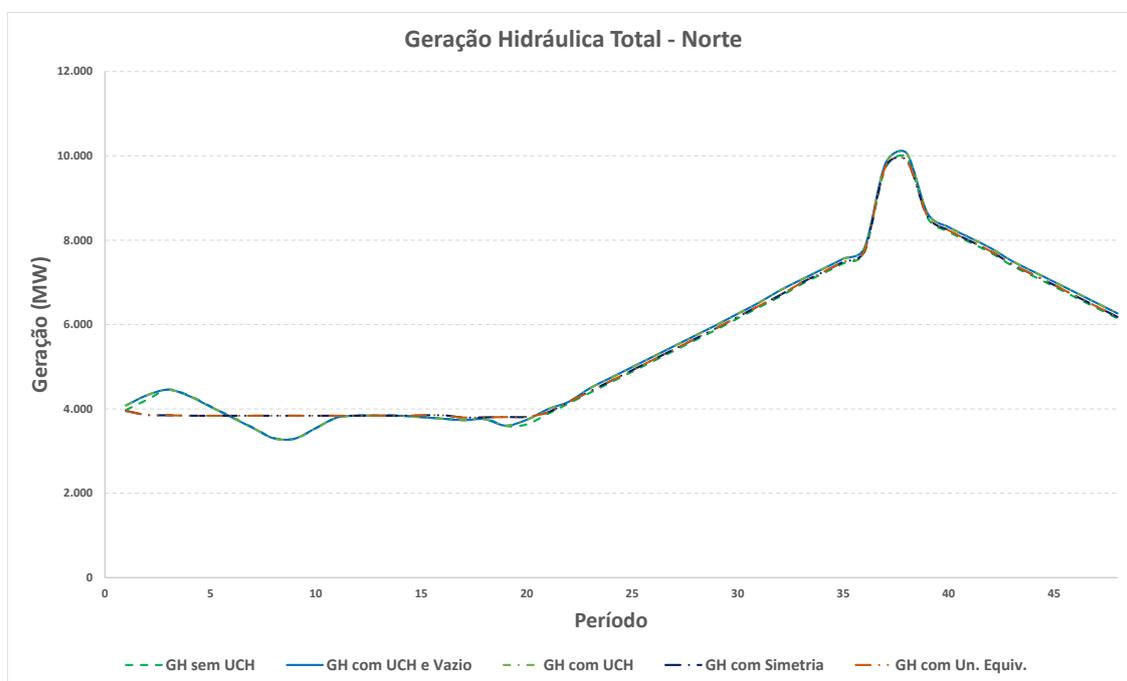


Figura 8.55: Geração hidráulica total do Norte.

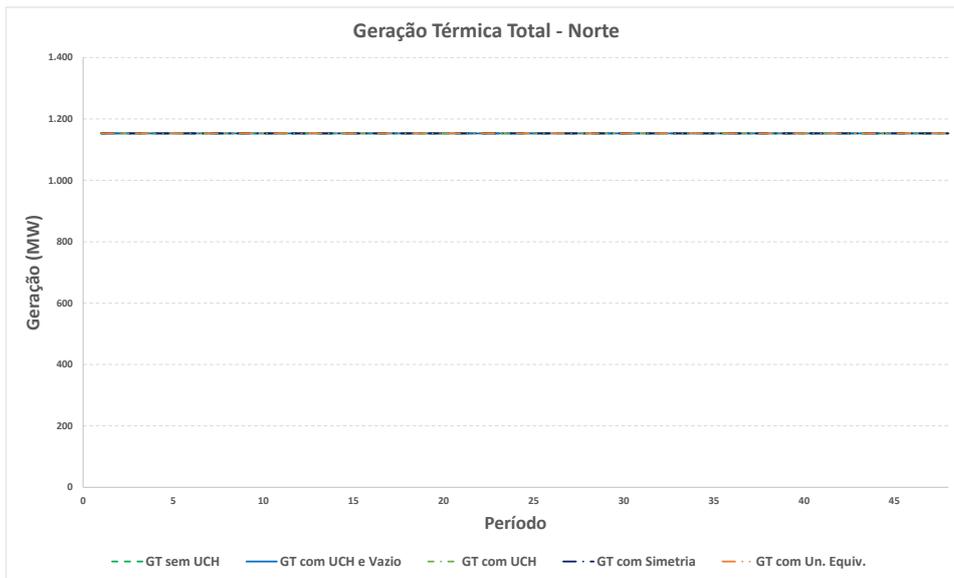


Figura 8.56: Geração térmica total do Norte.

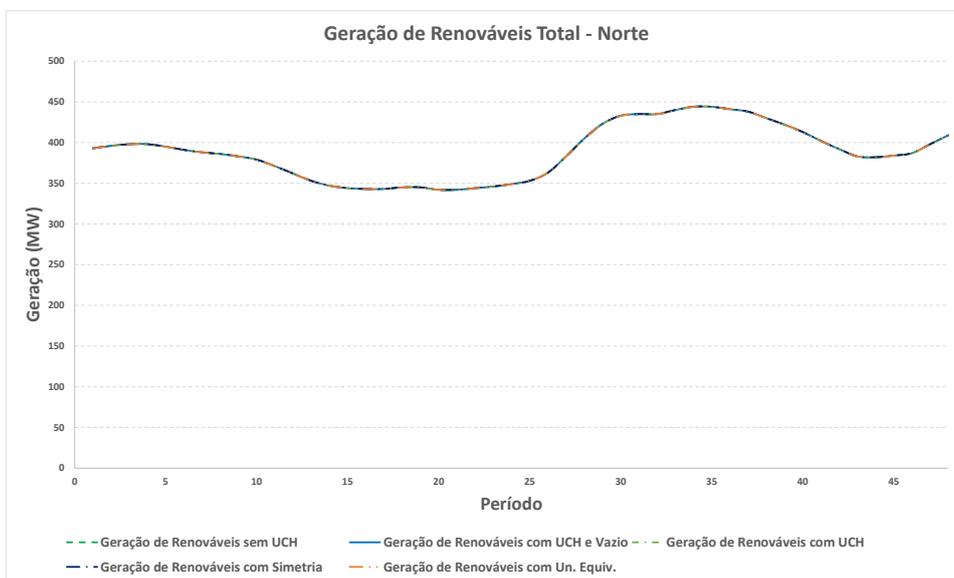


Figura 8.57: Geração renovável total do Norte.

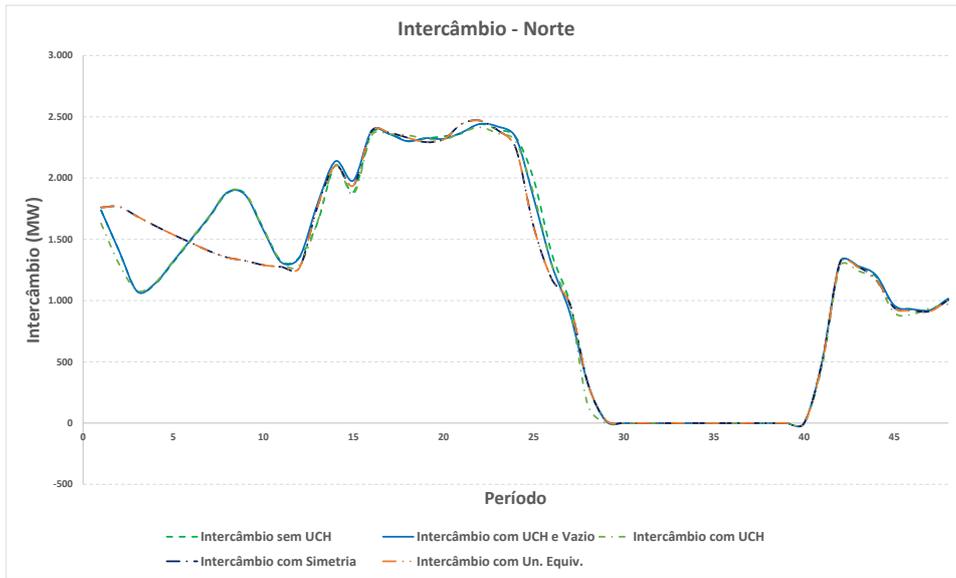


Figura 8.58: Intercâmbio do Norte.

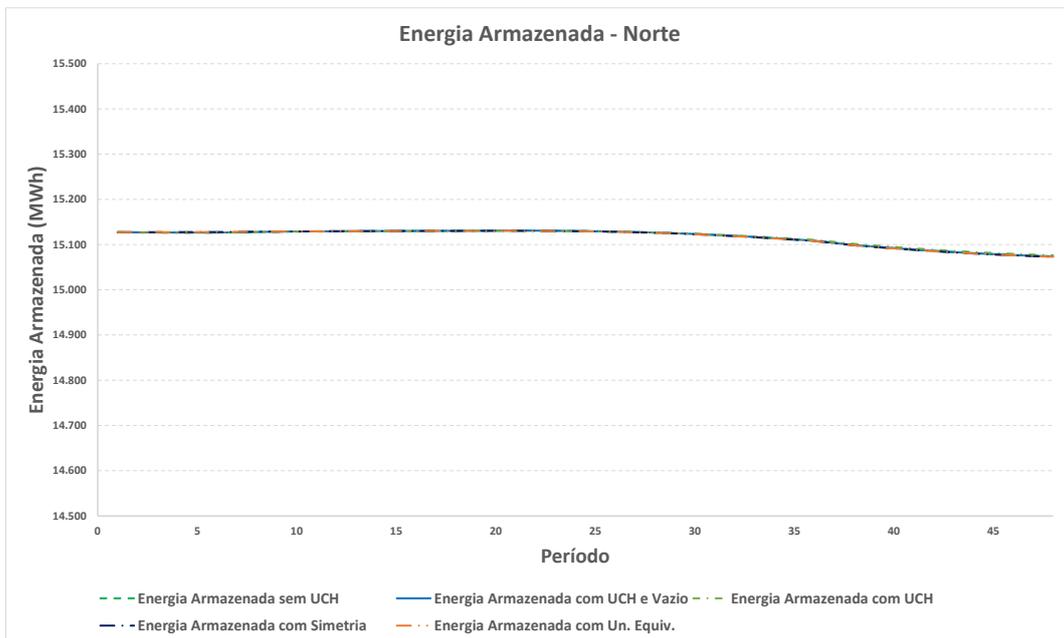


Figura 8.59: Energia armazenada total do Norte.

A partir dos gráficos apresentados, observa-se uma pequena mudança de despacho no Norte de geração hidráulica que foi substituída por uma geração proveniente de outro submercado por meio de intercâmbio.

## Resultados do Sul

Nas figuras 8.60, 8.61, 8.62, 8.63 e 8.64 a seguir são apresentados os resultados do submercado Sul de geração hidrelétrica total, geração térmica total, geração de renováveis, intercâmbios e energia armazenada, respectivamente.

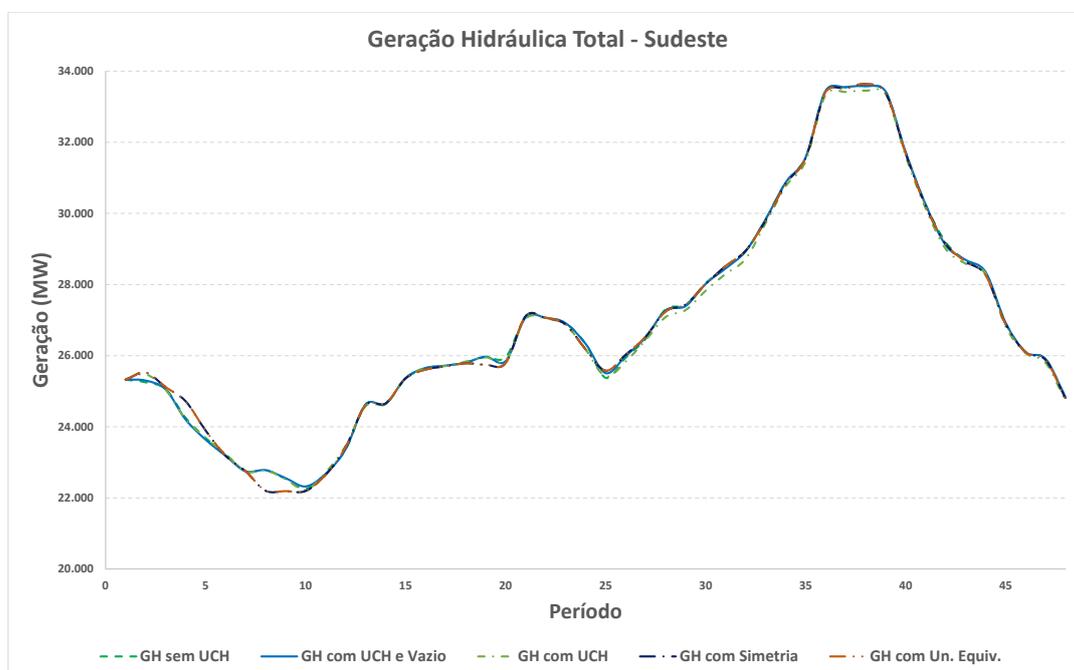


Figura 8.60: Geração hidráulica total do Sul.

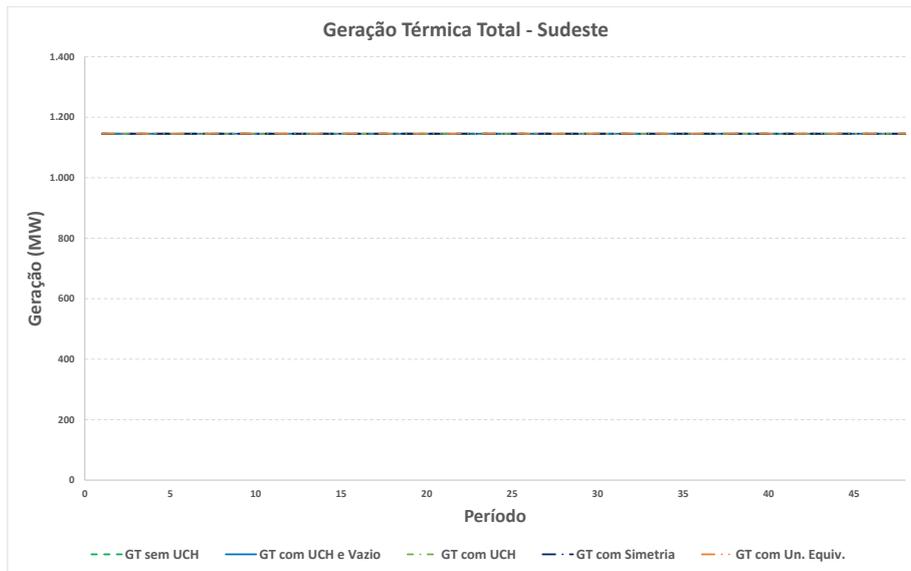


Figura 8.61: Geração térmica total do Sul.

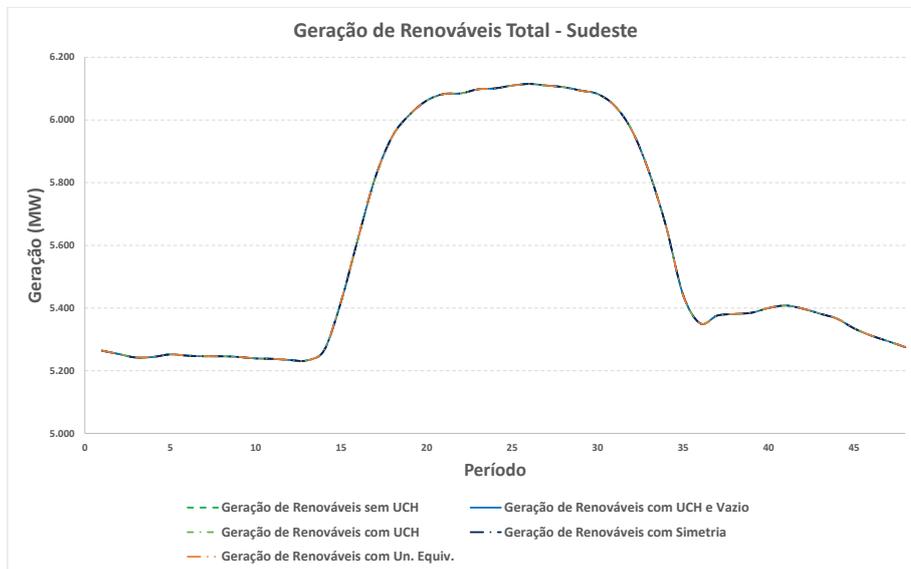


Figura 8.62: Geração renovável total do Sul.

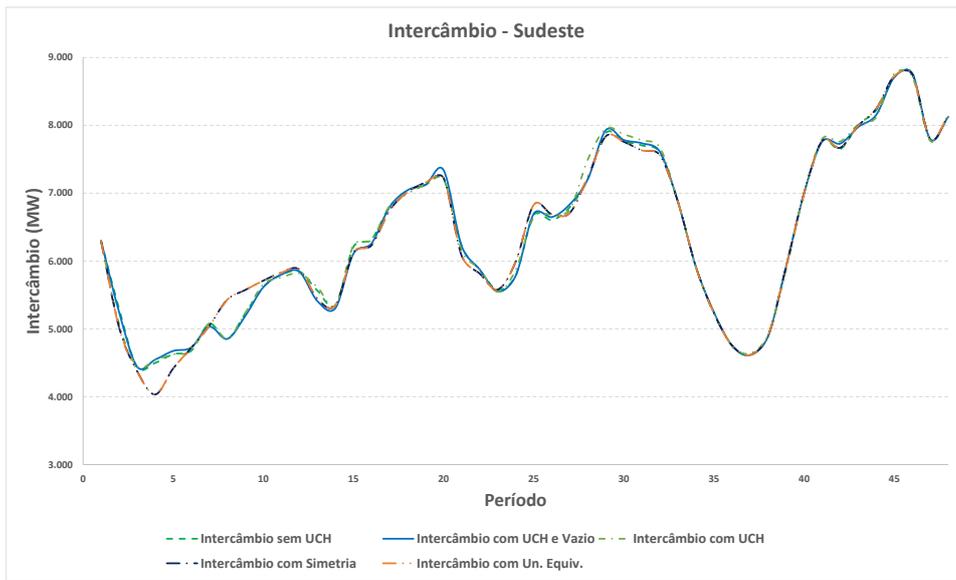


Figura 8.63: Intercâmbio do Sul.

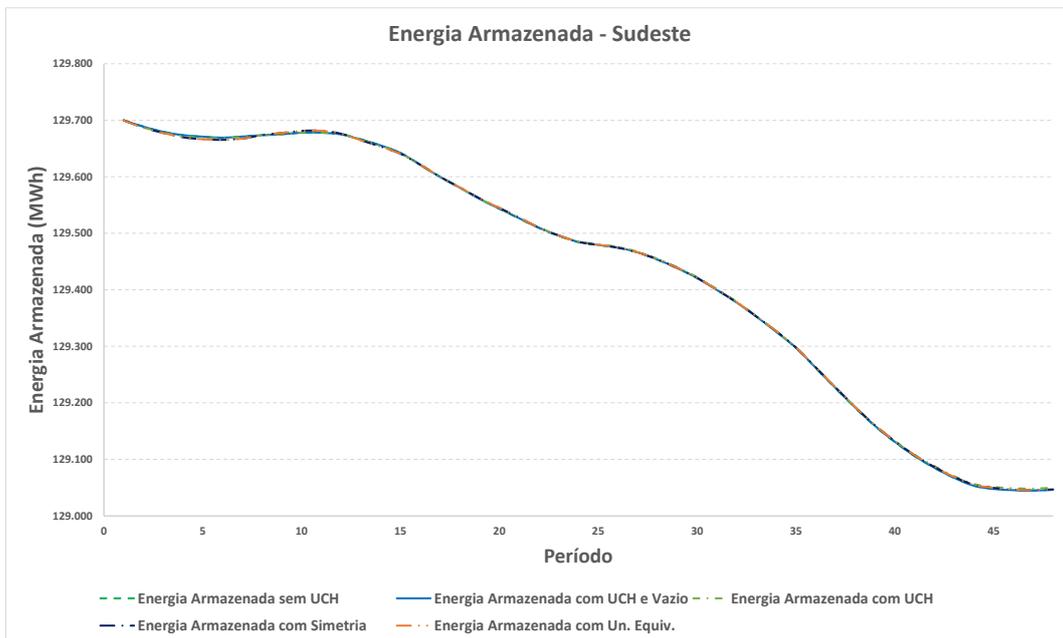


Figura 8.64: Energia armazenada total do Sul.

A partir dos gráficos apresentados, observa-se uma pequena mudança de despacho no Sul de geração hidráulica que foi substituída por uma geração proveniente de outro submercado por meio de intercâmbio.

### Resultados do Sistema Interligado Nacional, SIN

Nas figuras 8.65, 8.66, 8.67 e 8.68 a seguir são apresentados os resultados do SIN de geração hidrelétrica total, geração térmica total, geração de renováveis e energia armazenada, respectivamente.

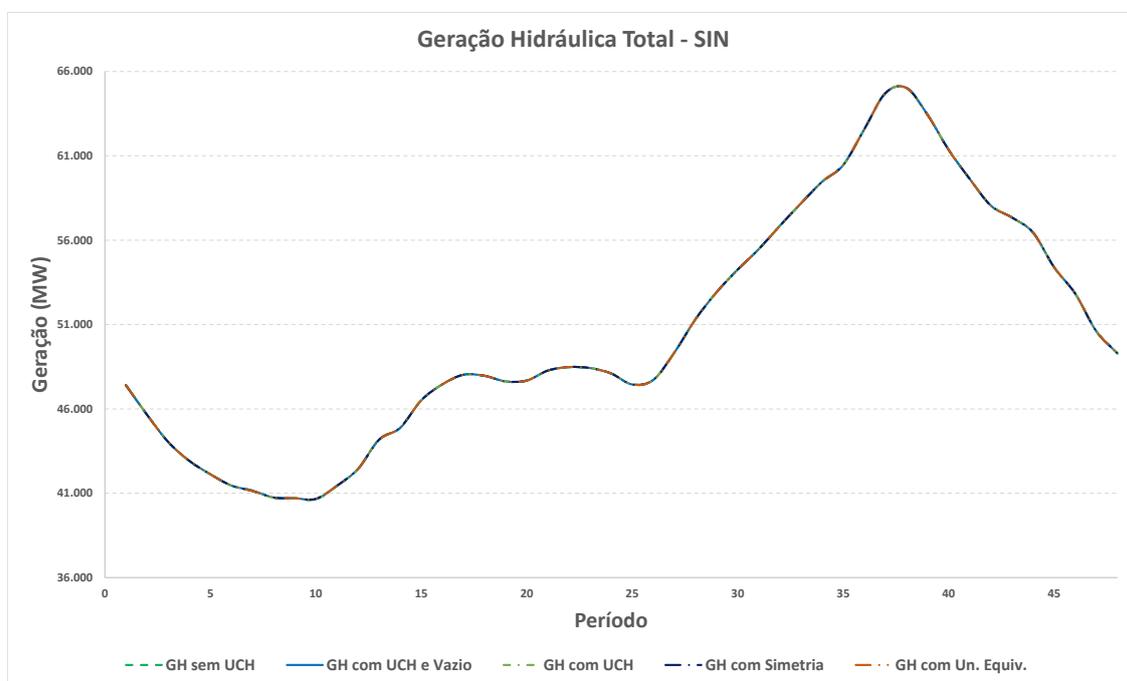


Figura 8.65: Geração hidráulica total do SIN.

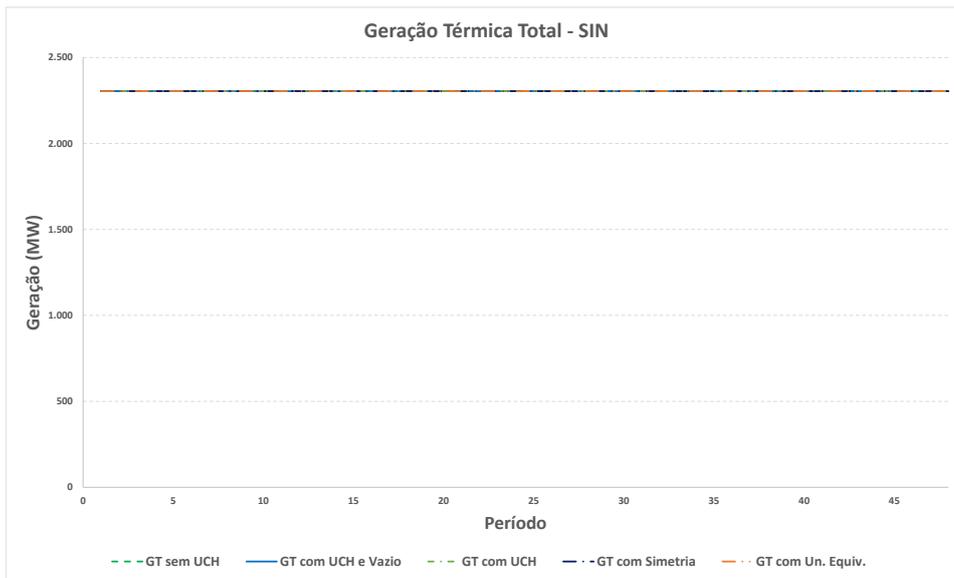


Figura 8.66: Geração térmica total do SIN.

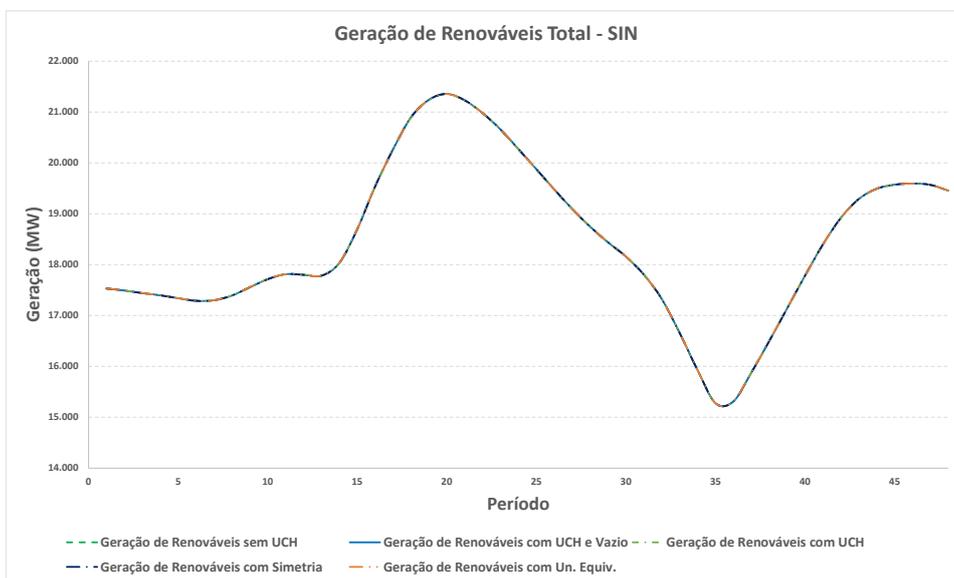


Figura 8.67: Geração renovável total do SIN.

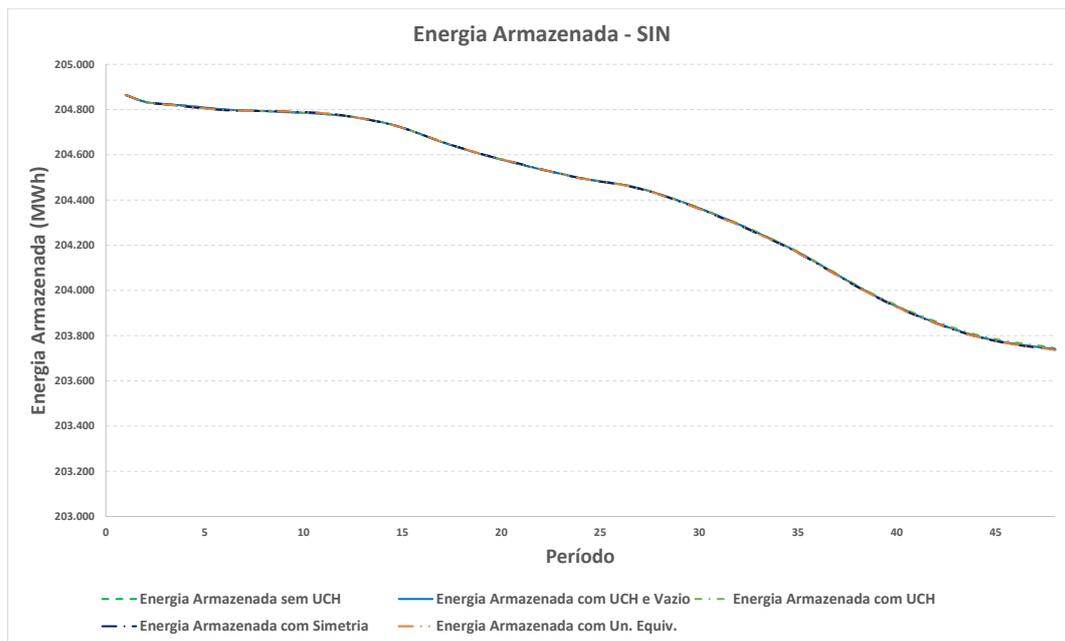


Figura 8.68: Energia armazenada total do SIN.

Avaliando todos os resultados de cada submercado e analisando os resultado do SIN, observa-se que não houve uma mudança global de geração hídrica, térmica ou de renováveis, havendo apenas uma mudança pontual do momento de geração hídrica entre os submercado, atrelada tanto a geração hídrica quanto a mudanças relacionadas ao despacho das usinas renováveis como eólica e solar.

#### 8.4.7 Análise do impacto operativo ao considerar UCH

Para exemplificar o impacto na decisão operativa ao considerar UCH, foi tomado como base o mesmo caso do dia 22/07/2022. Para apresentar a real mudança do despacho foi necessário encontrar uma unidade geradora hidráulica com comportamento de interesse para análise, ou seja, mostrando no caso sem UCH a unidade não cumprindo Ton ou Toff, geração mínima, dentre as outras características inseridas onde o modelo deverá

respeitar em qualquer uma das três metodologias apresentadas. Os resultados que serão apresentados correspondem a operação da usina Paulo Afonso 123, unidade de índice 2 do conjunto de índice 2.

### **Análise do impacto com a unidade com UCH e podendo operar em vazio**

Na figura 8.69 pode ser observado a operação da unidade de Paulo Afonso 123, onde no caso sem UCH a unidade sai do status desligada no período 11 para ligada no período 12 e logo em seguida, no período 13 ela volta a desligar, e o mesmo ocorre no período 18. Já no período 42 a unidade é associada e fica ligada por apenas uma hora e meia, também uma operação que não atenderia o seu Ton considerado de 3 horas. Como o caso sem UCH não possui restrições do unit commitment, e nesse caso de Ton, o modelo dá como viável essa operação.

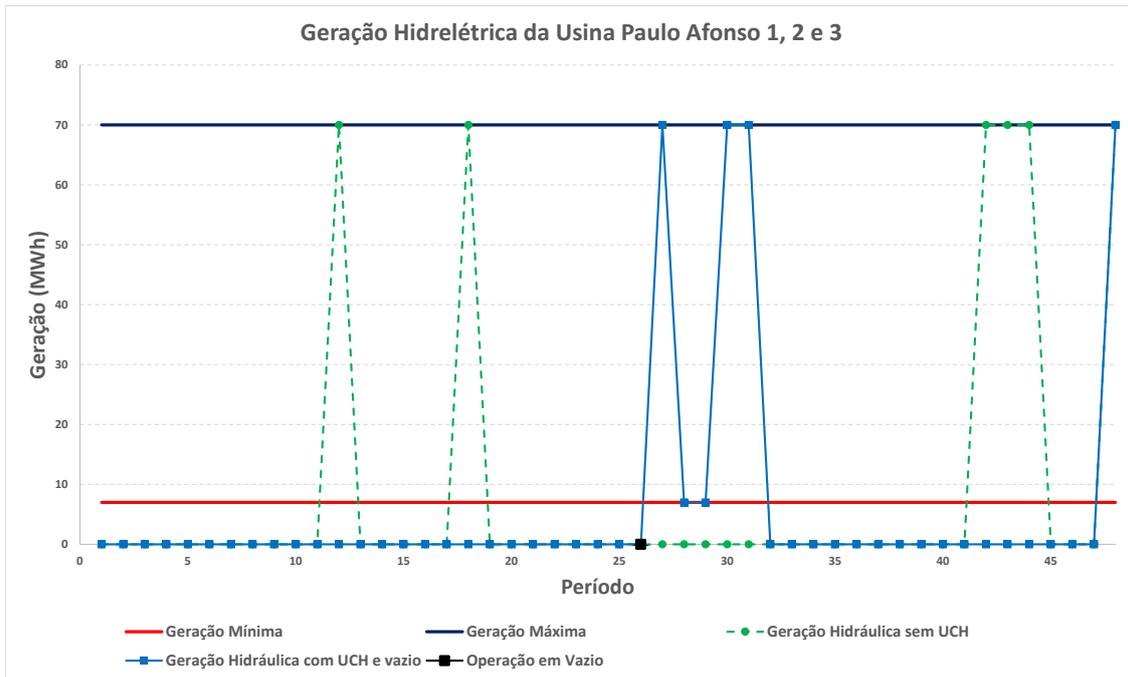


Figura 8.69: Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH podendo operar em vazio.

Já o resultado da operação onde o caso possui UCH e a unidade em questão pode operar em vazio, a operação ocorre perfeitamente como definido na formulação matemática. Vale ressaltar que no período 26 o modelo decide colocar a unidade em questão operando em vazio e nos períodos que vão do 27 ao 32 estando ligada, ou seja, a unidade cumpriu exatamente o tempo mínimo ligada, sendo meia hora estando operando em vazio e duas horas e meia estando ligada, em momentos gerando no máximo e em outros no mínimo possível definido nesse caso como 10% da geração máxima.

### **Análise do impacto com a unidade com UCH e sem poder operar em vazio**

Na figura 8.70 pode ser observado que o modelo decide desligar a unidade no início do estudo, sendo a unidade estava ligada já tendo cumprido seu tempo mínimo ligado,

portanto está livre para decidir se continua ligada ou se desligar deve cumprir seu tempo mínimo desligado. Exatamente isso que ocorre para essa unidade, onde dado que o modelo decidiu desligar a unidade no primeiro período, ela permanece desligada no mínimo por 3 horas, mas nesse caso a restrição foi atendida no limite, pois somente ficou desligado por 3 horas e em seguida passou a estar ligada.

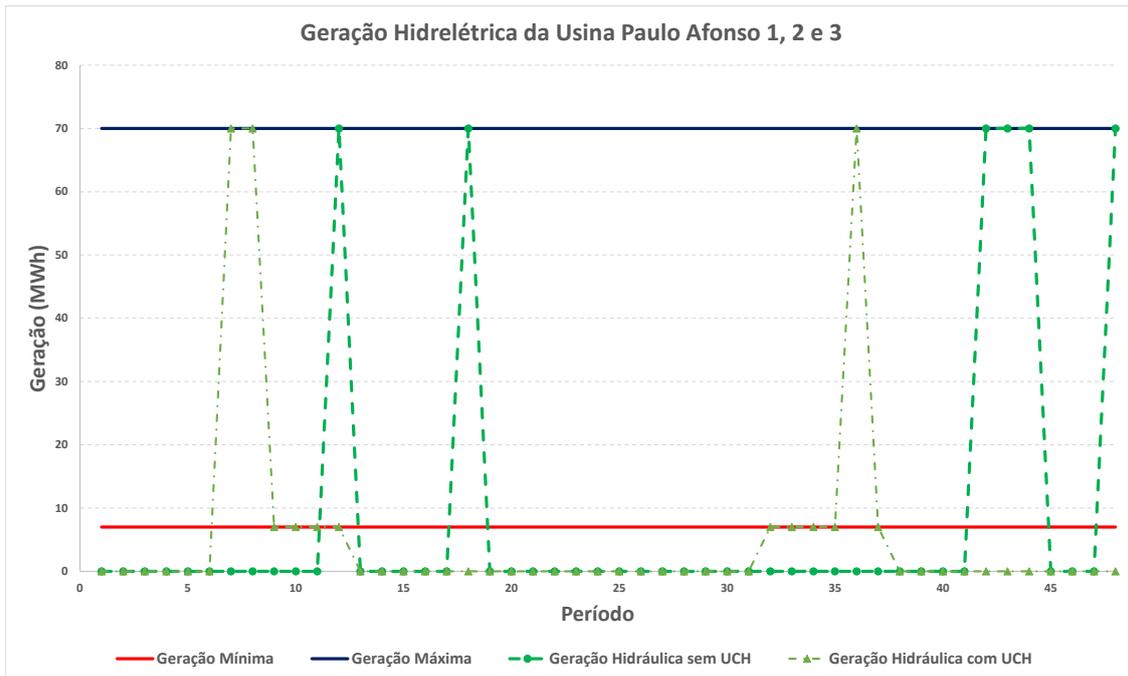


Figura 8.70: Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio.

Adicionalmente, no período 32 o modelo decide ligar a unidade e assim permanece pelo tempo mínimo ligado de 3 horas atendendo um pico de demanda no período 36 e no restante gerando no mínimo possível da unidade. Diferente do caso apresentado anteriormente onde a unidade poderia operar em vazio, nesse exemplo a unidade não foi permitida e por isso teve que ao menos gerar no mínimo dado que tomou a decisão de ligar, como o esperado.

## Análise do impacto com a unidade com UCH, sem poder operar em vazio e com restrições de

Na figura 8.71 pode ser observado que o modelo decide também desligar a unidade no início do estudo, sendo a unidade estava ligada já tendo cumprido seu tempo mínimo ligado, portanto está livre para decidir se continua ligada ou se desligar deve cumprir seu tempo mínimo desligado. Exatamente isso que ocorre para essa unidade, onde dado que o modelo decidiu desligar a unidade no primeiro período, ela permanece desligada no mínimo por 3 horas, mas nesse caso a restrição foi atendida no limite, pois somente ficou desligado por 3 horas e em seguida passou a estar ligada.

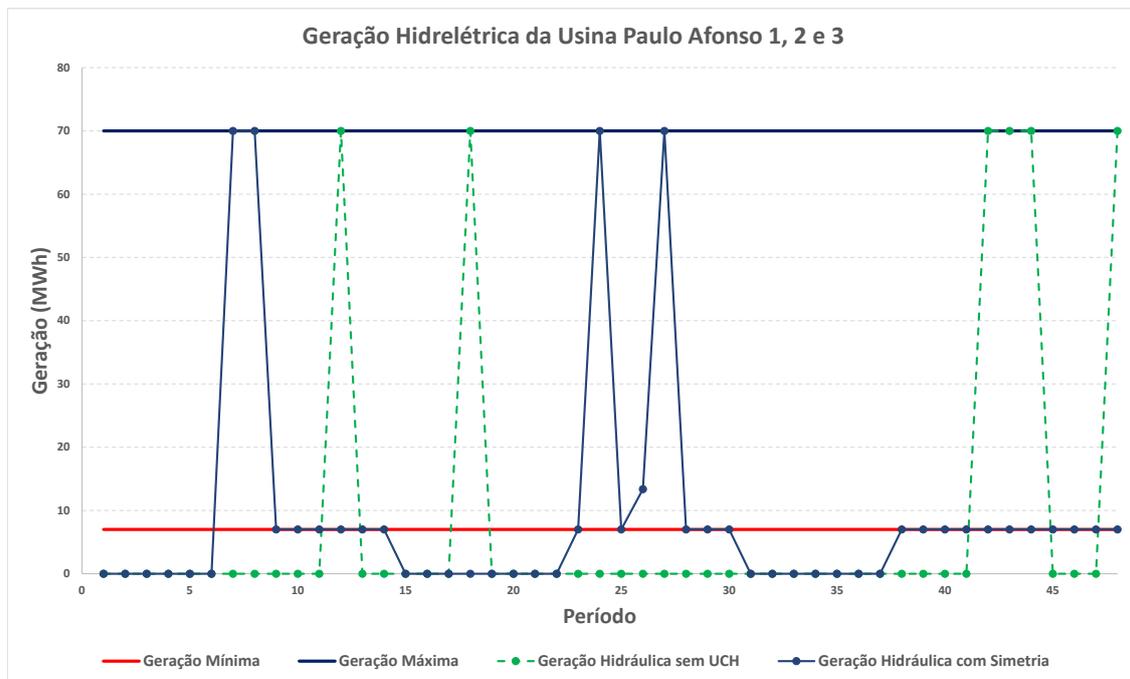


Figura 8.71: Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio e com restrições de .

Adicionalmente, o modelo decidiu em alguns momentos permanecer ligada por um período maior que o Ton e também permanecer desligada por um período maior que o

seu Toff. As restrições de Ton e Toff são de mínimo e a unidade deve atender ao menos ao que foi definido no dado de entrada, e nesse caso 3 horas de tempo mínimo ligado e desligado

### **Análise do impacto com a unidade com UCH, sem poder operar em vazio e com metodologia de decisão por agrupamento de unidades equivalente**

Na figura 8.72 pode ser observado que o modelo decide também desligar a unidade no início do estudo, mas cumprindo seu Toff.

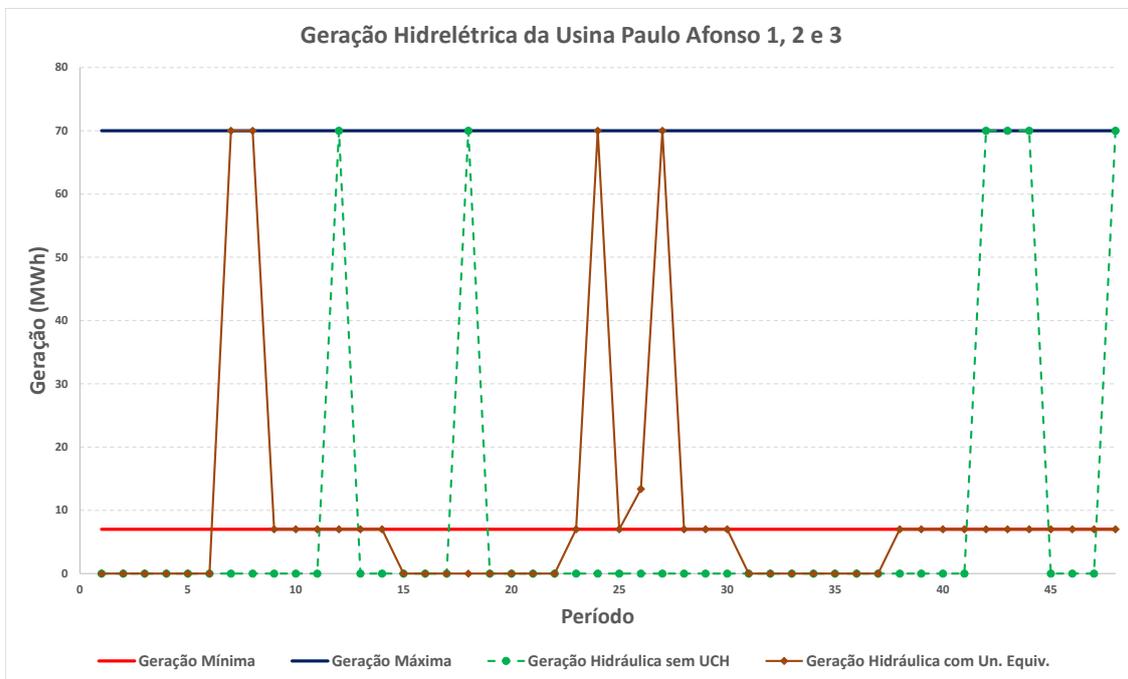


Figura 8.72: Operação da unidade hidráulica de Paulo Afonso 123 sem UCH e com UCH sem poder operar em vazio e com a metodologia de decisão por agrupamento de unidades equivalente.

Adicionalmente, ao avaliar os resultados no gráfico observa-se que, para esse caso e essa unidade, a decisão operativa com restrições de foram as mesmas da metodologia de

decisão por agrupamento de unidades equivalente

## 8.5 Resultados dos Casos Oficiais da CCEE

Neste capítulo serão apresentados os resultados individuais de cada metodologia para os casos oficiais da CCEE e no capítulo 8.5.4 será apresentado um resumo comparativo entre cada metodologia. Vale ressaltar que o caso oficial da CCEE não considera a rede elétrica, não entanto a instituição adiciona restrições especiais para emular algumas restrições elétricas importantes.

### 8.5.1 Análise do tempo computacional - Estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP

Serão realizadas 2 análises de tempo computacional, uma considerando a geração mínima de 5% da geração máxima e outra considerando 10% e assim avaliar o impacto no tempo de execução quando se aumenta a geração mínima e portanto torna o problema a ser resolvido mais restrito pelo fato de obrigatoriamente ter que garantir essa geração mínima. O tempo máximo de execução de cada caso foi considerado como até 12 horas, ou seja, 720 minutos.

#### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.73 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.74 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e com UCH. Como esperado, o caso quando considera UCH em todos os períodos, em todas as suas unidades e todas as restrições possível, problema passa para um nível de complexidade consideravelmente maior e por isso a dificuldade do solver encontrar a solução ótima dos casos.

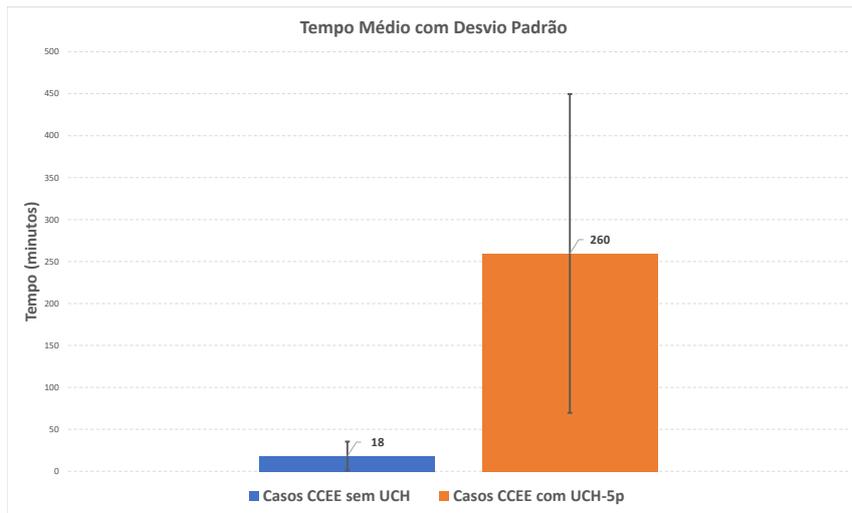


Figura 8.73: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

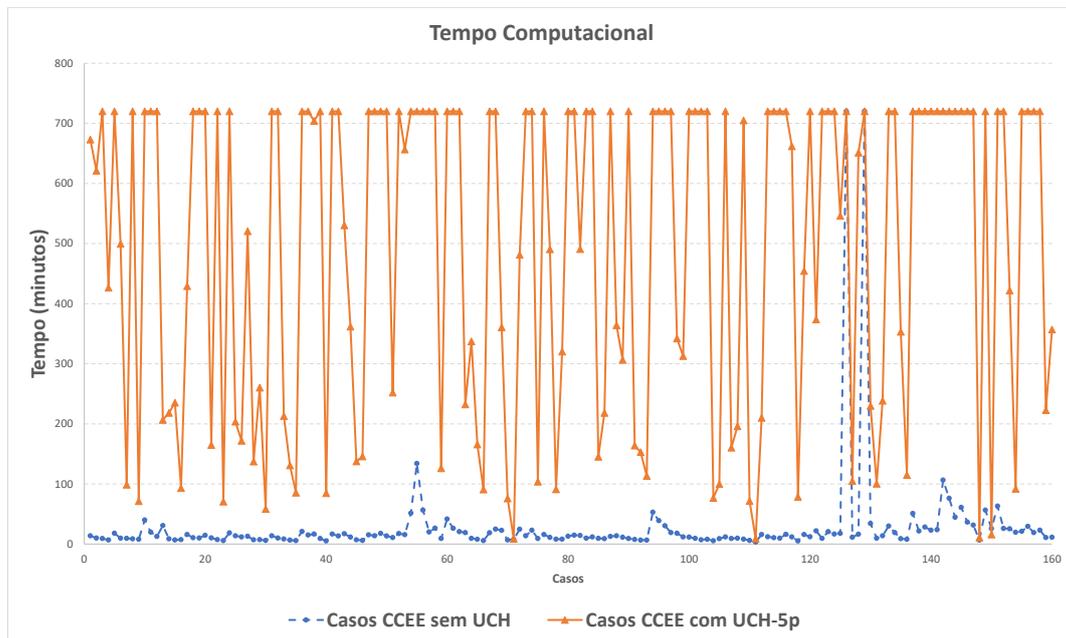


Figura 8.74: Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

Na figura 8.75 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.76 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais com e sem UCH.

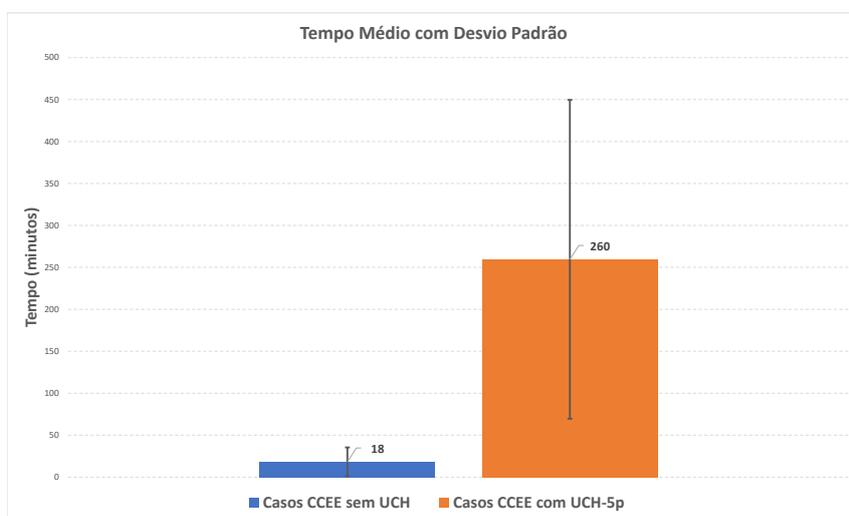


Figura 8.75: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos oficiais sem e com UCH.

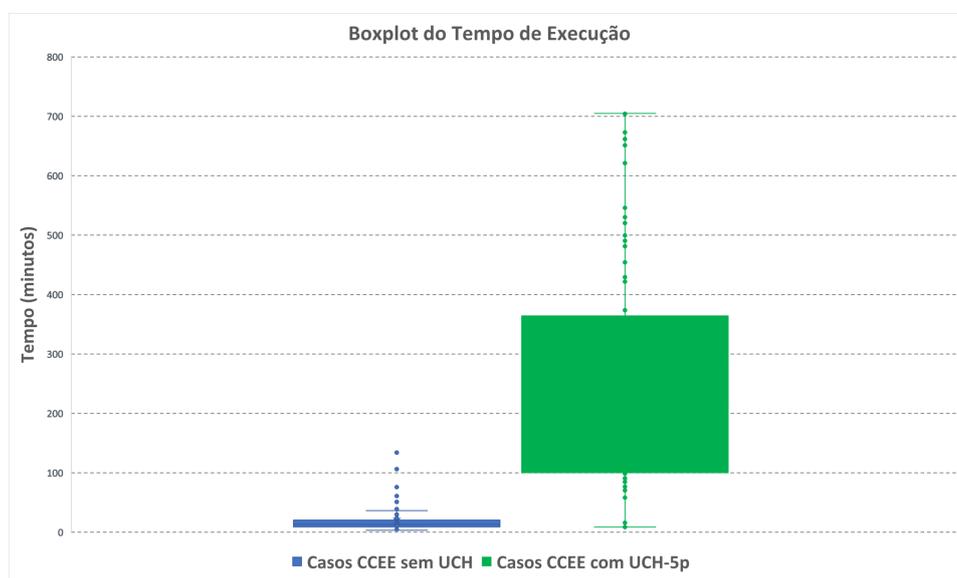


Figura 8.76: Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.77 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.78 pode ser observado o tempo de execução de cada caso oficial da CCEE comparando entre o rodado sem UCH e com UCH.

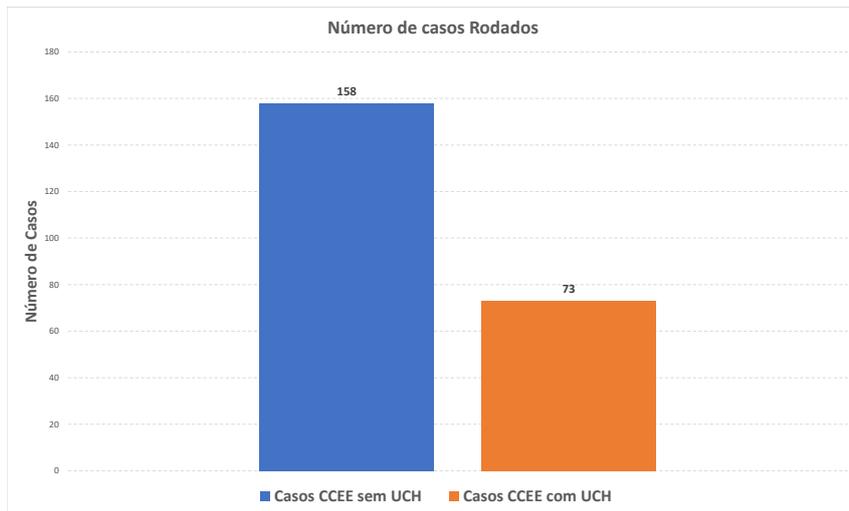


Figura 8.77: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

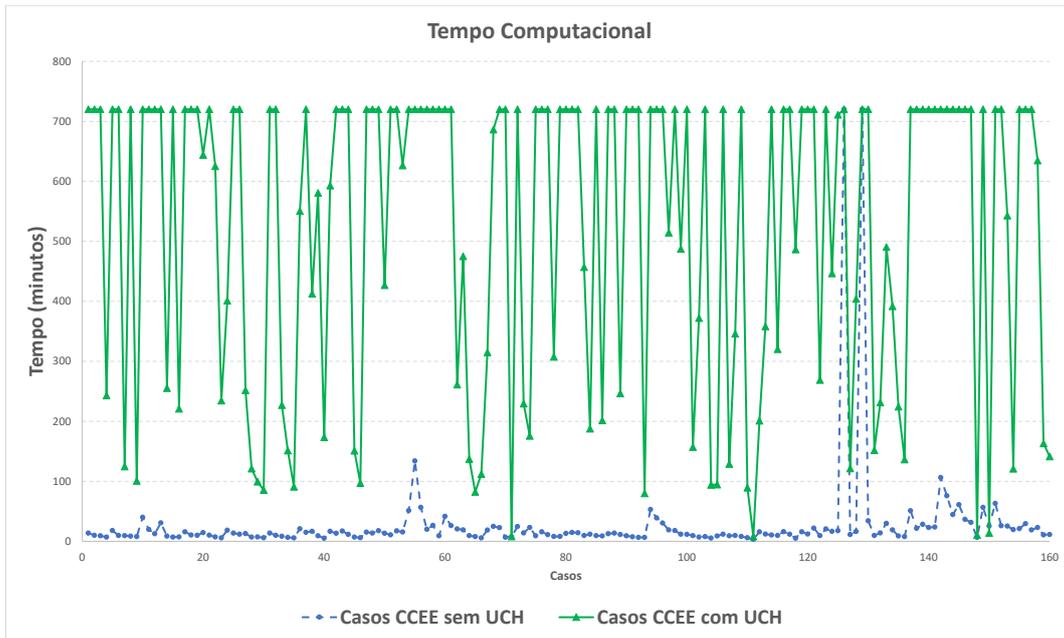


Figura 8.78: Tempo de execução dos casos oficiais sem considerar UCH e considerando UCH.

Na figura 8.79 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.80 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais da CCEE com e sem UCH.

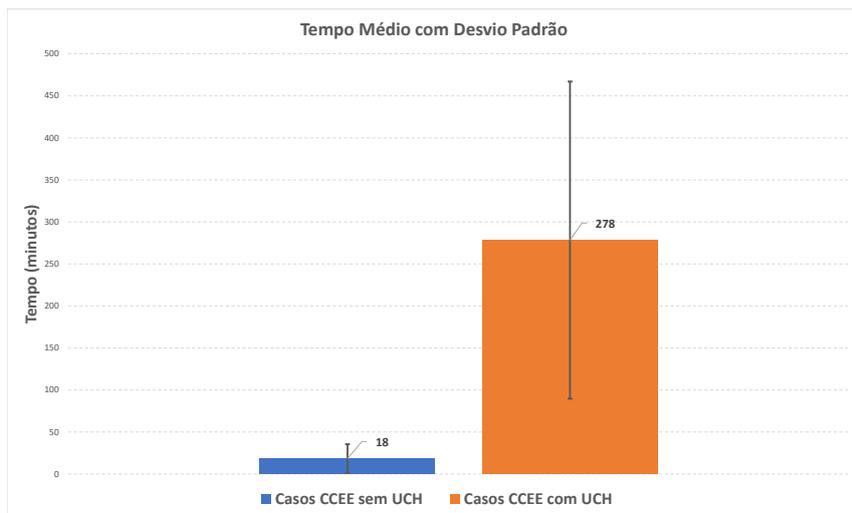


Figura 8.79: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos oficiais sem e com UCH.

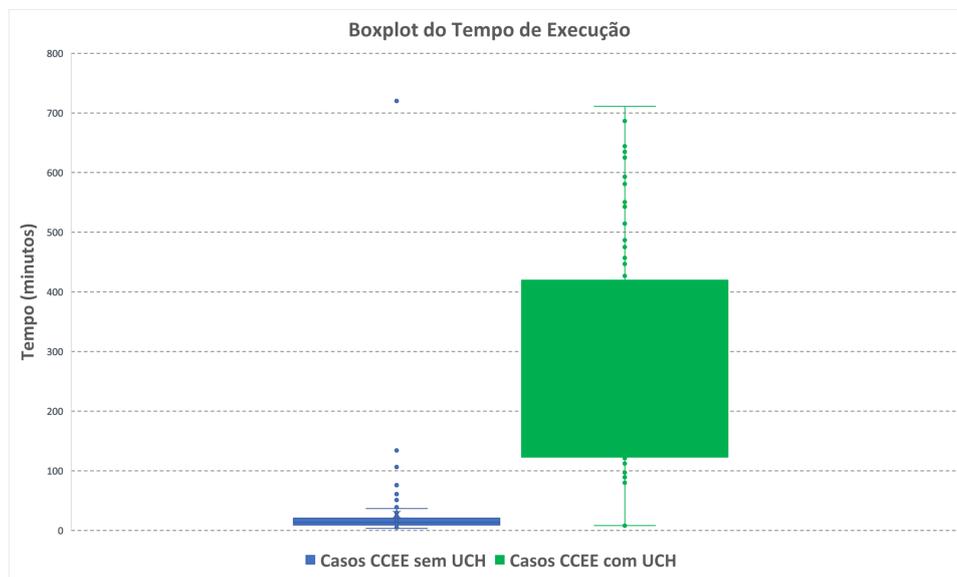


Figura 8.80: Gráfico boxplot do tempo de execução sem e com UCH.

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de

5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 79 para 73, sendo o tempo médio de execução permaneceu na mesma ordem de grandeza de cerca de 4 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

### **8.5.2 Análise do tempo computacional - Estratégia incluindo restrições de tratamento de simetria**

Neste capítulo serão apresentados os tempos computacionais dos casos quando rodados considerando as restrições de tratamento de simetria conforme formulação matemática apresentada em 7.2.2.

#### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.81 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.82 pode ser observado o tempo de execução de cada caso oficial da CCEE comparando entre o rodado sem UCH e com UCH com restrições de tratamento de simetria.

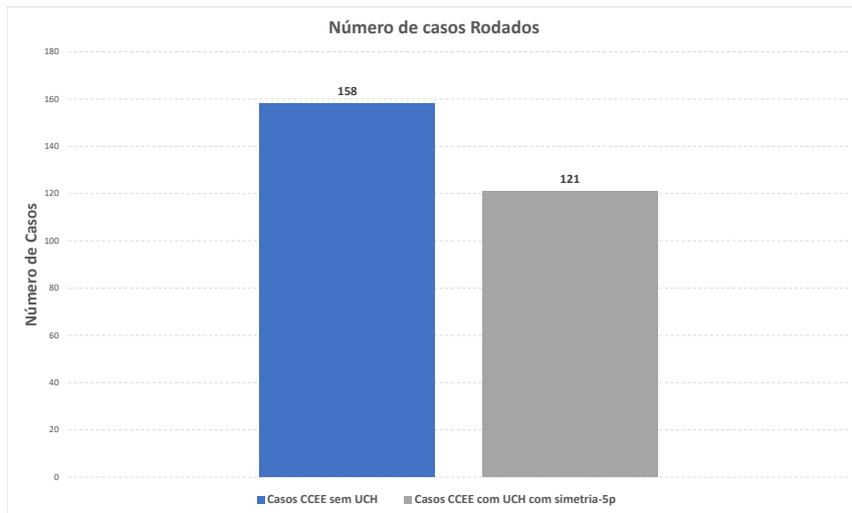


Figura 8.81: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

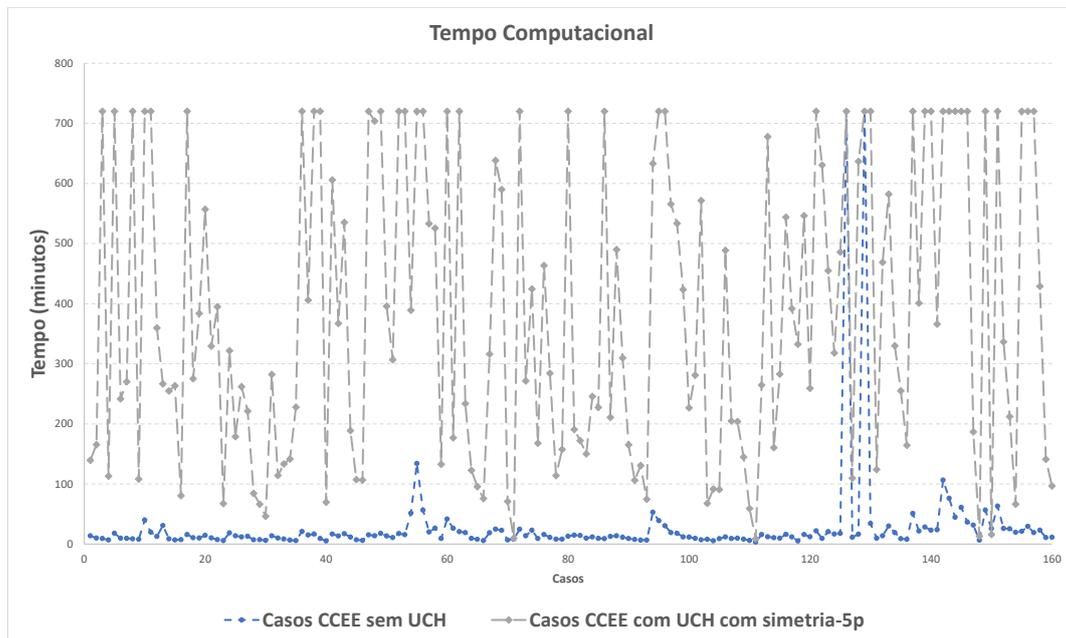


Figura 8.82: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

Na figura 8.83 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.84 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

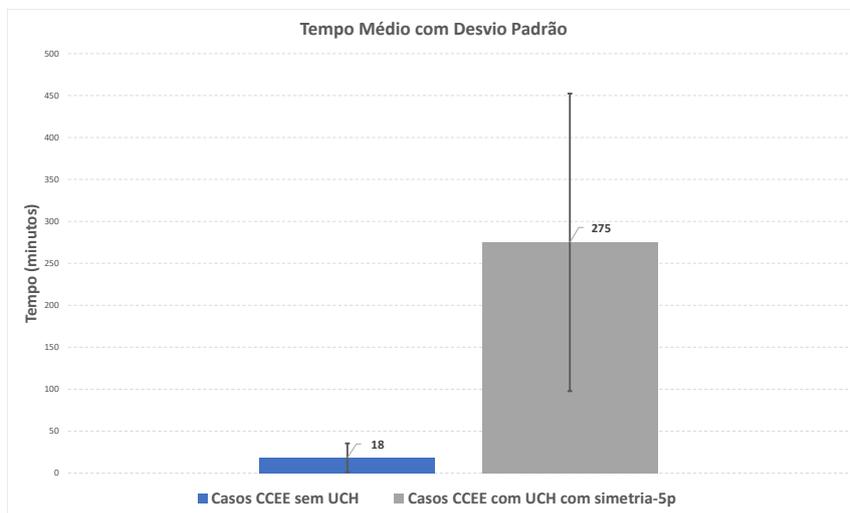


Figura 8.83: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

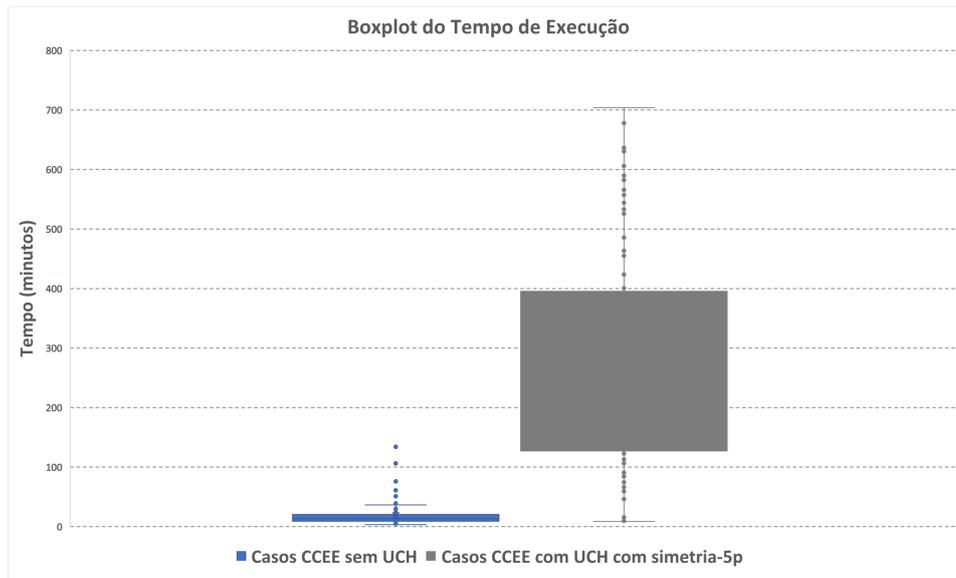


Figura 8.84: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

### **Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima**

Na figura 8.85 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.86 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

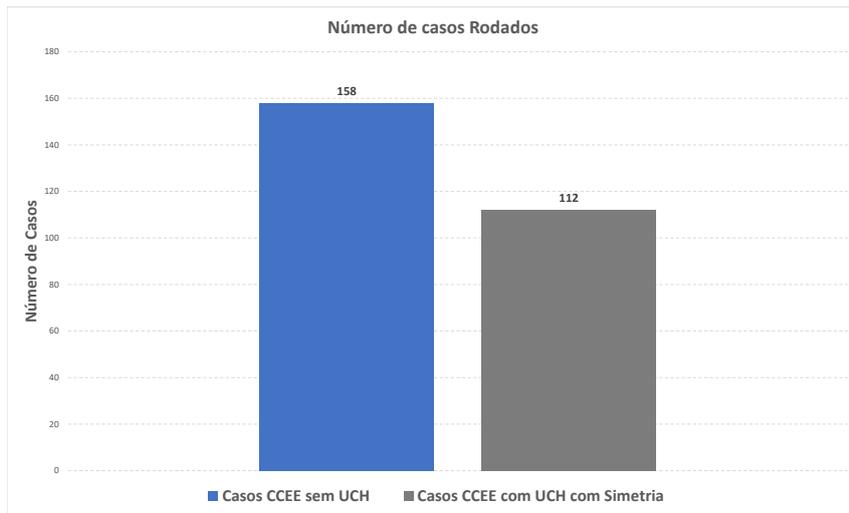


Figura 8.85: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

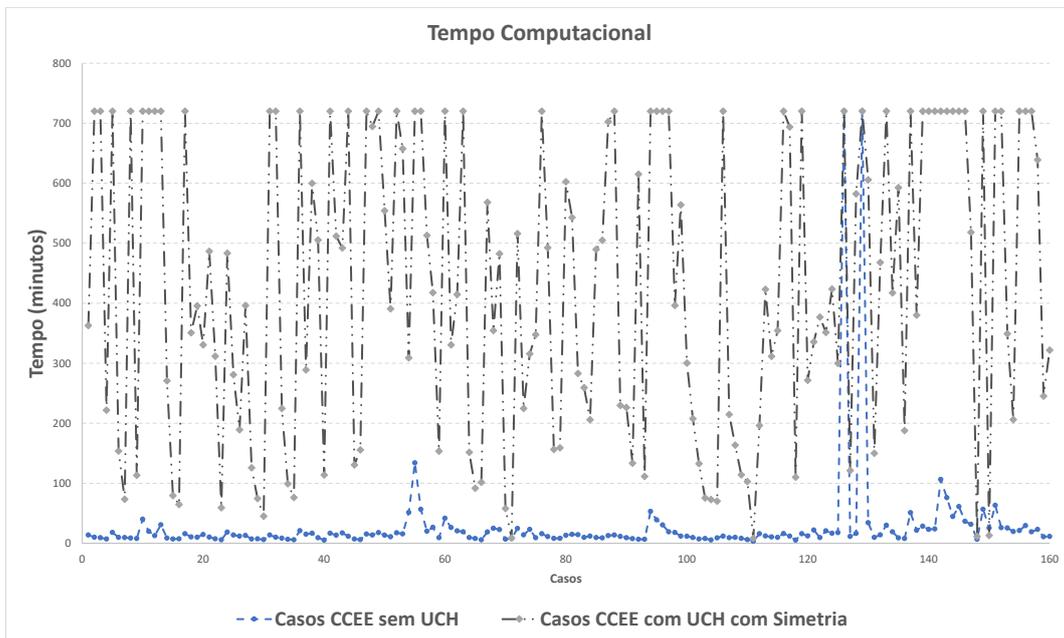


Figura 8.86: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

Na figura 8.87 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.88 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

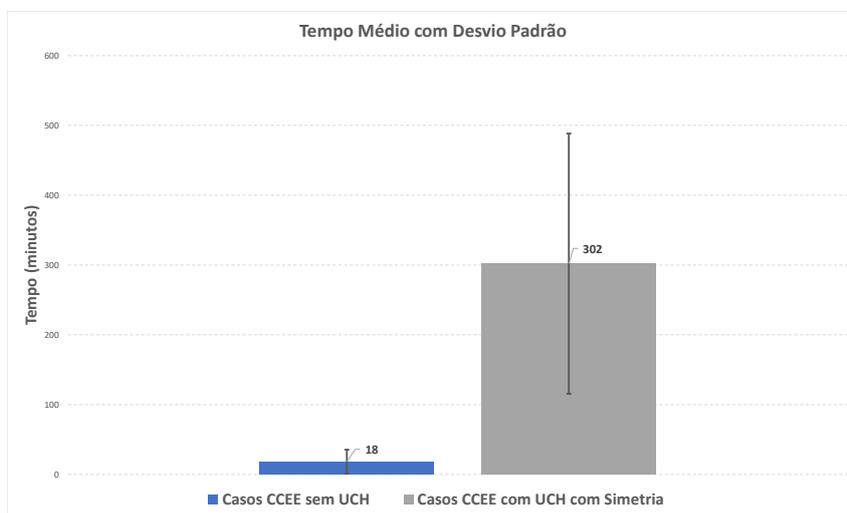


Figura 8.87: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

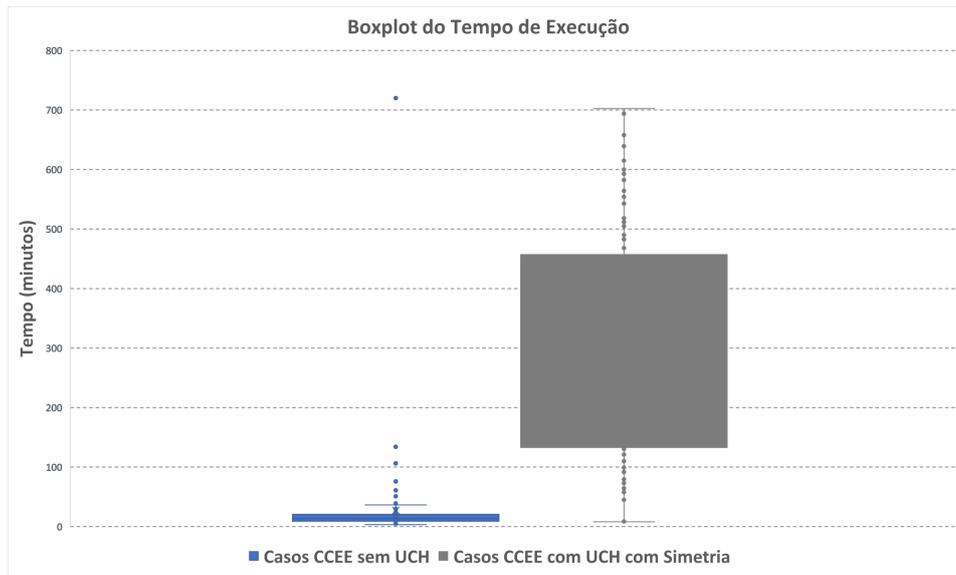


Figura 8.88: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com tratamento de simetria.

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de 5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 121 para 112, sendo o tempo médio de execução permaneceu na mesma ordem de grandeza de cerca de 5 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

Adicionalmente, observa-se um ganho importante dessa metodologia que incorpora restrições de quando comparado com a metodologia tradicional, dado que não simplificações ao incorporar essas restrições ao problema, a diferença ocorre num número maior de restrições, mas são restrições positivas que ajudam o solver a encontrar uma solução mais rápida.

### 8.5.3 Análise do tempo computacional - Estratégia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes

Neste capítulo serão apresentados os tempos computacionais dos casos oficiais da CCEE quando rodados considerando a decisão por agrupamento de unidades equivalentes conectadas na mesma barra, conforme formulação matemática apresentada em 7.2.3.

#### Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima

Na figura 8.89 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.90 pode ser observado o tempo de execução de cada caso oficial da CCEE comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

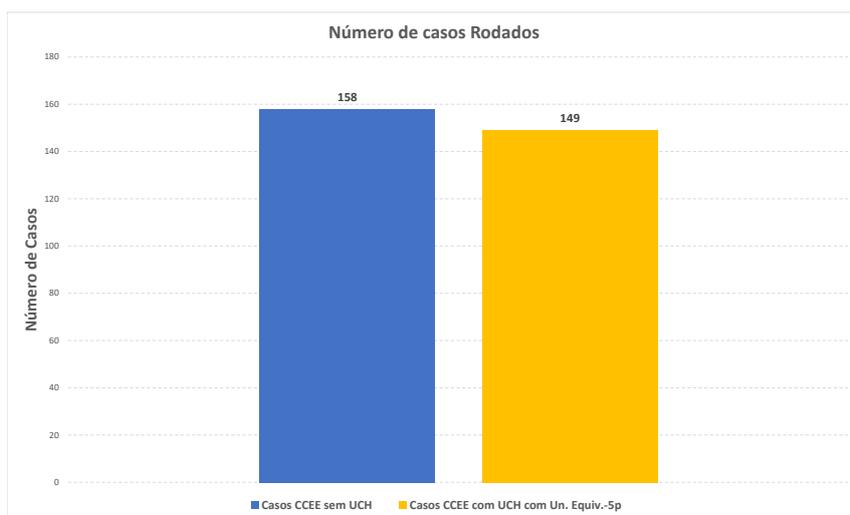


Figura 8.89: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

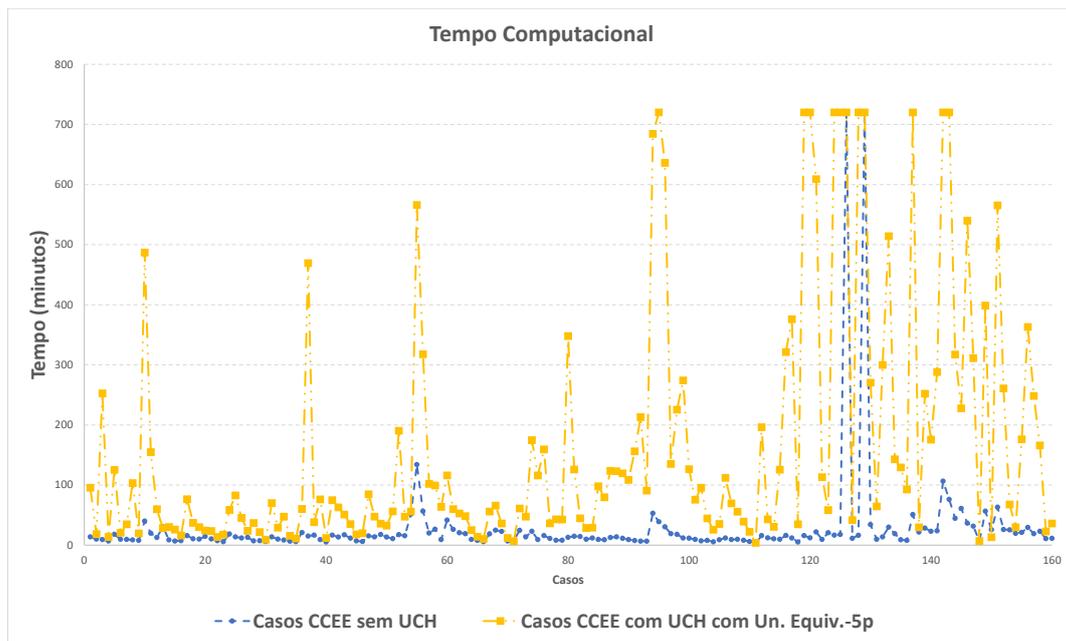


Figura 8.90: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.91 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.92 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais da CCEE sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

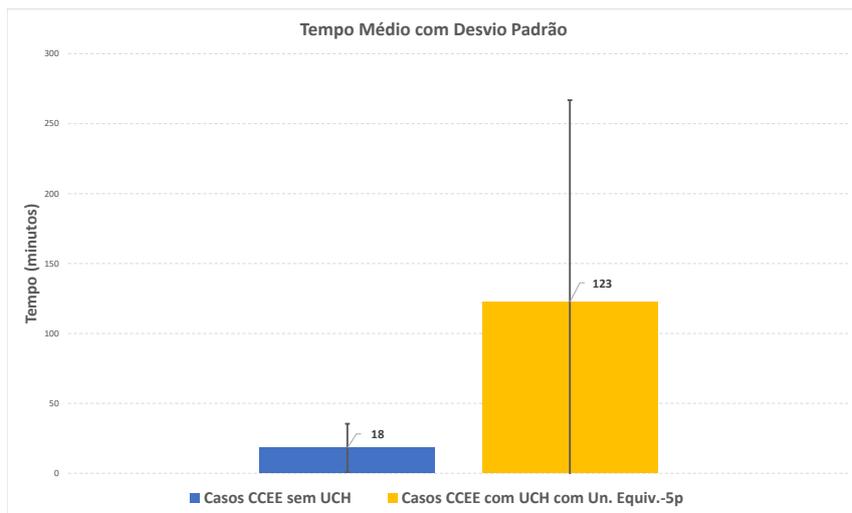


Figura 8.91: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

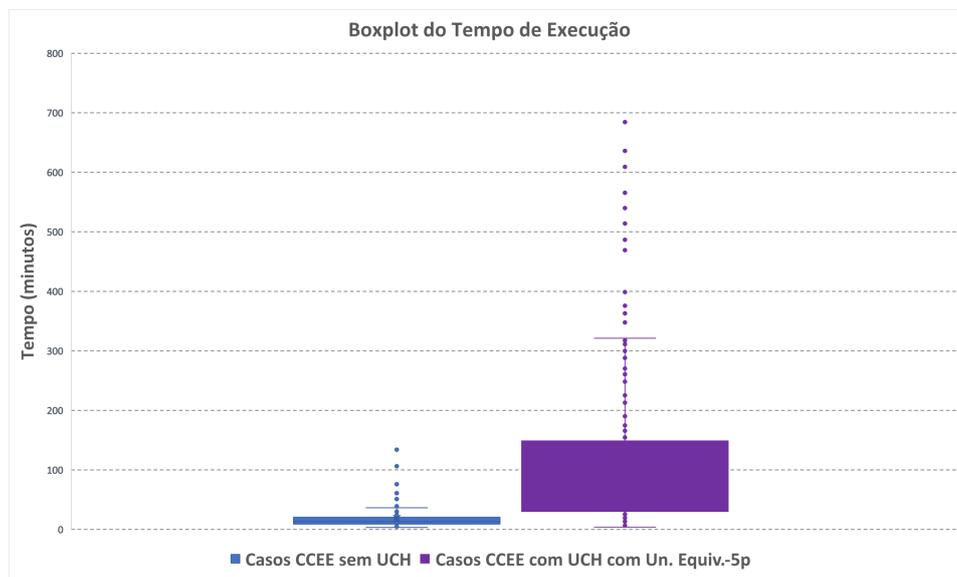


Figura 8.92: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.93 obtém-se o número total de casos oficiais da CCEE que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.94 pode ser observado o tempo de execução de cada caso comparando entre o rodado sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

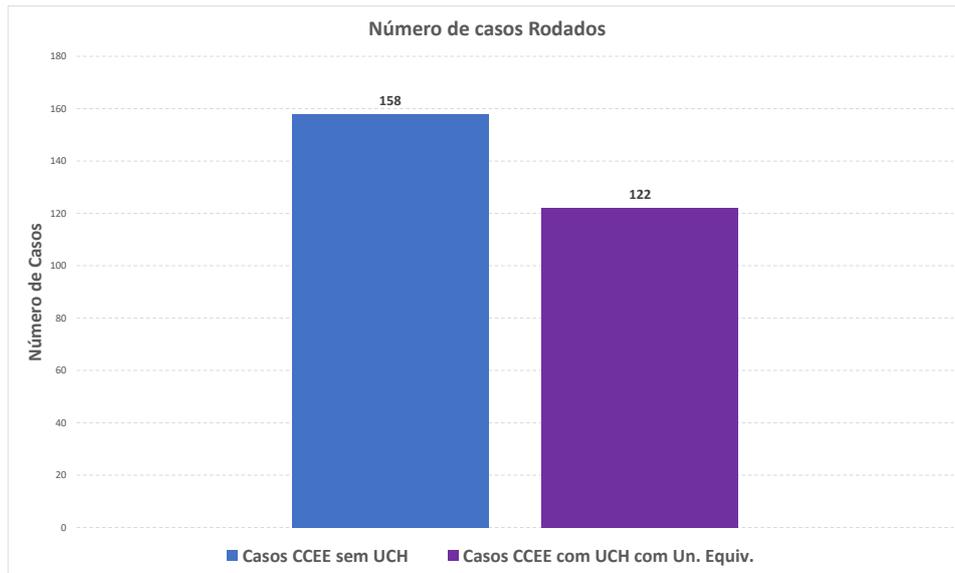


Figura 8.93: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

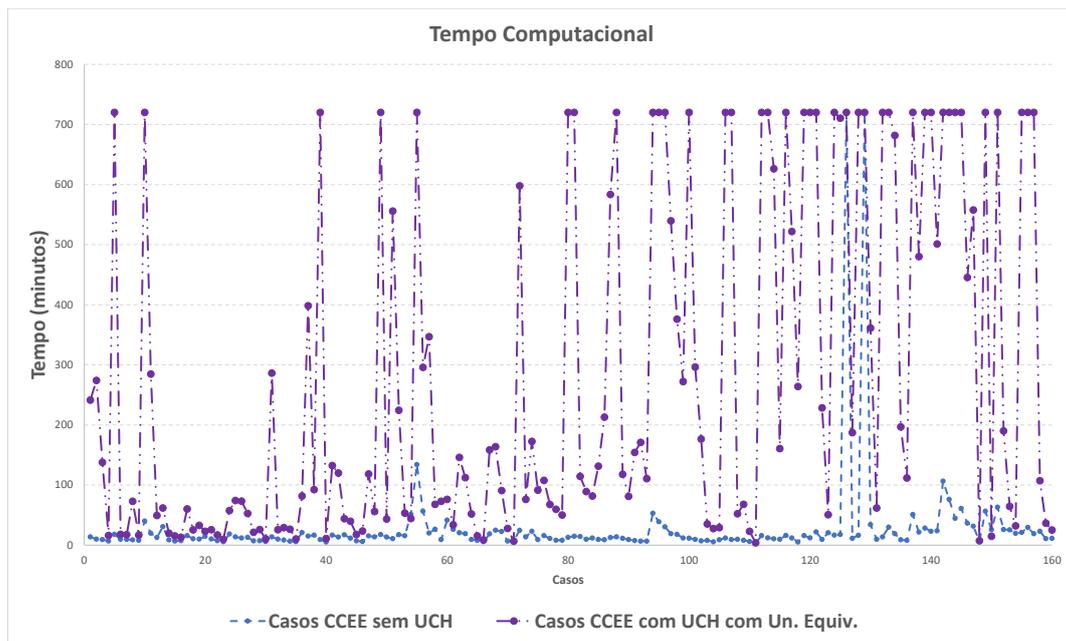


Figura 8.94: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.95 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.96 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais da CCEE sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

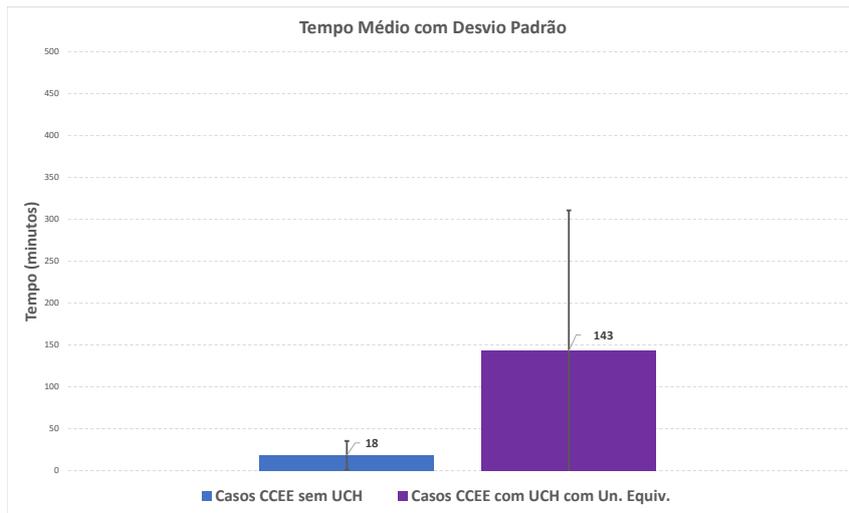


Figura 8.95: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

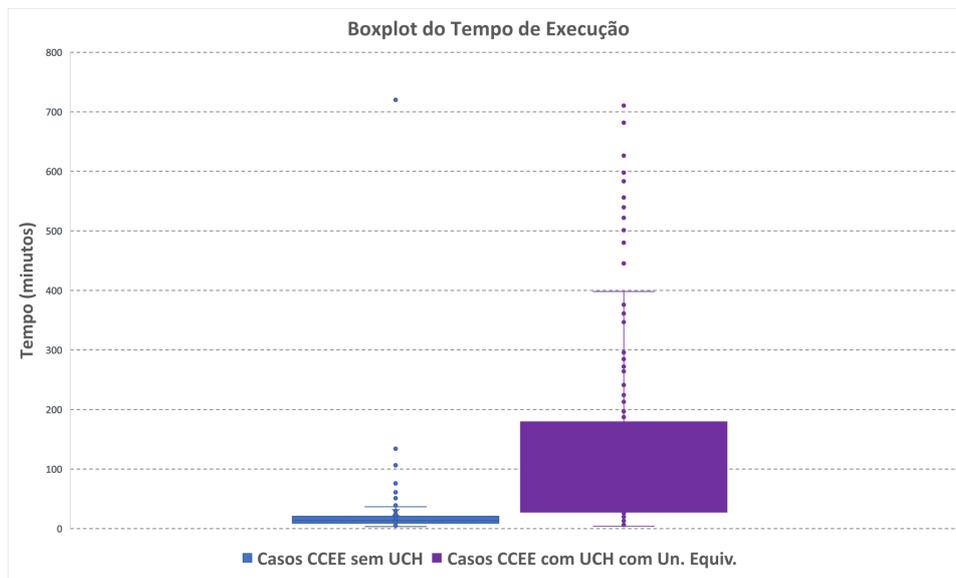


Figura 8.96: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Como pode ser observado quando comparado as execuções com geração mínima de

5% e 10%, o número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas caiu de 138 para 111, sendo o tempo médio de execução aumentou de cerca de 3 horas para cerca de 4 horas. Dessa forma, é possível avaliar o impacto no tempo computacional ao alterar essas restrições de zona proibida de geração mínima.

Adicionalmente, observa-se um ganho importante dessa metodologia que considera UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes com a metodologia tradicional e também com a metodologia de incorporação das restrições de . Essa comparação entre todas as metodologias será avaliada no próximo capítulo.

#### **8.5.4 Resumo dos resultados obtidos com todas as metodologias apresentadas nos casos oficiais da CCEE**

Neste capítulo os resultados apresentados nos capítulos anteriores serão agrupados para então ser possível uma melhor avaliação comparativa entre as metodologias apresentadas.

##### **Análise do tempo com geração mínima 5% da geração máxima**

Na figura 8.97 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.98 pode ser observado o tempo de execução de cada caso oficial da CCEE comparando entre o rodado sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

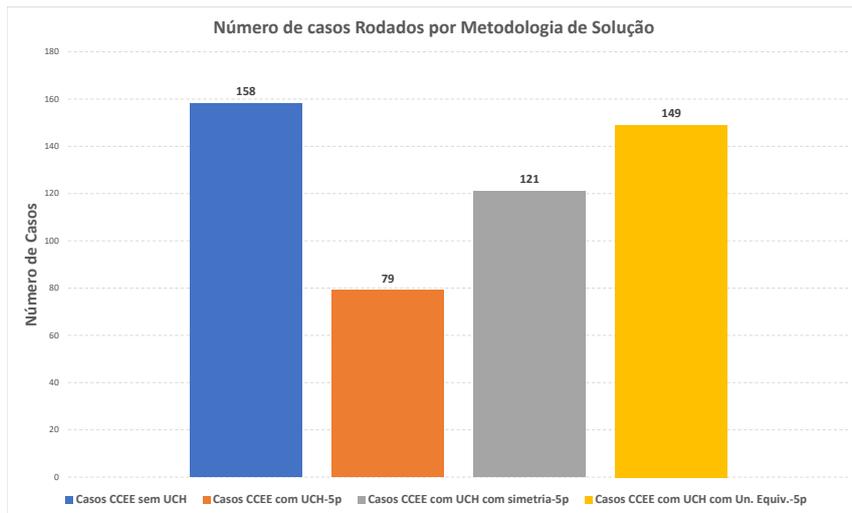


Figura 8.97: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

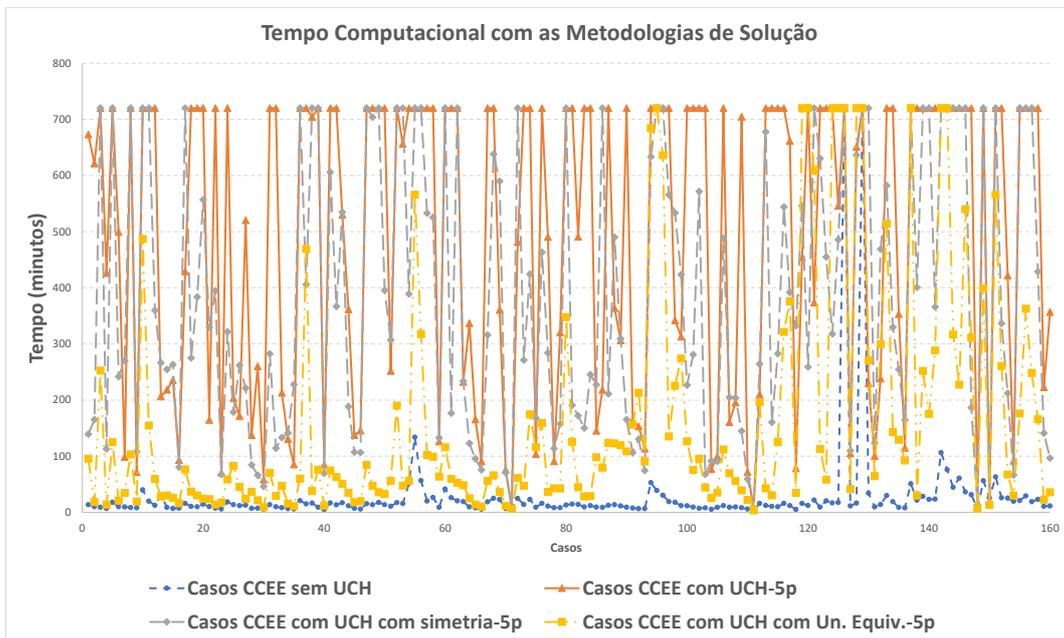


Figura 8.98: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

Na figura 8.99 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.100 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais da CCEE sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

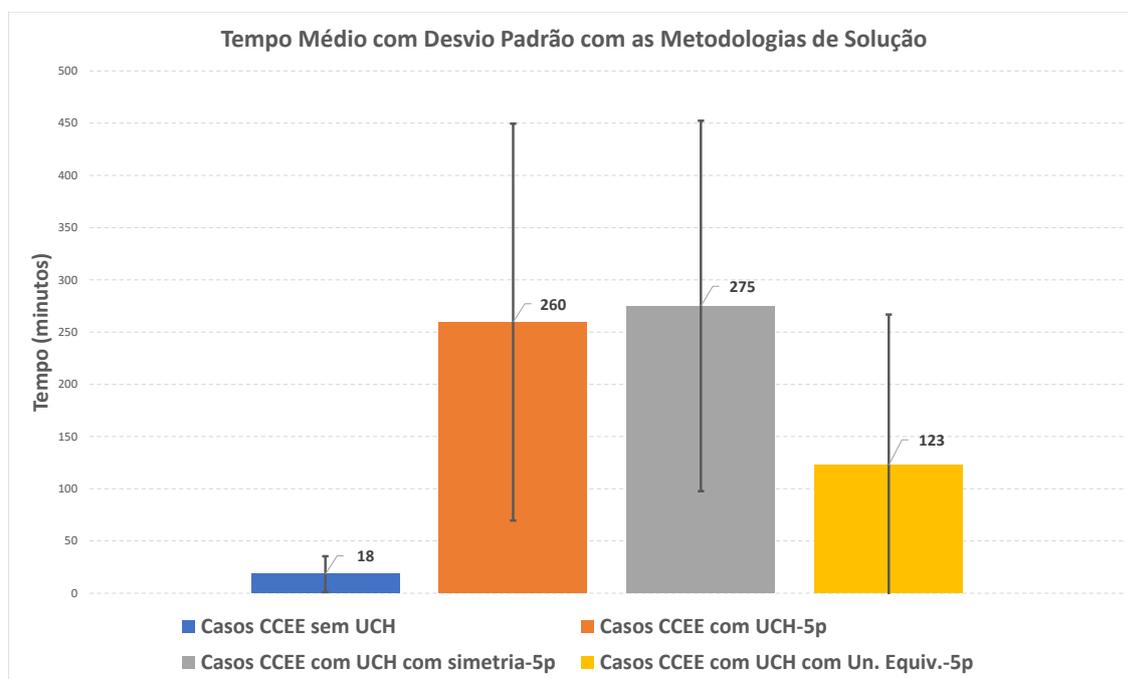


Figura 8.99: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

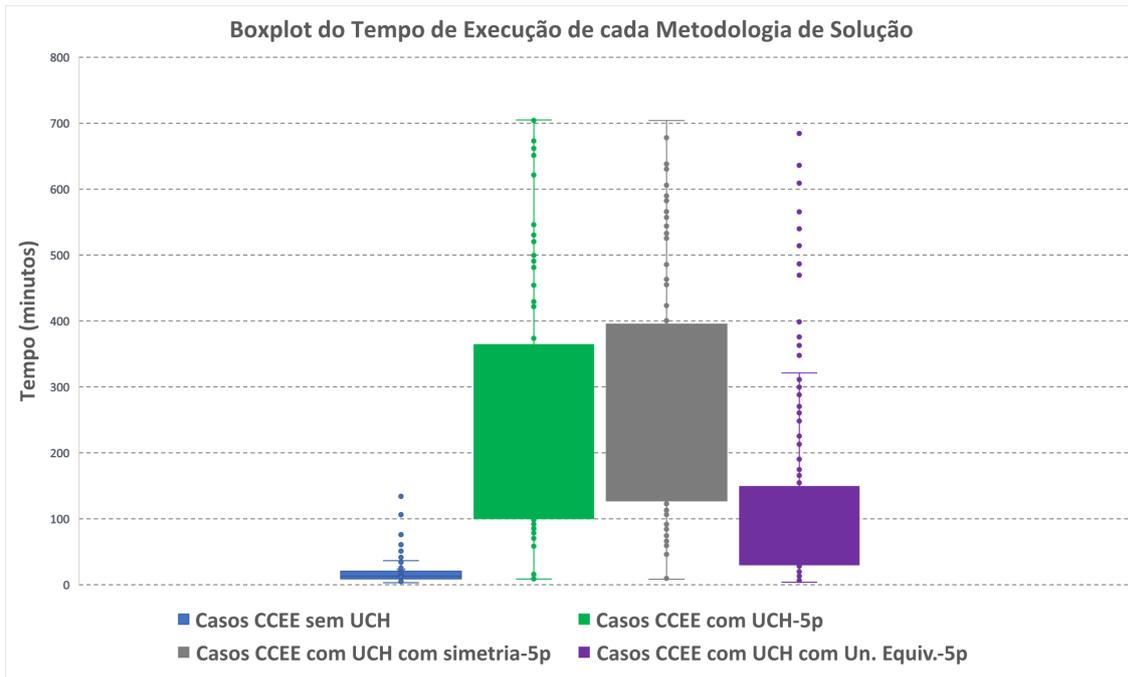


Figura 8.100: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

### Análise do tempo com geração mínima 10% da geração máxima

Na figura 8.101 obtém-se o número total de casos que rodaram num tempo menor que o limite definido de 720 minutos. E na figura 8.102 pode ser observado o tempo de execução de cada caso oficial da CCEE comparando entre o rodado sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

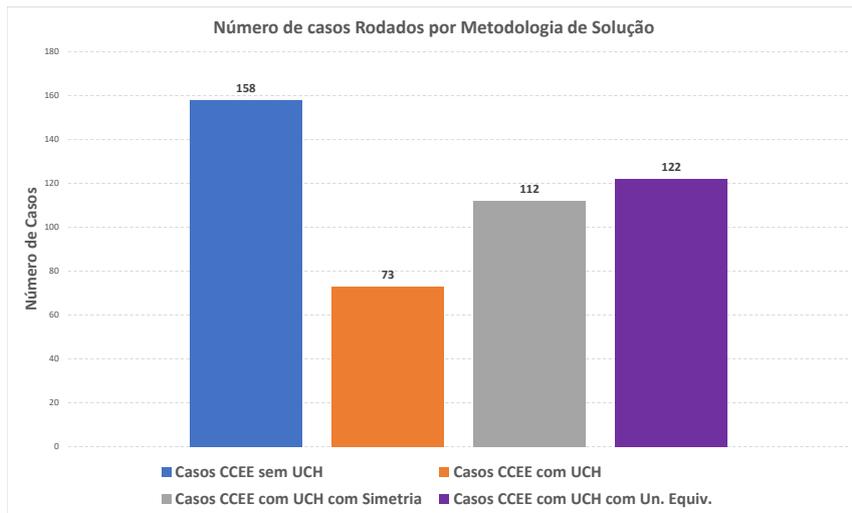


Figura 8.101: Número de casos que rodaram num tempo inferior ao limite de 12 horas dos casos oficiais sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

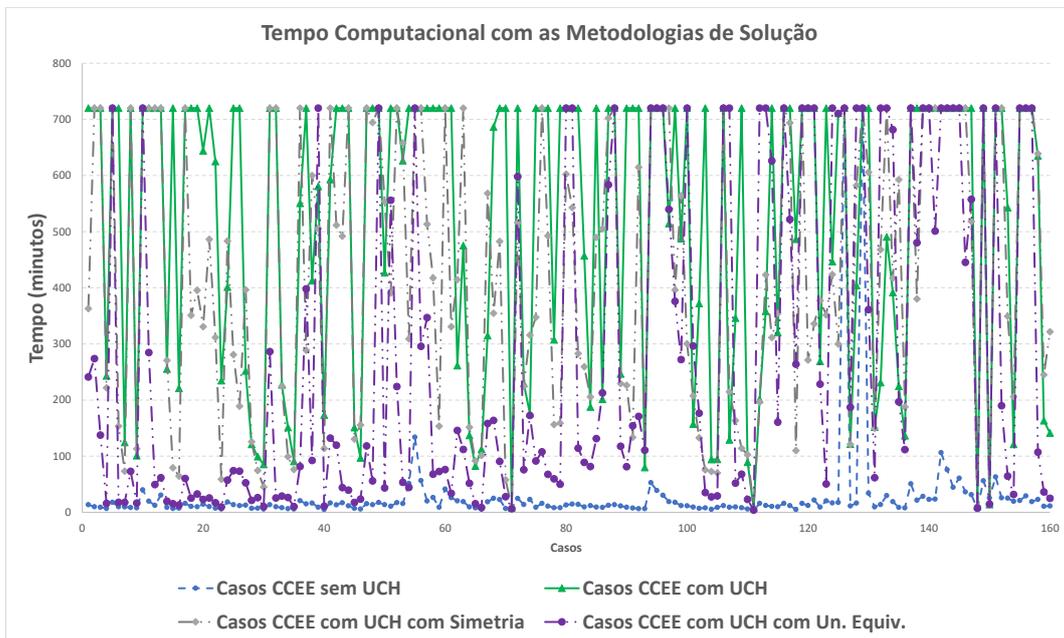


Figura 8.102: Tempo de execução dos casos oficiais sem UCH e considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes.

Na figura 8.103 obtém-se o tempo médio com seu respectivo desvio padrão. Já na figura 8.104 tem-se o gráfico boxplot do tempo dos casos oficiais da CCEE sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

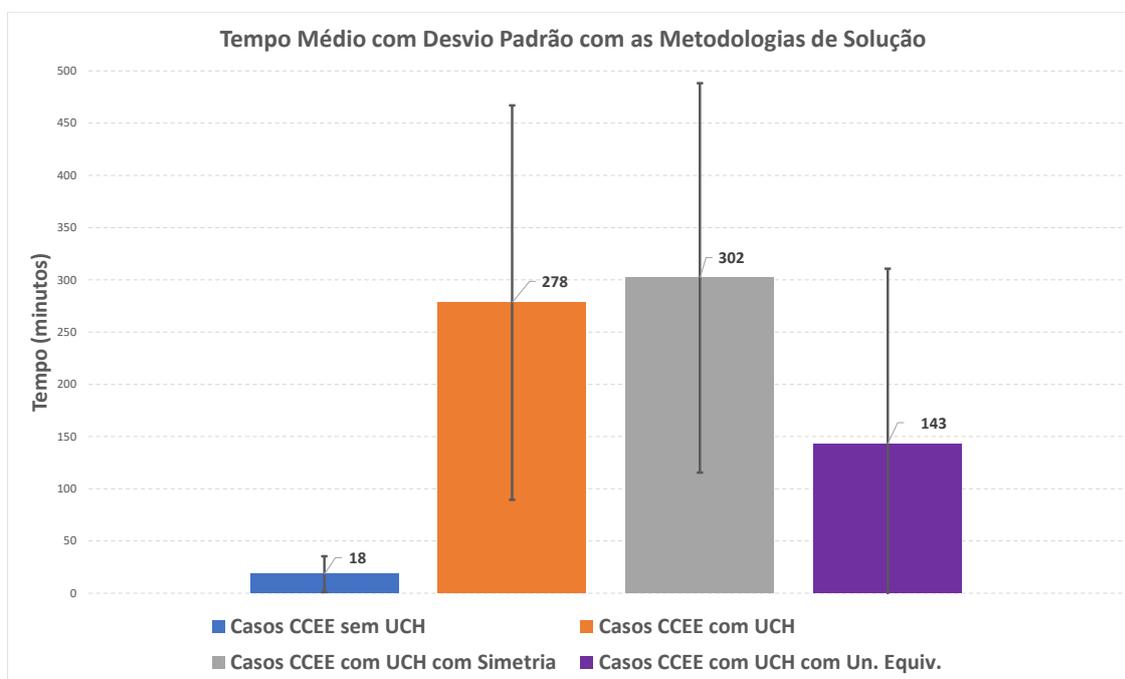


Figura 8.103: Tempo médio com desvio padrão da execução dos casos sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

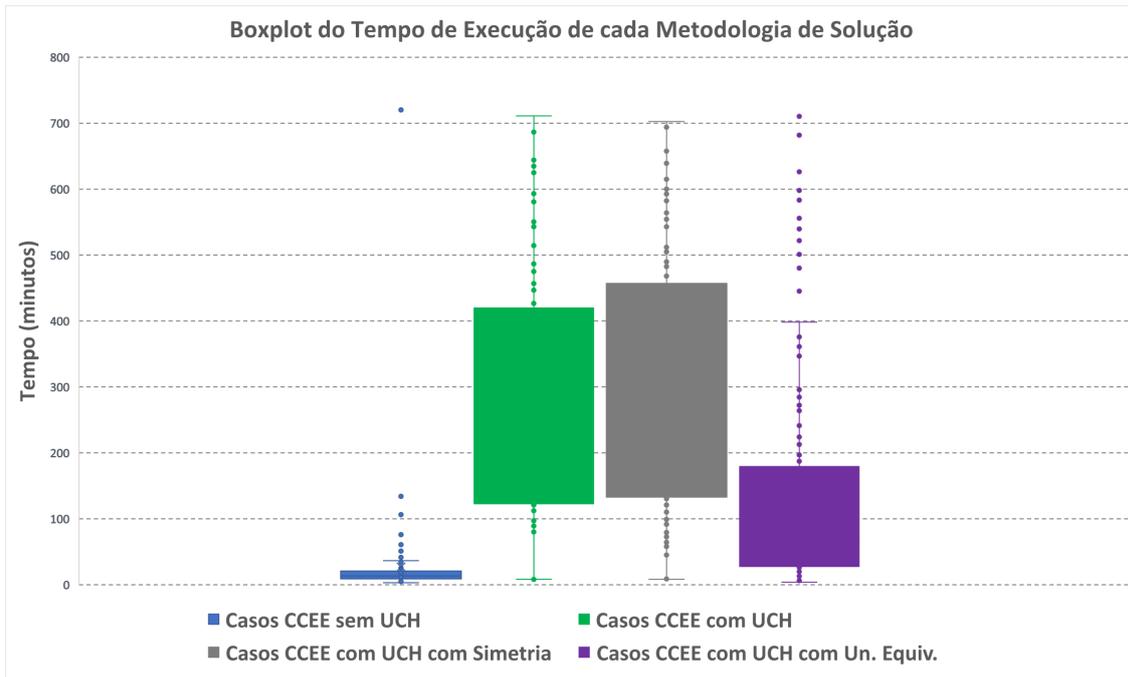


Figura 8.104: Gráfico boxplot do tempo de execução sem UCH e as 3 metodologias apresentadas.

Com base nos resultados apresentados, o número de casos que foram executados dentro do limite de 12 horas foi muito superior na metodologia considerando UCH com a decisão por agrupamento de unidades equivalentes, seguido da metodologia com a inclusão de restrições de tratamento de simetria e posteriormente a metodologia tradicional, de forma análoga ao encontrado com a execução dos casos oficiais do ONS. Avaliando os gráficos boxplot, a ordem é a mesma com relação a quem obteve o melhor resultado.

Com base em todos os resultados apresentados fica claro que a metodologia de unidade equivalente é a mais eficiente no quesito tempo computacional. No entanto, é preciso reforçar que há o ponto ao qual essa metodologia traz uma limitação da decisão do despacho hídrico por não ser possível ter status distintos dentro de um grupo de unidades equivalentes.

Adicionalmente, os resultados com a inclusão de tratamento de simetria foram consideravelmente melhores que a metodologia tradicional, assim como para os casos oficiais do ONS, recomenda-se a sua utilização para uso prático dado o benefício obtido e sem nenhum perda matemática ao problema para encontrar o ótimo global.

# Capítulo 9

## Considerações Finais

O presente capítulo tem por objetivo revisitar os objetivos do presente trabalho, trazer uma avaliação da complexidade do problema resolvido e fazer uma análise de acordo com todos os resultados apresentados. Adicionalmente, serão apresentados estudos futuros que poderão ser desenvolvidos.

### 9.1 Revisitar os objetivos iniciais

Conforme apresentado no capítulo 1.3, o presente trabalho teve os objetivos de acordo com a lista a seguir.

1. Revisão da formulação matemática existente no modelo DESSEM, 4
2. Aprimoramentos da formulação, 5
3. Implementação do Unit Commitment Hidráulico, 6
4. Metodologia de solução adotada, 7
5. Criação de um novo caso toy, A

No capítulo 4 foi apresentado uma revisão de toda a formulação matemática atualmente implementada no modelo DESSEM usado oficialmente para definir o despacho hidrotérmico-eólico pelo ONS e também determinar o preço via PLD pela CCEE. No capítulo 5 foram apresentados os aprimoramentos incorporados no modelo a partir da adaptação do código para se comunicar com as Libs.

Já no capítulo 6 tem-se o principal objetivo do presente trabalho, onde foi apresentado toda a formulação matemática do Unit Commitment Hidráulico implementado no modelo. No capítulo 7 foram apresentadas 3 estratégias de solução para resolver o problema, onde os resultados de tempo computacional e impacto no despacho operativos das unidades geradoras hidráulicas foram apresentados em 8. E por último, no capítulo A, foi apresentado o caso toy construído, usado para fazer as análises das implementações durante o seu desenvolvimento e também para que futuramente possa ser usado como base por outros trabalhos.

Dessa forma, os objetivos iniciais foram cumpridos e os resultados das implementações foram apresentados para os casos oficiais no capítulo 8 e para o caso toy no capítulo B.

## **9.2 Impactos das implementações no tamanho e complexidade do problema**

Como pode ser observado no capítulo 8 com relação a quantidade de variáveis que os casos oficiais passaram a resolver, fica notório o tamanho e a complexidade do problema.

Ao considerar todas as unidades com UCH e com todas as suas restrições o problema passa a ter cerca de 1 milhão de restrições e cerca de 1 milhão de variáveis, sendo destas 250 mil sendo variáveis binárias. Dessa forma, o problema basicamente dobrou tanto pelo número de restrições quanto pela quantidade de variáveis, tornando assim o problema ainda mais complexo de ser resolvido.

### 9.3 Resumo da análise com base nos resultados

Como apresentado no capítulo 8, ao considerar as unidades tendo UCH o seu respectivo despacho passou a ser coerente com a realidade onde passam a ser respeitados as restrições de geração e turbinamento mínimo e máximo, tempo mínimo ligado e desligado, além da consideração da operação em vazio, custos de partida, consumo de água ao operar em vazio e número máximo de mudanças de estado para vazio.

O custo de um melhor detalhamento em representar as unidades geradoras hidrelétricas é o aumento acentuado do número de variáveis e restrições, principalmente das que possuem variáveis binárias. E por consequência, o tempo de execução de casos oficiais de grande porte aumenta bastante, como o esperado.

Foram propostas 3 metodologias de solução no capítulo 7. A primeira de acordo com que atualmente é realizado nos casos oficiais executados pelas instituições, como detalhado no capítulo 4.14, a qual consiste na metodologia tradicional incorporando a consideração do UCH juntamente com o UCT no processo iterativo atualmente usado pelo modelo, onde a decisão do despacho hidráulico passa a ser por unidade e respeitando todas as novas restrições impostas.

A segunda metodologia, como apresentado em ??, consistiu em incorporar restrições de tratamento de simetria para ajudar o solver a tomar uma decisão diminuindo a quantidade de possibilidade de decisão de mesmo custo.

Já a terceira metodologia, como apresentado em 7.2.3, consistiu em agrupar unidade que estejam no mesmo conjunto e na mesma barra numa variável binária e as variáveis do status das unidades passaram a ser contínuas, mas com uma relação com a variável binária do grupo garantindo assim que mesmo sendo contínuas, somente receberão valores ou nulo ou unitário, e assim continuarão sendo respeitadas todas as restrições do UCH referentes as unidades geradoras.

Nos capítulos 8.4 e 8.5 foram apresentados os resultados, de cada metodologia apre-

sentada, obtidos tanto do tempo computacional quanto do impacto da operação ao considerar as unidades hidráulicas tendo UCH. Adicionalmente, pode ser avaliado a sensibilidade no tempo computacional alterando a zona proibida de geração mínima entre 5% e 10%, onde o modelo conseguiu resolver mais casos com cada metodologia quando essa geração mínima era menor rigorosa, como o esperado.

Foi observado que a primeira estratégia representa detalhadamente as restrições de UCH, mas um número pequeno de casos rodaram em menos de 12 horas. Com a primeira metodologia 54 de 160 casos oficiais rodaram abaixo do limite de tempo definido, ou seja, 34%. Além disso, o tempo médio de execução dos que rodaram também aumentaram bastante onde a média passou de 64 minutos, sem UCH, para 320 minutos.

Já a segunda metodologia onde foi incorporado restrições de tratamento de simetria para ajudar o solver a encontrar uma solução, obteve resultados bem melhores ao obtido pela primeira metodologia. Dos 160 casos oficiais avaliados, 82 rodaram abaixo do limite do tempo, ou seja, cerca de 52% dos casos. E quando comparado com a primeira metodologia, o aumento de número de casos rodados foi de 52%. O tempo médio de execução permaneceu similar a primeira metodologia, com tempo médio de 322, mas com um desvio padrão ligeiramente menor. Dessa forma, como as restrições de tratamento de simetria não mudam o problema e sim apenas dá uma informação importante para ajudar o solver a encontrar uma solução, fica claro que essas restrições trazem apenas benefícios no tempo computacional.

Já a terceira metodologia que consistiu em agrupar unidade que estejam no mesmo conjunto e na mesma barra, obteve um resultado expressivamente melhor que ambas as metodologias anteriores no quesito tempo computacional. Dos 160 casos oficiais avaliados, 138 rodaram com um tempo menor que o limite definido, ou seja, 87% e quando comparado a primeira e a segunda metodologia rodou 156% e 69% em mais casos, respectivamente. Além disso, o tempo médio também reduziu expressivamente para 195 minutos, cerca de 40% mais rápido que a média das outras duas metodologias.

Dessa forma, com relação ao tempo computacional, a terceira metodologia é a mais indicada para seu uso comercial.

No entanto, diferentemente das duas primeiras metodologias, a terceira é solução onde o problema está mais restrito e possivelmente pode não encontrar uma solução ótima global a qual as duas metodologias possam encontrar. Conforme detalhado nos capítulos anteriores, a decisão do modelo passa a ser por unidade equivalente, dessa forma o modelo não pode despachar uma única unidade de um grupo, ou seja, se decide despachar aquele grupo, obrigatoriamente todas as unidades pertencentes a esse grupo deverão ser despachadas ao menos nos seus respectivos geração e turbinamentos mínimos e o tempo mínimo ligado e desligado deverão ser cumpridos no seu maior valor entre as unidades. Essa análise do impacto do despacho entre as opções apresentadas devem ser melhor estudadas para então avaliar o tradeoff entre reduzir consideravelmente o tempo computacional e um resultado com uma certa limitação.

## 9.4 Trabalhos futuros

Alguns estudos futuros foram avaliados e para melhor esclarecimentos, foram separados em dois tipos de estudos: maior detalhamento e redução do tempo computacional.

Com relação ao melhor detalhamento da realidade da operação hidrelétrica do sistema interligado nacional, são propostos os estudos conforme lista a seguir.

1. Reserva de potência
2. Função de produção de acordo com a quantidade de unidades ligadas

Ambos os assuntos tiveram sua formulação matemática desenvolvidas no presente trabalho no capítulo 6.2, onde no capítulo 6.2.1 são detalhadas todas as formulações matemática referentes a consideração de reserva de potência positiva e negativa relacionadas as unidades geradoras hidráulicas. Já no capítulo 6.2.2 é apresentado a formu-

lação proposta para a consideração da função de produção de acordo com a quantidade de unidades geradoras hidráulicas ligadas. Dessa forma, ambas as formulações foram desenvolvidas no presente trabalho, mas não foram efetivamente implementadas no modelo.

Com relação a estudos futuros com relação a redução ao tempo computacional, foram listadas a seguir algumas propostas a serem desenvolvidas.

1. Aprimoramento da metodologia de busca local e Feasibility Pump
2. Decomposição em programação inteira mista para paralelização do problema a ser resolvido

A metodologia de busca local e Feasibility Pump, SANTOS *et al.* (2020), foi desenvolvida para atender ao problema do UCT e precisa de um aprimoramento para ser utilizado de forma eficiente ao considerar UCH.

O segundo item necessita de um desenvolvimento mais completo por se tratar de decomposição matemática aplicada ao modelo DESSEM. Esse trabalho futuro é de muito interesse por possibilitar também a paralelização do problema a ser resolvido. Trabalhos já foram realizados no CEPEL para o problema de planejamento da expansão utilizando o algoritmo branch-and-price, como em SABÓIA (2013).

# Referências Bibliográficas

- ALTHOF, R. B., OTHERS, 2017, “Análise de incertezas de usinas eólicas utilizando o método Unscented transform”, .
- BONIFÁCIO, M. V. D. H., 2016, “Análise da viabilidade técnica e econômica para instalação de uma usina eólica no Rio Grande do Norte”, .
- BORGES, A., RIBEIRO, J., 2009, “Energia Eólica”, *Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real*.
- BRANDAO, L. C., PESSANHA, J. F., KHENAYFIS, L. S., et al., 2022, “A Data-Driven Representation of Aggregate Efficiency Curves of Hydro Units for the Mid-Term Hydrothermal Coordination Problem”, *Electric Power Systems Research*, v. 212, pp. 108511.
- BRITO, B., FINARDI, E., TAKIGAWA, F., 2020a, “Mixed-integer nonseparable piecewise linear models for the hydropower production function in the unit commitment problem”, *Electric Power Systems Research*, v. 182, pp. 106234.
- BRITO, B. H., FINARDI, E. C., TAKIGAWA, F. Y., 2020b, “Unit-commitment via logarithmic aggregated convex combination in multi-unit hydro plants”, *Electric Power Systems Research*, v. 189, pp. 106784.
- BYEON, G., VAN HENTENRYCK, P., 2019, “Unit commitment with gas network awareness”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 35, n. 2, pp. 1327–1339.
- CANTANHEDE, A. C. D. S., 2021, “Despacho econômico dinâmico sob incertezas com inclusão de fontes de energia renovável”, .
- CCEE, 2023, “Câmara de Comercialização de Energia Elétrica”, <https://www.ccee.org.br/>.
- CEPEL, 2021, “CEPEL Chain of Models”, <http://www.cepel.br>.

- CEPEL, 2023a, “Manual de metodologia do modelo DECOMP”, <https://see.cepel.br/>.
- CEPEL, 2023b, “Manual de metodologia do modelo DESSEM”, <http://see.cepel.br/>.
- CEPEL, 2023c, “Manual de usuário do modelo DESSEM”, <http://dse.cepel.br/>.
- CEPEL, 2015a, “Metodologia da função de produção hidráulica da usina”, <https://www.cepel.br/>.
- CEPEL, 2023d, “Manual das libs”, <https://see.cepel.br/manual/libs/latest/>.
- CEPEL, 2022a, “Metodologia orientada por dados para a modelagem da produtividade e perdas variáveis das usinas hidrelétricas nos modelos de otimização energética aplicação ao modelo DECOMP - Relatório 995”, <https://www.cepel.br/>.
- CEPEL, 2022b, “Metodologia da inclusão da vazão lateral na função de produção hidrelétrica”, <https://www.see.cepel.br/>.
- CEPEL, 2023e, “Manual de metodologia do modelo NEWAVE”, <https://see.cepel.br/>.
- CEPEL, 2023f, “Manual de metodologia do modelo SUIISHI”, <https://see.cepel.br/>.
- CEPEL, 2007, “Modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas no modelo DESSEM-PAT”, <https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>.
- CEPEL, 2022c, “Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo DESSEM”, <https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>.
- CEPEL, 2015b, “Relatório de Validação do Programa SUIISHI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Sistemas Hidrotérmicos Interligados - Modo Simulação Hidrotérmica”, <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/documentos-relacionados/relatorio-de-validacao-programa-suishi-nov2015.pdf>.
- CERQUEIRA, L. F. E., 2023, “Caso Toy de dimensões reduzidas construído com base em um caso oficial do ONS”, <https://github.com/luisfcerqueira/casotoyDESSEM.git>.
- CHENG, C., WANG, J., WU, X., 2016, “Hydro unit commitment with a head-sensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, pp. 4842–4852.

- COLONETTI, B., FINARDI, E., BORGES PICARELLI, L., 2021, “Hydrothermal Unit-Commitment Problem of a Large-Scale System with Representation of Forbidden Zones”, *Energies*, v. 15, n. 1, pp. 39.
- COLONETTI, B., FINARDI, E., BRITO, S., et al., 2022a, “Parallel Dual Dynamic Integer Programming for Large-Scale Hydrothermal Unit-Commitment”, *IEEE Transactions on Power Systems*.
- COLONETTI, B., FINARDI, E., LARROYD, P., et al., 2022b, “A novel cooperative multi-search benders decomposition for solving the hydrothermal unit-commitment problem”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 134, pp. 107390.
- CONTRERAS, J., CANDILES, O., DE LA FUENTE, J., et al., 2001, “Auction design in day-ahead electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1, pp. 88–96. doi: 10.1109/59.910785.
- COTIA, B., BORGES, C., DINIZ, A. L., 2019, “Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 113 (12), pp. 539–548. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.071.
- CPLEX, I. I., 2017, “V12. 1: User’s Manual for CPLEX”, *International Business Machines Corporation*, p. 596.
- DA COSTA FLACH, B., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V., 2009, *Long term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a SDDP approach*. Relatório técnico, Working Paper. Available from: [/http://portal.psr-inc.com/portal/psr/iframe](http://portal.psr-inc.com/portal/psr/iframe) . . . .
- DAL’SANTO, T., COSTA, A. S., 2016, “Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units”, *Electric Power Systems Research*, v. 137, pp. 16–25.
- DE, U. P. L. I. M., CONSIDERANDO, F. D. P. H., AGREGADOS, C. G., et al., “GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS-GOP”, .

- DE ALENCAR, C. A., JUNIO, J., 2016, “Usinas solares fotovoltaicas no Brasil: Panorama atual e perspectivas futuras”. In: *12th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Curitiba*.
- DE ANDRADE, R. M., 2016, *COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA DE MÉDIO PRAZO USANDO UMA FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDROELÉTRICA MÚLTIPLA*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- DE AZEVEDO, A. T., DE OLIVEIRA, A. R. L., CARVALHO, M. F., et al., 2001, “PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DC COM GRAFO GENERALIZADO VIA MÉTODO DE PONTOS INTERIORES COM RESTRIÇÕES ADICIONAIS”, *XXXIII SBPO–Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São José dos Campos (SP)*.
- DE MENDONÇA PASSINI, M., 2001, *GERAÇÃO DE COLUNAS EM PROGRAMAÇÃO INTEIRA APLICADA A S~NTESE DE REDES*. Tese de Doutorado, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO.
- DE MORAES, E., DE CARVALHO, M. S., 2020, “Geração de energia elétrica sustentável através de usinas eólicas no brasil: uma revisão de literatura”, *Amazon Live Journal*, v. 2, n. 4, pp. 1–11.
- DE SOUZA KHENAYFIS, L., 2017, *PROPOSTA DE NOVA METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DAS RELAÇÕES VAZÃO-COTA DE JUSANTE EM APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS BRASILEIROS*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P., 2008, “A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, pp. 1298–1308. doi: 10.1109/TPWRS.2008.922253.
- DINIZ, A. L., SOUZA, T. M., 2014, “Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, pp. 2427–2435. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2300755.
- DINIZ, A., SOUZA, L., MACEIRA, M., et al., 2002, “Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética–DESSEM”. In: *Proceedings of the VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning–SEPOPE, Brasilia, Brazil*.

- DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P., 2008, “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”, *IEEE transactions on power systems*, v. 23, n. 3, pp. 1298–1308.
- DINIZ, A. L., SANTOS, T., MACEIRA, M., 2006, “Short Term Security Constrained Hydrothermal Scheduling Considering Transmission Losses”. pp. 1 – 6, 09. doi: 10.1109/TDCLA.2006.311437.
- DINIZ, A. L., XAVIER, L. L., COSTA, F. S., 2007, “Um modelo multivariado para a função de produção energética de usinas hidroelétricas”, *Cadernos do IME-Série Estatística*, v. 23, n. 2, pp. 01.
- DO AMARAL BURGHI, A. C., HIRSCH, T., PITZ-PAAL, R., 2019, “Otimização de Despacho de Usinas de Energia Solar Térmica considerando Incertezas da Previsão do Tempo”, .
- DOS SANTOS, F. F. M., DINIZ, A. L., SABOIA, C. H., et al., “XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 10 a 13 de novembro de 2019 Belo Horizonte-MG”, .
- DOS SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., 2011, “A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 2, pp. 508–519. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2057263.
- ENCINA, A. S. A., 2006, *DESPACHO ÓTIMO DE UNIDADES GERADORAS EM SISTEMAS HIDRELÉTRICOS VÍA HEURÍSTICA BASEADA EM RELAXAÇÃO LAGRANGEANA E PROGRAMAÇÃO DINÂMICA*. Tese de Doutorado, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação . . . .
- EPE, 2022, “Matriz Energética e Elétrica”, <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.
- FEIZOLLAHI, M. J., COSTLEY, M., AHMED, S., et al., 2015, “Large-scale decentralized unit commitment”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 73, pp. 97–106.
- FERREIRA, R. F., OTHERS, 2018, “Programação do despacho de geração de unidades hidrelétricas via programação linear inteira mista”, .

- FISCHETTI, M., LODI, A., 2003a, “Local Branching. Mathematical Programming Series B”, .
- FISCHETTI, M., LODI, A., 2003b, “Local branching”, *Mathematical programming*, v. 98, n. 1, pp. 23–47.
- FISCHETTI, M., GLOVER, F., LODI, A., 2005, “The feasibility pump”, *Mathematical Programming*, v. 104, n. 1, pp. 91–104.
- FREDO, G. L. M., OTHERS, 2016, “Análise de diferentes representações da função de produção hidrelétrica no problema de planejamento da operação energética de médio prazo”, .
- GUEDES, L. S., DE MENDONÇA MAIA, P., LISBOA, A. C., et al., 2016, “A unit commitment algorithm and a compact MILP model for short-term hydro-power generation scheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, pp. 3381–3390.
- GUISANDEZ, I., PÉREZ-DÍAZ, J. I., 2021, “Mixed integer linear programming formulations for the hydro production function in a unit-based short-term scheduling problem”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 128, pp. 106747.
- GUROBI OPTIMIZATION, LLC, 2023. “Gurobi Optimizer Reference Manual”. Disponível em: <<https://www.gurobi.com>>.
- HÅBERG, M., 2019, “Fundamentals and recent developments in stochastic unit commitment”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 109, pp. 38–48.
- HAMANN, A., HUG, G., ROSINSKI, S., 2016, “Real-Time Optimization of the Mid-Columbia Hydropower System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32 (01), pp. 1–1. doi: 10.1109/TPWRS.2016.2550490.
- IEA, 2022, “Electricity Information”, <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2022>.
- KHENAYFIS, L., BRAGA, R., KLIGERMAN, A., 2019, “Metodologia para determinação de curvas vazão defluente-nível de jusante em aproveitamentos hidrelétricos”, *Proceedings of the XXIII SBRH 2019*.

- KONG, J., SKJELBRED, H. I., FOSSO, O. B., 2020, “An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem”, *Electric Power Systems Research*, v. 178, pp. 106027.
- LEITE, A. P., FALCÃO, D. M., BORGES, C. L., 2006, “Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 17, pp. 177–188.
- LIMA, A. L. D. S., DOS SANTOS, T. N., “CONSIDERAÇÃO DAS RESTRIÇÕES DE CONTROLE DE NÍVEL NA ESTAÇÃO FLUVIOMÉTRICA DA RÉGUA 11 NA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO”, .
- LIMA, R. M., NOVAIS, A. Q., 2016, “Symmetry breaking in MILP formulations for Unit Commitment problems”, *Computers & Chemical Engineering*, v. 85, pp. 162–176.
- LIU, C., SHAHIDEHPOUR, M., LI, Z., et al., 2009, “Component and Mode Models for the Short-Term Scheduling of Combined-Cycle Units”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, pp. 976–990. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016501.
- LUIZ DINIZ, A., DA SERRA COSTA, F., ELVIRA MACEIRA, M., et al., 2018, “Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems-the Case of Brazil”. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442897.
- MACEIRA, M., DUARTE, V., PENNA, D., et al., 2008a, “Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil—Description of the NEWAVE program”, (01).
- MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C., PESSANHA, J. F., et al., 2020, “Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no modelo Newave”, *Cadernos do IME-Série Estatística*, v. 48, pp. 1.
- MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V., PENNA, D., et al., 2008b, “Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil-description of the newave program”, *16th PSCC, Glasgow, Scotland*, pp. 14–18.
- MACEIRA, M. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., et al., 2002, “Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system”.

- In: *Proceedings of the Power System Computation Conference-PSCC*, v. 2, pp. 24–28.
- MACEIRAL, M., PENNA, D., DINIZ, A., et al., 2018, “Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil—Main Features and Improvements on the NEWAVE Model”. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7. IEEE.
- MACHADO, C. T., MIRANDA, F. S., 2015, “Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão”, *Revista virtual de química*, v. 7, n. 1, pp. 126–143.
- MADERA, R. D. Q., OTHERS, 2013, “Modelagem da Função de Produção de uma usina hidrelétrica com base nas características individuais das unidades geradoras”, .
- MME, 2017, “Brazil and World Installed Capacity of Electric Generation”, <http://www.mme.gov.br/>.
- MME/EPE, 2022, “Balanco Energético Nacional de 2022”, <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>.
- MONTICELLI, A. J., 1983, *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher.
- MORALES-ESPAÑA, G., LATORRE, J. M., RAMOS, A., 2013, “Tight and compact MILP formulation for the thermal unit commitment problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, pp. 4897–4908.
- MURÇA, M. C. R., JULIO, M. D., MORUZZI, R. B., 2014, “Metodologia de otimização para o dimensionamento de reservatórios de águas pluviais”, *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 19, n. 2, pp. 29–40.
- OLIVEIRA, F. J. G. D., 2013, “Eletrificação e formação do patrimônio territorial da Light na cidade do Rio de Janeiro e no Médio Vale do Paraíba”, *Espaço e Economia. Revista brasileira de geografia econômica*, , n. 3.
- OLIVEIRA, L. G. M., CORRADE, T. J. R., CEOLIN, R. D. W., et al., 2016, “Propagação de incertezas na estimativa da geração de energia de sistemas fotovoltaicos (Metodologia de cálculo)”, *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 7, n. 1, pp. 58–65.

- ONS, 2023a, “Sistemas Isolados do SIN”, <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>.
- ONS, 2022a, “Carga e geração do sistema interconectado nacional”, <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>.
- ONS, 2023b, “Operador Nacional do Setor Elétrico Brasileiro”, <http://www.ons.org.br/>.
- ONS, 2023c, “Procedimentos de rede definidos pelo ONS”, <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes/>.
- ONS, 2020, “Submódulo 4.5 da Programação Diária da Operação”, <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/>.
- ONS, 2022b, “Programa mensal de Operação”, *PMO Novembro*.
- OSTROWSKI, J., ANJOS, M. F., VANNELLI, A., 2011, “Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 1, pp. 39–46.
- OSTROWSKI, J., ANJOS, M. F., VANNELLI, A., 2015, “Modified orbital branching for structured symmetry with an application to unit commitment”, *Mathematical Programming*, v. 150, n. 1, pp. 99–129.
- PERAZA, D. G., 2013, “Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do Rio Grande do Sul”, .
- PEREIRA, M., OLIVEIRA, M.-C. T. I. D., 2011. “Energía solar fotovoltaica”. .
- RAMALHO, G. M., OTHERS, 2019, “Extensions for probabilistic constrained programming problems: the cases of non-continuous unit commitment and bilinear energy portfolio management”, .
- RAMANAN, P., YILDIRIM, M., CHOW, E., et al., 2019, “An asynchronous, decentralized solution framework for the large scale unit commitment problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 5, pp. 3677–3686.
- SABÓIA, C. H. M., DINIZ, A. L., 2016, “A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty”. In: *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7. IEEE.

- SABÓIA, C. D., 2013, *Um algoritmo branch-and-price para instâncias de grande porte do modelo brasileiro de planejamento da expansão da geração de energia elétrica a longo prazo*. Tese de Doutorado, Tese D. Sc, COPPE/PSC/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SANTOS, K., FINARDI, E., 2022, “Piecewise linear approximations for hydropower production function applied on the hydrothermal unit commitment problem”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 135, pp. 107464.
- SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., 2012, “Alternative approaches to consider DC-power flow with losses in a linear program for short term hydrothermal scheduling”. In: *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA)*, pp. 1–6. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319113.
- SANTOS, T., DINIZ, A., SABOIA, C., et al., 2020, “Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model”, *Electric Power Systems Research*, v. 189, pp. 106709. ISSN: 0378-7796. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106709>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620305125>>.
- SHAH, D., CHATTERJEE, S., 2020, “A comprehensive review on day-ahead electricity market and important features of world’s major electric power exchanges”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 30, n. 7, pp. e12360.
- SHEN, J.-J., SHEN, Q.-Q., CHENG, C.-T., et al., 2020, “Large-Scale Unit Commitment for Cascaded Hydropower Plants with Hydraulic Coupling and Head-Sensitive Forbidden Zones: Case of the Xiluodu and Xiangjiaba Hydropower System”, v. 146, n. 11, pp. 05020023.
- SILVA, I. N. D., NEPOMUCENO, L., BASTOS, T. M., 2004, “Resolvendo problemas de fluxo de potência ótimo DC através de uma rede de hopfield modificada”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 15, pp. 423–436.
- SILVA, S. R., PINHEIRO, E., CARDOSO, E. N., et al., 2003, “Análise da integração de usinas eólicas na rede elétrica”, *Anais do V SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, pp. 1–6.

- TAKTAK, R., D'AMBROSIO, C., 2017, "An overview on mathematical programming approaches for the deterministic unit commitment problem in hydro valleys", *Energy Systems*, v. 8, n. 1, pp. 57–79.
- TAMASHIRO, A. T., 2014, *Riscos de mercado na comercialização de energia: uma abordagem via complementação energética e gestão de portfólio de projetos, considerando a mitigação de incertezas da geração eólica*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.
- VAN ACKOOIJ, W., DANTI LOPEZ, I., FRANGIONI, A., et al., 2018a, "Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey", *Annals of Operations Research*, v. 271, n. 1, pp. 11–85.
- VAN ACKOOIJ, W., FINARDI, E. C., RAMALHO, G. M., 2018b, "An exact solution method for the hydrothermal unit commitment under wind power uncertainty with joint probability constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 6, pp. 6487–6500.
- VIEIRA, D. A., COSTA, E. E., CAMPOS, P. H., et al., 2022, "A real-time nonlinear method for a single hydropower plant unit commitment based on analytical results of dual decomposition optimization", *Renewable Energy*.
- WANG, J., ZHANG, Y., 2012, "Short-term optimal operation of hydropower reservoirs with unit commitment and navigation", *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 138, n. 1, pp. 3–12.
- WANG, Y., WANG, S., WU, L., 2017, "Distributed optimization approaches for emerging power systems operation: A review", *Electric Power Systems Research*, v. 144, pp. 127–135.
- WANG, Y., WU, L., LI, J., 2018, "A fully distributed asynchronous approach for multi-area coordinated network-constrained unit commitment", *Optimization and Engineering*, v. 19, n. 2, pp. 419–452.
- WU, L., 2013, "An improved decomposition framework for accelerating LSF and BD based methods for network-constrained UC problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, pp. 3977–3986.

ZHANG, C., YAN, W., 2020, “Optimal Offering Strategy of a Price-Maker Hydro Producer Considering the Effects of Crossing the Forbidden Zones”, *IEEE Access*, v. 8, pp. 10098–10109. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2965203.

ZHAO, Z., CHENG, C., LIAO, S., et al., 2020, “A MILP based Framework for the Hydro Unit Commitment Considering Irregular Forbidden Zone Related Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 3, pp. 1819–1832.

# Apêndice A

## Caso Toy

Este capítulo tem por objetivo apresentar a construção de um novo caso toy, também chamado de caso acadêmico. Serão apresentados as motivações da escolha da estrutura do caso toy no capítulo A.1. Serão apresentadas as características, em A.5, da cascata das usinas hidráulicas, do parque das usinas térmicas, eólicas e solares. Além disso, no capítulo A.4, serão apresentadas todas as restrições operativas, elétricas especiais, de segurança e carga nas barras. No capítulo A.3, serão apresentadas as características da rede elétrica consideradas com suas restrições de limites de fluxo e somatório de fluxo, além de detalhar toda a malha da rede elétrica.

Para facilitar o acesso dos leitores desse trabalho ao caso toy, em CERQUEIRA (2023) constam todos os dados de entrada considerados e os principais de saída também estão disponibilizados. Conforme será apresentado a seguir serão explicitados os principais dados de entrada desse caso toy de dimensões reduzidas, no entanto os dados que ficariam complicados de serem apresentados, como por exemplo as cargas atuantes em cada barra e em cada período, podem ser obtidos diretamente do caso público disponibilizado.

Esse caso toy além de ter servido como testes durante o desenvolvimento do presente trabalho, pode servir de base a comunidade acadêmica na realização de estudos futuros.

## A.1 Motivações para construção do caso toy

O CEPEL já havia criado um caso toy em 2017, no entanto o caso construído era muito simplificado e não possuía várias características importantes, conforme pode ser observado na lista a seguir.

1. Não havia acoplamento hidráulico entre os submercados
2. Rede elétrica com 24 barras fictícias
3. Horizonte de 1 dia e discretização horária
4. Vazões naturais adaptadas para o caso
5. Sem a consideração de tempo de viagem
6. Sem a consideração do impacto de vazão lateral
7. Sem a consideração de usinas eólicas e solares
8. Sem a consideração de usinas térmicas a ciclo combinado

As características almeçadas para a construção do novo caso toy, tiveram como base principal os itens listados a seguir.

1. Acoplamento hidráulico entre submercados
2. Tentar encontrar uma cascata começando a montante num submercado e terminando em outro até chegar no mar, sem precisar retirar alguma usina hidráulica
3. Rede elétrica tomando como base a malha real que conectam as usinas escolhidas
4. Horizonte maior e com discretização semi horária no primeiro dia
5. Não alterar as vazões naturais de acordo com o caso oficial que foi tomado como base

6. Incorporação de mais restrições como tempo de viagem, restrições elétricas especiais, restrições de segurança, dentre outras
7. Cascata que tenha alguma vazão lateral impactando a altura de jusante de uma usina
8. Incorporação de usinas eólicas, solares e térmicas a ciclo combinado
9. Quantidade de unidades térmicas e hidráulicas considerável para melhor avaliação do impacto do UCT e UCH

Como será apresentado nos capítulos seguintes, todas as características almejadas foram efetivamente atendidas e assim toda análise que precisaria ser feita, pode ser concluída. Cada característica considerada no caso será externalizada para que qualquer pessoa que quiser emular o caso e comparar com alguma metodologia diferente de solução, assim poderá fazer vários estudos comparativos.

Vale ressaltar que o tamanho do caso toy é bastante reduzido quando comparado com o caso oficial, o qual será apresentado no capítulo 8, com a avaliação dos resultados operacionais, de custo marginal da operação, custos totais e tempo computacional.

## **A.2 Características Gerais das usinas do Caso Toy**

Nesse capítulo serão apresentados as características físicas das usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e solares. A decisão inicial como ponto de partida foi a escolha da cascata das usinas hidrelétricas. Com base nessa cascata, foi avaliado via proximidade espacial e características de interesse as usinas térmicas, eólicas e solares.

Serão apresentados a discretização temporal do caso no capítulo A.2.1, as características das usinas hidráulicas em A.2.3, das usinas térmicas em A.2.4, das usinas eólicas em A.2.5 e por fim, das usinas solares no capítulo A.2.6.

## A.2.1 Horizonte e discretização temporal

O caso tomado como base é referente ao do dia 04 de abril de 2022 e possui horizonte de estudo possui 5 dias, sendo o primeiro dia com discretização semi horária no primeiro dia, como apresentado na figura A.1, e como apresentado na figura A.2, a discretização é patamarizada, como explicado em 4.2.1, a partir do segundo dia. Vale ressaltar que esse caso segue a discretização temporal do caso oficial publicado pelo ONS que pode ser encontrado em ONS (2023b).

Discretização Temporal			
Período	Dia	Horário	Duração (horas)
1	4	00:00 - 00:30	0.50
2	4	00:30 - 01:00	0.50
3	4	01:00 - 01:30	0.50
4	4	01:30 - 02:00	0.50
5	4	02:00 - 02:30	0.50
6	4	02:30 - 03:00	0.50
7	4	03:00 - 03:30	0.50
8	4	03:30 - 04:00	0.50
9	4	04:00 - 04:30	0.50
10	4	04:30 - 05:00	0.50
11	4	05:00 - 05:30	0.50
12	4	05:30 - 06:00	0.50
13	4	06:00 - 06:30	0.50
14	4	06:30 - 07:00	0.50
15	4	07:00 - 07:30	0.50
16	4	07:30 - 08:00	0.50
17	4	08:00 - 08:30	0.50
18	4	08:30 - 09:00	0.50
19	4	09:00 - 09:30	0.50
20	4	09:30 - 10:00	0.50
21	4	10:00 - 10:30	0.50
22	4	10:30 - 11:00	0.50
23	4	11:00 - 11:30	0.50
24	4	11:30 - 12:00	0.50

Figura A.1: Discretização temporal do caso toy para o primeiro dia até o meio dia

Discretização Temporal			
Período	Dia	Horário	Duração (horas)
25	4	12:00 - 12:30	0.50
26	4	12:30 - 13:00	0.50
27	4	13:00 - 13:30	0.50
28	4	13:30 - 14:00	0.50
29	4	14:00 - 14:30	0.50
30	4	14:30 - 15:00	0.50
31	4	15:00 - 15:30	0.50
32	4	15:30 - 16:00	0.50
33	4	16:00 - 16:30	0.50
34	4	16:30 - 17:00	0.50
35	4	17:00 - 17:30	0.50
36	4	17:30 - 18:00	0.50
37	4	18:00 - 18:30	0.50
38	4	18:30 - 19:00	0.50
39	4	19:00 - 19:30	0.50
40	4	19:30 - 20:00	0.50
41	4	20:00 - 20:30	0.50
42	4	20:30 - 21:00	0.50
43	4	21:00 - 21:30	0.50
44	4	21:30 - 22:00	0.50
45	4	22:00 - 22:30	0.50
46	4	22:30 - 23:00	0.50
47	4	23:00 - 23:30	0.50
48	4	23:30 - 24:00	0.50

Figura A.2: Discretização temporal do caso toy para o primeiro dia até o fim do dia

Discretização Temporal			
Período	Dia	Horário	Duração (horas)
49	5	00:00 - 08:00	8.00
50	5	08:00 - 10:00	2.00
51	5	10:00 - 20:00	10.00
52	5	20:00 - 24:00	4.00
53	6	00:00 - 08:00	8.00
54	6	08:00 - 10:00	2.00
55	6	10:00 - 20:00	10.00
56	6	20:00 - 24:00	4.00
57	7	00:00 - 08:00	8.00
58	7	08:00 - 10:00	2.00
59	7	10:00 - 20:00	10.00
60	7	20:00 - 24:00	4.00
61	8	00:00 - 08:00	8.00
62	8	08:00 - 10:00	2.00
63	8	10:00 - 20:00	10.00
64	8	20:00 - 24:00	4.00

Figura A.3: Discretização temporal do caso toy para o segundo dia até o fim do horizonte

## A.2.2 Patamares de carga

Os patamares de carga podem ser leve, médio ou pesado e conforme apresentado na figuras A.4, A.5 e A.6 a seguir, com os patamares de carga do primeiro dia até o meio dia, até o fim do dia e os patamares cronológicos dos quatro dias seguintes, respectivamente. A decisão dessa distribuição de carga foi tomada com o objetivo do caso toy ter dois picos de demanda para avaliar o despacho das usinas dado o tempo mínimo ligado e desligado das usinas tanto térmicas e hidráulicas.

Patamares de Carga				
Período	Dia	Horário	Duração (horas)	Patamar
1	4	00:00 - 00:30	0.50	LEVE
2	4	00:30 - 01:00	0.50	LEVE
3	4	01:00 - 01:30	0.50	LEVE
4	4	01:30 - 02:00	0.50	LEVE
5	4	02:00 - 02:30	0.50	LEVE
6	4	02:30 - 03:00	0.50	LEVE
7	4	03:00 - 03:30	0.50	LEVE
8	4	03:30 - 04:00	0.50	LEVE
9	4	04:00 - 04:30	0.50	LEVE
10	4	04:30 - 05:00	0.50	LEVE
11	4	05:00 - 05:30	0.50	LEVE
12	4	05:30 - 06:00	0.50	LEVE
13	4	06:00 - 06:30	0.50	MEDIA
14	4	06:30 - 07:00	0.50	MEDIA
15	4	07:00 - 07:30	0.50	MEDIA
16	4	07:30 - 08:00	0.50	MEDIA
17	4	08:00 - 08:30	0.50	PESADA
18	4	08:30 - 09:00	0.50	PESADA
19	4	09:00 - 09:30	0.50	PESADA
20	4	09:30 - 10:00	0.50	PESADA
21	4	10:00 - 10:30	0.50	PESADA
22	4	10:30 - 11:00	0.50	PESADA
23	4	11:00 - 11:30	0.50	MEDIA
24	4	11:30 - 12:00	0.50	MEDIA

Figura A.4: Patamares de carga do primeiro dia até meio dia

Patamares de Carga				
Período	Dia	Horário	Duração (horas)	Patamar
25	4	12:00 - 12:30	0.50	MEDIA
26	4	12:30 - 13:00	0.50	MEDIA
27	4	13:00 - 13:30	0.50	MEDIA
28	4	13:30 - 14:00	0.50	MEDIA
29	4	14:00 - 14:30	0.50	MEDIA
30	4	14:30 - 15:00	0.50	MEDIA
31	4	15:00 - 15:30	0.50	MEDIA
32	4	15:30 - 16:00	0.50	MEDIA
33	4	16:00 - 16:30	0.50	MEDIA
34	4	16:30 - 17:00	0.50	MEDIA
35	4	17:00 - 17:30	0.50	PESADA
36	4	17:30 - 18:00	0.50	PESADA
37	4	18:00 - 18:30	0.50	PESADA
38	4	18:30 - 19:00	0.50	PESADA
39	4	19:00 - 19:30	0.50	PESADA
40	4	19:30 - 20:00	0.50	PESADA
41	4	20:00 - 20:30	0.50	PESADA
42	4	20:30 - 21:00	0.50	PESADA
43	4	21:00 - 21:30	0.50	MEDIA
44	4	21:30 - 22:00	0.50	MEDIA
45	4	22:00 - 22:30	0.50	MEDIA
46	4	22:30 - 23:00	0.50	MEDIA
47	4	23:00 - 23:30	0.50	MEDIA
48	4	23:00 - 24:00	0.50	MEDIA

Figura A.5: Patamares de carga do primeiro dia até o fim dia

Patamares de Carga				
Período	Dia	Horário	Duração (horas)	Patamar
49	5	00:00 - 08:00	8.00	LEVE
50	5	08:00 - 10:00	2.00	MEDIA
51	5	10:00 - 20:00	10.00	PESADA
52	5	20:00 - 24:00	4.00	MEDIA
53	6	00:00 - 08:00	8.00	LEVE
54	6	08:00 - 10:00	2.00	MEDIA
55	6	10:00 - 20:00	10.00	PESADA
56	6	20:00 - 24:00	4.00	MEDIA
57	7	00:00 - 08:00	8.00	LEVE
58	7	08:00 - 10:00	2.00	MEDIA
59	7	10:00 - 20:00	10.00	PESADA
60	7	20:00 - 24:00	4.00	MEDIA
61	8	00:00 - 08:00	8.00	LEVE
62	8	08:00 - 10:00	2.00	MEDIA
63	8	10:00 - 20:00	10.00	PESADA
64	8	20:00 - 24:00	4.00	MEDIA

Figura A.6: Patamares de carga do segundo dia até o fim do horizonte do estudo

Como no primeiro dia é considerado um período maior de duração num mesmo

patamar de carga, a figura A.7 a seguir apresenta, apenas para facilitar a visualização do leitor, a sua distribuição numa única imagem alterando o horário e duração de acordo com o seu respectivo patamar.

Patamares de Carga			
Dia	Horário	Duração (horas)	Patamar
4	00:00 - 06:00	6	LEVE
4	06:00 - 08:00	2	MEDIA
4	08:00 - 11:00	3	PESADA
4	11:00 - 17:00	6	MEDIA
4	17:00 - 21:00	4	PESADA
4	21:00 - 24:00	3	MEDIA
5	00:00 - 08:00	8	LEVE
5	08:00 - 10:00	2	MEDIA
5	10:00 - 20:00	10	PESADA
5	20:00 - 24:00	4	MEDIA
6	00:00 - 08:00	8	LEVE
6	08:00 - 10:00	2	MEDIA
6	10:00 - 20:00	10	PESADA
6	20:00 - 24:00	4	MEDIA
7	00:00 - 08:00	8	LEVE
7	08:00 - 10:00	2	MEDIA
7	10:00 - 20:00	10	PESADA
7	20:00 - 24:00	4	MEDIA
8	00:00 - 08:00	8	LEVE
8	08:00 - 10:00	2	MEDIA
8	10:00 - 20:00	10	PESADA
8	20:00 - 24:00	4	MEDIA

Figura A.7: Resumo dos patamares de carga do caso toy

A análise da distribuição da carga ao longo do dia foi importante para avaliar se o modelo tomará a decisão de ligar alguma unidade mais cara para atender um dos picos de demanda e então obrigatoriamente manter essa unidade ligado pelo tempo mínimo definido no dado de entrada, gerando no mínimo na situação de que tem outra unidade de outra usina que pode atender essa demanda. Espera-se que nos períodos de maior pico da demanda, o custo marginal da operação, CMO, seja o valor dessa usina mais cara despachada, enquanto que fora do pico, mas dentro do horizonte que o modelo precisa compulsoriamente manter essa unidade ligada, terá um custo marginal menor que o custo variável unitário, CVU, dessa unidade.

Olhando apenas essa informação, seria possível obter uma análise incorreta, pois se não há uma restrição operativa, se a unidade mais cara está despachada, espera-se que o valor do CMO seja igual ao seu próprio CVU. No entanto, com o UCT e UCH é possível encontrar um CMO menor que um CVU ou valor d'água de uma unidade despachada, sendo ela térmica ou hidráulica.

### A.2.3 Usinas Hidrelétricas

A cascata escolhida foi a que incorpora o rio Paraopeba, rio São Francisco, rio Paracatu e rio Preto com 9 usinas como na figura A.8 a seguir. Três usinas pertencem ao submercado sudeste e 6 usinas ao nordeste. A usina queimado se encontra no rio Preto, a usina Retiro baixo no rio Paraopeba e todas as outras usinas pertencem ao rio São Francisco.

Usinas Hidrelétricas			
Usinas (9)	Unidades	Submercado	Rio
Queimado	3	SE	Preto
Retiro Baixo	2	SE	Paraopeba
Três Marias	6	SE	São Francisco
Sobradinho	6	NE	São Francisco
Itaparica	6	NE	São Francisco
Moxotó	4	NE	São Francisco
Paulo Afonso 123	13	NE	São Francisco
Paulo Afonso 4	6	NE	São Francisco
Xingó	6	NE	São Francisco

Figura A.8: Usinas hidrelétricas do caso toy.

Na figura A.10 a seguir, observa-se que a cascata escolhida. Nessa imagem, obtida em ONS (2023b), há a simbologia de usinas com triângulo e com círculos, onde com triângulo

são usinas com reservatórios de regularização e os símbolos em círculo representam usinas chamadas a fio d'água, ou seja, que não teriam capacidade de regularizar a água que chega de montante dado o horizonte de estudo mensal.

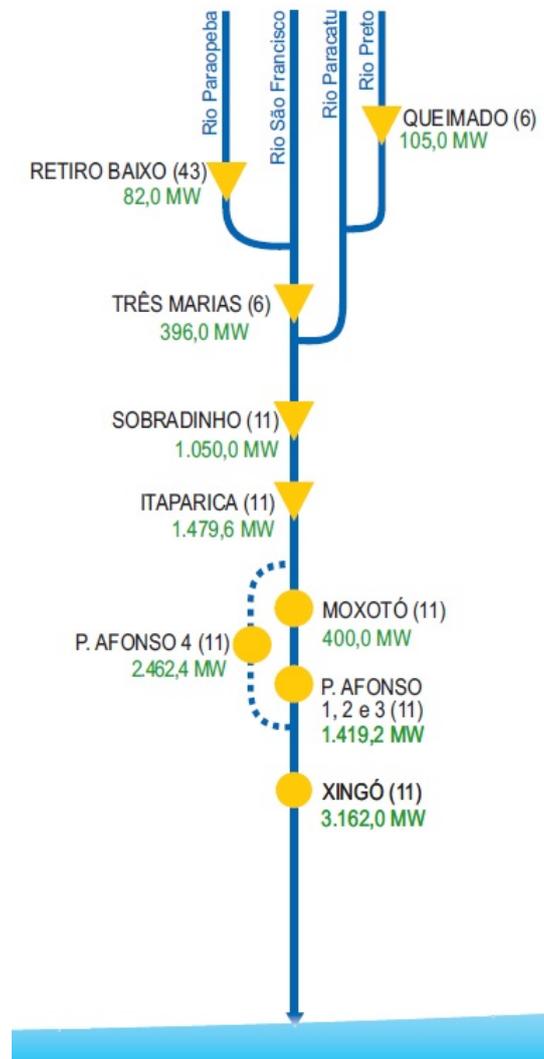


Figura A.9: Cascata das usinas hidrelétricas do caso toy. Fonte: ONS (2023b)

No entanto, vale ressaltar que essa figura foi construída com base num modelo com discretização mensal. Para o caso do modelo que possui discretização semi-horária, todas as usinas passam a ter condições de ter um controle de regularização do armazenamento do reservatório e portanto não há, para o caso toy definido, alguma usina fio d'água,

mas essas usinas possuem reservatório de baixa magnitude e o modelo irá considerar essa característica na sua decisão operativa.

Conforme apresentado na figura A.10 a seguir, a cascata possui 9 usinas, 52 unidades geradoras, 14 conjuntos de máquinas, 20 barras conectadas ou diretamente numa única unidade ou num conjunto de unidades, um capacidade de geração máxima de 10.556MW, com um armazenamento máximo de 70.398 hm<sup>3</sup>. As usinas de Queimado, Retiro Baixo e Três Marias estão localizadas no Sudeste, enquanto que as outras usinas estão localizadas no Nordeste, sendo ligação entre os submercados ocorre entre as usinas de Três Marias e Sobradinho.

Usinas Hidrelétricas								
Usinas (9)	Unidades	Conjunto de máquinas	Unidades por barra	Barra	Potência (MW)	Armazenamento (hm <sup>3</sup> )	Submercado	Rio
Queimado	3	1	1	4039	105	557	SE	Preto
Retiro Baixo	2	2	1	4068	84	242	SE	Paraobeba
Três Marias	6	1	1	304	396	19,528	SE	São Francisco
Sobradinho	6	1	1	6294	1,050	34,116	NE	São Francisco
Itaparica	6	1	3	5051	1,480	10,782	NE	São Francisco
			3	5054				
Moxotó	4	1	2	5030	400	1,226	NE	São Francisco
			2	5032				
Paulo Afonso 123	13	5	2	5005	1,417	26	NE	São Francisco
			1	5006				
			1	5009				
			1	5010				
			1	5011				
			1	5012				
			1	5013				
			1	5014				
			2	5015				
			2	5016				
Paulo Afonso 4	6	1	6	5022	2,462	121	NE	São Francisco
Xingó	6	1	6	5061	3,162	3,800	NE	São Francisco
<b>TOTAL</b>	<b>52</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10,556</b>	<b>70,398</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Figura A.10: Características gerais das usinas hidrelétricas do caso toy.

Como não temos dados específicos da geração e turbinamento mínimo de cada unidade, foram considerados algumas premissas, conforme lista a seguir.

1. Geração máxima como sendo o menor valor entre o que vem da capacidade lida no arquivo hydr.dat e o que foi lido no dado de entrada do UCH no arquivo uch.dat
2. Geração mínima da unidade sendo 10% da sua geração máxima
3. Turbinamento máximo como sendo o menor valor encontrado entre o que vem da capacidade lida no arquivo hydr.dat, o engolimento máximo e o que foi lido no dado de entrada do UCH no arquivo uch.dat
4. Turbinamento mínimo com valor nulo

Nas figuras A.11 e A.12 a seguir, podem ser observadas todas as restrições de geração e turbinamento mínimos e máximos de cada unidade hidrelétrica conectadas nas suas respectivas barras da rede elétrica.

Unidades Hidrelétricas						
Usinas (9)	Unidades	Geração Mínima (MW)	Geração Máxima (MW)	Turbinamento Mínimo (m³/s)	Turbinamento Máximo (m³/s)	Barra
Queimado	1	3.50	35.00	0	23	4039
	2	3.50	35.00	0	23	
	3	3.50	35.00	0	23	
Retiro Baixo	1	4.18	41.80	0	128	4068
	2	4.19	41.90	0	128	
Três Marias	1	6.60	66.00	0	151	304
	2	6.60	66.00	0	151	
	3	6.60	66.00	0	151	
	4	6.60	66.00	0	151	
	5	6.60	66.00	0	151	
	6	6.60	66.00	0	151	
Sobradinho	1	17.50	175.00	0	724	6294
	2	17.50	175.00	0	724	
	3	17.50	175.00	0	724	
	4	17.50	175.00	0	724	
	5	17.50	175.00	0	724	
	6	17.50	175.00	0	724	
Itaparica	1	24.66	246.60	0	555	5051
	2	24.66	246.60	0	555	
	3	24.66	246.60	0	555	
	4	24.66	246.60	0	555	
	5	24.66	246.60	0	555	
	6	24.66	246.60	0	555	
Moxotó	1	10.00	100.00	0	557	5030
	2	10.00	100.00	0	557	
	3	10.00	100.00	0	557	5032
	4	10.00	100.00	0	557	

Figura A.11: Características de geração e turbinamento mínimos e máximos das unidades geradoras do caso toy - parte 1.

Unidades Hidrelétricas						
Usinas (9)	Unidades	Geração Mínima (MW)	Geração Máxima (MW)	Turbinamento Mínimo (m³/s)	Turbinamento Máximo (m³/s)	Barra
Paulo Afonso 123	1	6.00	60.00	0	84	5005
	2	6.00	60.00	0	84	
	3	6.00	60.00	0	84	
	4	7.00	70.00	0	97	
	5	7.00	70.00	0	97	
	6	7.50	75.00	0	104	
	7	7.60	76.00	0	106	
	8	7.60	76.00	0	106	
	9	7.60	76.00	0	106	
	10	19.86	198.60	0	258	
	11	19.86	198.60	0	258	
	12	19.86	198.60	0	258	
	13	19.86	198.60	0	258	
Paulo Afonso 4	1	41.04	410.40	0	401	5022
	2	41.04	410.40	0	401	
	3	41.04	410.40	0	401	
	4	41.04	410.40	0	401	
	5	41.04	410.40	0	401	
	6	41.04	410.40	0	401	
Xingó	1	52.70	527.00	0	502	5061
	2	52.70	527.00	0	502	
	3	52.70	527.00	0	502	
	4	52.70	527.00	0	502	
	5	52.70	527.00	0	502	
	6	52.70	527.00	0	502	

Figura A.12: Características de geração e turbinamento mínimos e máximos das unidades geradoras do caso toy - parte 2.

Como não temos dados específicos de tempo mínimo ligado e desligado de cada unidade, foram considerados algumas premissas, conforme lista a seguir.

1. Tempo mínimo ligado para todas as unidades considerado com valor de 5 horas
2. Tempo mínimo desligado para todas as unidades considerado com valor de 5 horas

Nas figuras A.13 e A.14 a seguir, podem ser observadas os tempos mínimos ligados e desligados que o modelo deve respeitar durante o horizonte de estudo. Vale ressaltar que foi considerado, para consideração default, que cada unidade estava no status inicial com 10 horas de tempo de permanência.

Unidades Hidrelétricas			
Usinas (9)	Unidades	Tempo Mínimo Ligado (hrs)	Tempo Mínimo Desligado (hrs)
Queimado	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
Retiro Baixo	1	5	5
	2	5	5
Três Marias	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5
Sobradinho	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5
Itaparica	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5
Moxotó	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5

Figura A.13: Características de tempo mínimo ligado e desligado do caso toy - parte 1.

Unidades Hidrelétricas			
Usinas (9)	Unidades	Tempo Mínimo Ligado (hrs)	Tempo Mínimo Desligado (hrs)
Paulo Afonso 123	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5
	7	5	5
	8	5	5
	9	5	5
	10	5	5
	11	5	5
	12	5	5
	13	5	5
Paulo Afonso 4	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5
Xingó	1	5	5
	2	5	5
	3	5	5
	4	5	5
	5	5	5
	6	5	5

Figura A.14: Características de tempo mínimo ligado e desligado do caso toy - parte 2.

Restrições operativas relacionadas as usinas hidrelétricas serão abordadas no capítulo A.4, mas especificamente no A.4.1, onde as restrições operativas serão detalhadas.

Com base na cascata das usinas hidrelétricas, as usinas térmicas, eólicas e solares foram selecionadas de acordo com a proximidade física tanto relacionada ao rio quanto a rede elétrica, e serão apresentadas nos capítulos seguintes.

#### A.2.4 Usinas Térmicas

Tomando como referência a proximidade física da cascata hidráulica definida, foram selecionadas 8 usinas termelétricas e 44 unidades geradoras, conforme figura A.15 apresentada a seguir, sendo 6 pertencendo ao submercado sudeste e 2 pertencendo ao nordeste.

Usinas Termelétricas			
Usinas (8)	Unidades	Submercado	Tipo
Juiz de Fora	2	SE	Convencional
Viana	4	SE	Ciclo combinado
Termomacaé	20	SE	Ciclo combinado
Goiânia 2	2	SE	Convencional
Xavantes	2	SE	Convencional
Palmeiras	2	SE	Convencional
Petrolina	8	NE	Ciclo combinado
Campina Grande	4	NE	Convencional

Figura A.15: Usinas termelétricas do caso toy.

Vale ressaltar que três dessas usinas escolhidas são do tipo definido como usinas térmicas com ciclo combinado. Essa tipologia foi explicitada e detalhada no capítulo 4.5.5.

Conforme apresentado na figura A.16 a seguir, o parque térmico possui 44 uni-

dades geradoras com 10 barras conectadas ou diretamente numa única unidade ou num conjunto de unidades, um capacidade de geração máxima de 2.546MW do SIN, sendo 1.783MW no submercado Sudeste e 763MW no Nordeste. O CVU variando de R\$523,00/MW a R\$2.623,00/MW, com valor médio de R\$1.349,00/MW quando ponderado pela capacidade de geração. Das usinas chamadas convencionais, ou seja, sem operar a ciclo combinado, 4 estão no sudeste e 1 no nordeste e já as que operam a ciclo combinado, 2 estão no sudeste e 1 no nordeste.

Usinas Termelétricas							
Usinas (8)	Unidades	Unidades por barra	Barra	Potência (MW)	CVU	Submercado	Tipo
Juiz de Fora	2	1	4100	87	523	SE	Convencional
		1	4180				
Viana	4	2	8910	437	1,257	SE	Ciclo combinado
		2	8911				
Termomacaé	20	20	3977	929	880	SE	Ciclo combinado
Goiânia 2	2	2	3017	136	1,927	SE	Convencional
Xavantes	2	2	2979	54	2,632	SE	Convencional
Palmeiras	2	2	3740	140	1,493	SE	Convencional
Petrolina	8	8	6314	594	2,014	NE	Ciclo combinado
Campina Grande	4	4	5220	169	1,257	NE	Convencional
<b>TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>-</b>	<b>2546</b>	<b>1,349</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Figura A.16: Capacidade e características gerais das usinas termelétricas do caso toy.

Nas figuras A.17 e A.18 a seguir, podem ser observadas as restrições de geração mínimas e máximas, além dos tempos mínimos ligados e desligados de cada unidade termelétricas.

Unidades Termelétricas						
Usinas (8)	Unidades	Geração Mínima (MW)	Geração Máxima (MW)	Tempo Mínimo Ligado (hrs)	Tempo Mínimo Desligado (hrs)	Barra
Juiz de Fora	1	35.00	43.94	5	6	4100
	2	35.00	43.11	5	6	4180
Viana	1	8.73	43.65	6	2	8910
	2	52.38	87.30	6	2	
	3	96.03	130.95	6	2	8911
	4	139.68	174.60	6	2	
Termomacaré	1	35.00	45.00	5	6	3977
	2	70.00	90.00	5	6	
	3	105.00	135.00	5	6	
	4	140.00	180.00	5	6	
	5	175.00	225.00	5	6	
	6	210.00	270.00	6	6	
	7	245.00	315.00	6	6	
	8	280.00	360.00	6	6	
	9	315.00	405.00	6	6	
	10	350.00	450.00	6	6	
	11	385.00	495.00	6	6	
	12	420.00	540.00	6	6	
	13	455.00	585.00	6	6	
14	490.00	630.00	6	6		
15	525.00	675.00	6	6		
16	560.00	720.00	7	6		
17	595.00	765.00	7	6		
18	630.00	810.00	7	6		
19	665.00	855.00	7	6		
20	700.00	900.00	7	6		

Figura A.17: Geração mínima e máxima, além dos valores de tempo mínimo ligado e desligo das unidades termelétricas do caso toy - parte 1.

Unidades Termelétricas						
Usinas (8)	Unidades	Geração Mínima (MW)	Geração Máxima (MW)	Tempo Mínimo Ligado (hrs)	Tempo Mínimo Desligado (hrs)	Barra
Goiânia 2	1	30.00	68.06	8	8	3017
	2	30.00	68.06	8	8	
Xavantes	1	18.00	26.06	1	1	2979
	2	18.00	27.51	1	1	
Palmeiras	1	50.00	70.58	5	5	3740
	2	49.50	69.86	5	5	
Petrolina	1	15.20	16.50	8	6	6314
	2	30.40	33.00	8	6	
	3	45.60	49.50	8	6	
	4	60.80	66.00	8	6	
	5	76.00	82.50	8	6	
	6	91.20	99.00	8	6	
	7	106.40	115.50	8	6	
	8	121.60	132.00	8	6	
Campina Grande	1	31.00	42.27	6	3	5220
	2	31.00	42.27	6	3	
	3	31.00	42.27	6	3	
	4	31.00	42.27	6	3	

Figura A.18: Geração mínima e máxima, além dos valores de tempo mínimo ligado e desligo das unidades termelétricas do caso toy - parte 2.

Restrições operativas relacionadas as usinas térmicas serão abordadas no capítulo A.4, mas especificamente no A.4.2, onde as restrições operativas térmicas serão detalhadas.

### A.2.5 Usinas Eólicas

Também tomando como base a proximidade com a cascata hidráulica, foram selecionadas 9 usinas eólicas, todas no submercado nordeste, como pode ser observado na figura A.19 a seguir.

Usinas Eólicas	
Usinas(9)	Submercado
Caetité	NE
Morro do Chapéu	NE
Ventos da Bahia II	NE
Ventos da Bahia IV	NE
Ventos da Bahia VII	NE
Macaúba I	NE
Macaúba II	NE
Macaúba III	NE
Macaúba IV	NE

Figura A.19: Usinas eólicas do caso toy.

Na figura A.20 a seguir, observa-se quais barras cada usina está conectada e sua respectiva potência máxima instalada. O parque eólico possui uma capacidade máxima de gerar de até  $537MW$ .

Usinas Eólicas		
Usinas(9)	Potência (MW)	Submercado
Caetité	90	NE
Morro do Chapéu	172	NE
Ventos da Bahia II		NE
Ventos da Bahia IV	181	NE
Ventos da Bahia VIII		NE
Macaúba I		NE
Macaúba II		NE
Macaúba III	94	NE
Macaúba IV		NE
<b>TOTAL</b>	<b>537</b>	<b>-</b>

Figura A.20: Usinas eólicas do caso toy.

O modelo recebe via dado de entrada a geração disponível para cada usina e em cada período, sendo que a disponibilidade de geração eólica é um dado de entrada para o modelo, onde este tomará a decisão de usar ou não essa geração eólica de custo zero no sistema, respeitando as restrições inseridas, como já detalhado em 4.6.

A geração disponível se encontra no dado de entrada, o qual, no caso oficial, é fornecido de meia em meia hora. Na figura A.21 estão os dados referentes às primeiras até às 12 : 00 do primeiro dia e na figura A.22 constam os dados de geração eólica disponível das 12 : 00 às 24 : 00 do primeiro dia.

Geração Disponível das Usinas Eólicas										
Período	Caetitê	Morro do Chapéu	Ventos da Bahia II	Ventos da Bahia IV	Ventos da Bahia VIII	Macaúba I	Macaúba II	Macaúba III	Macaúba IV	TOTAL
1	45.0	63.5	15.0	7.0	15.0	72.0	0.0	0.0	0.0	217.5
2	45.0	62.0	14.0	7.0	15.0	71.0	0.0	0.0	0.0	214.0
3	46.0	60.5	14.0	6.0	14.0	71.0	0.0	0.0	0.0	211.5
4	45.0	58.5	14.0	6.0	14.0	70.0	0.0	0.0	0.0	207.5
5	46.0	56.5	13.0	6.0	13.0	70.0	0.0	0.0	0.0	204.5
6	46.0	56.0	13.0	6.0	13.0	70.0	0.0	0.0	0.0	204.0
7	47.0	55.5	13.0	6.0	13.0	70.0	0.0	0.0	0.0	204.5
8	47.0	56.5	12.0	6.0	12.0	70.0	0.0	0.0	0.0	203.5
9	48.0	57.6	12.0	6.0	12.0	71.0	0.0	0.0	0.0	206.6
10	47.0	58.5	12.0	5.0	12.0	72.0	0.0	0.0	0.0	206.5
11	48.0	60.0	12.0	5.0	12.0	72.0	0.0	0.0	0.0	209.0
12	48.0	61.5	11.0	5.0	11.0	72.0	0.0	0.0	0.0	208.5
13	46.0	60.5	11.0	5.0	11.0	71.0	0.0	0.0	0.0	204.5
14	46.0	60.0	11.0	5.0	11.0	70.0	0.0	0.0	0.0	203.0
15	44.0	60.5	11.0	5.0	11.0	69.0	0.0	0.0	0.0	200.5
16	43.0	63.0	12.0	5.0	12.0	69.0	0.0	0.0	0.0	204.0
17	42.0	65.5	13.0	6.0	13.0	68.0	0.0	0.0	0.0	207.5
18	41.0	64.5	13.0	6.0	13.0	66.0	0.0	0.0	0.0	203.5
19	39.0	62.5	13.0	6.0	13.0	63.0	0.0	0.0	0.0	196.5
20	37.0	60.0	13.0	6.0	13.0	59.0	0.0	0.0	0.0	188.0
21	38.0	57.5	13.0	6.0	13.0	54.0	0.0	0.0	0.0	181.5
22	38.0	54.0	14.0	6.0	14.0	47.0	0.0	0.0	0.0	173.0
23	37.0	50.0	14.0	6.0	14.0	38.0	0.0	0.0	0.0	159.0
24	33.0	47.0	14.0	6.0	14.0	30.0	0.0	0.0	0.0	144.0

Figura A.21: Geração disponível na primeira metade do primeiro dia das usinas eólicas do caso toy.

Geração Disponível das Usinas Eólicas										
Período	Caetitê	Morro do Chapéu	Ventos da Bahia II	Ventos da Bahia IV	Ventos da Bahia VIII	Macaúba I	Macaúba II	Macaúba III	Macaúba IV	TOTAL
25	27.0	45.0	14.0	6.0	14.0	24.0	0.0	0.0	0.0	130.0
26	21.0	44.0	15.0	7.0	15.0	19.0	0.0	0.0	0.0	121.0
27	16.0	42.5	15.0	7.0	15.0	17.0	0.0	0.0	0.0	112.5
28	12.0	40.5	15.0	7.0	15.0	14.0	0.0	0.0	0.0	103.5
29	10.0	38.0	15.0	7.0	15.0	13.0	0.0	0.0	0.0	98.0
30	9.0	36.0	16.0	7.0	16.0	13.0	0.0	0.0	0.0	97.0
31	0.0	34.5	16.0	7.0	16.0	17.0	0.0	0.0	0.0	90.5
32	0.0	34.0	16.0	7.0	16.0	24.0	0.0	0.0	0.0	97.0
33	10.0	35.0	16.0	7.0	16.0	32.0	0.0	0.0	0.0	116.0
34	12.0	37.5	16.0	7.0	16.0	39.0	0.0	0.0	0.0	127.5
35	14.0	41.0	16.0	7.0	16.0	47.0	0.0	0.0	0.0	141.0
36	16.0	47.0	16.0	7.0	16.0	54.0	0.0	0.0	0.0	156.0
37	17.0	53.5	17.0	8.0	17.0	60.0	0.0	0.0	0.0	172.5
38	19.0	58.0	17.0	8.0	17.0	65.0	0.0	0.0	0.0	184.0
39	22.0	59.0	18.0	8.0	18.0	68.0	0.0	0.0	0.0	193.0
40	26.0	59.5	18.0	8.0	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	198.5
41	29.0	60.5	18.0	8.0	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	202.5
42	32.0	61.5	18.0	8.0	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	206.5
43	35.0	61.5	18.0	8.0	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	209.5
44	38.0	61.5	18.0	8.0	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	212.5
45	41.0	61.5	17.0	8.0	17.0	69.0	0.0	0.0	0.0	213.5
46	42.0	61.5	17.0	8.0	17.0	69.0	0.0	0.0	0.0	214.5
47	43.0	61.5	16.0	8.0	16.0	68.0	0.0	0.0	0.0	212.5
48	44.0	61.5	15.0	8.0	15.0	67.0	0.0	0.0	0.0	210.5

Figura A.22: Geração disponível na segunda metade do primeiro dia das usinas eólicas do caso toy.

E por último, na figura A.23 são apresentados os dados referentes aos dias seguintes até o fim do horizonte.

Geração Disponível das Usinas Eólicas										
Período	Caetitê	Morro do Chapéu	Ventos da Bahia II	Ventos da Bahia IV	Ventos da Bahia VIII	Macaúba I	Macaúba II	Macaúba III	Macaúba IV	TOTAL
49	857.0	857.0	200.0	101.0	201.0	966.0	0.0	0.0	0.0	3182.0
50	205.0	205.0	52.0	24.0	52.0	153.0	0.0	0.0	0.0	691.0
51	17.3	769.0	311.0	139.0	311.0	487.0	0.0	0.0	0.0	2034.3
52	769.0	769.0	137.0	62.0	137.0	547.0	0.0	0.0	0.0	2421.0
53	478.5	478.5	200.0	101.0	201.0	1074.0	0.0	0.0	0.0	2533.0
54	899.5	899.5	52.0	24.0	52.0	183.0	0.0	0.0	0.0	2110.0
55	218.5	218.5	311.0	139.0	311.0	558.0	0.0	0.0	0.0	1756.0
56	697.0	697.0	137.0	62.0	137.0	551.0	0.0	0.0	0.0	2281.0
57	493.0	493.0	200.0	101.0	201.0	1115.0	0.0	0.0	0.0	2603.0
58	863.0	863.0	52.0	24.0	52.0	177.0	0.0	0.0	0.0	2031.0
59	213.0	213.0	311.0	139.0	311.0	680.0	0.0	0.0	0.0	1867.0
60	691.0	691.0	137.0	62.0	137.0	557.0	0.0	0.0	0.0	2275.0
61	546.5	546.5	200.0	101.0	201.0	1043.0	0.0	0.0	0.0	2638.0
62	837.5	837.5	52.0	24.0	52.0	122.0	0.0	0.0	0.0	1925.0
63	660.5	660.5	311.0	139.0	311.0	560.0	0.0	0.0	0.0	2642.0
64	484.5	484.5	137.0	62.0	137.0	541.0	0.0	0.0	0.0	1846.0

Figura A.23: Geração disponível à partir do segundo dia das usinas eólicas do caso toy.

Ratificando que a partir do segundo dia, o período é patamarizado e assim cada período representa um tempo maior e por isso os valores apresentados na figura A.23 são consideravelmente superiores quando comparados com os dados do primeiro dia em A.21 e A.22.

## A.2.6 Usinas Solares

Como as usinas térmicas e eólicas, a decisão da escolha da usina solar foi feita tomando como base a proximidade com a cascata hidráulica. Foram selecionadas 1 usina solar, no submercado nordeste, como pode ser observado na figura A.24 a seguir.

Usinas Solares	
Usinas(1)	Submercado
Verde Vale III	NE

Figura A.24: Usinas solares do caso toy.

Na figura A.25 a seguir, observa-se a potência máxima instalada, tendo assim, uma capacidade máxima de gerar  $14MW$  pelo parque solar do caso toy.

Usinas Solares		
Usinas (1)	Potência (MW)	Submercado
Verde Vale III	14	NE

Figura A.25: Capacidade da usina solar do caso toy.

A geração disponível se encontra no dado de entrada, o qual, no caso oficial, é fornecido de meia em meia hora. Na figura A.26 estão os dados referentes as primeiras até às 12 : 00 do primeiro dia e na figura A.27 constam os dados de geração solar disponível das 12 : 00 às 24 : 00 do primeiro dia.

Geração Disponível da Usina Solar		
Período	Verde Vale III	TOTAL
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	1	1
13	2	2
14	5	5
15	9	9
16	10	10
17	12	12
18	12	12
19	13	13
20	13	13
21	13	13
22	13	13
23	13	13
24	13	13

Figura A.26: Geração disponível na primeira metade do primeiro dia da usina solar do caso toy.

Geração Disponível da Usina Solar		
Período	Verde Vale III	TOTAL
25	13	13
26	13	13
27	12	12
28	12	12
29	11	11
30	10	10
31	9	9
32	7	7
33	5	5
34	2	2
35	1	1
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0

Figura A.27: Geração disponível na segunda metade do primeiro dia da usina solar do caso toy.

E por último, na figura A.28 são apresentados os dados referentes aos dias seguintes até o fim do horizonte.

<b>Geração Disponível da Usina Solar</b>		
<b>Período</b>	<b>Verde Vale III</b>	<b>TOTAL</b>
49	27	27
50	50	50
51	147	147
52	0	0
53	27	27
54	50	50
55	147	147
56	0	0
57	27	27
58	50	50
59	147	147
60	0	0
61	27	27
62	50	50
63	147	147
64	0	0

Figura A.28: Geração disponível à partir do segundo dia da usina solar do caso toy.

Ratificando também, que a partir do segundo dia, o período é patamarizado e assim cada período representa um tempo maior e por isso os valores apresentados na figura A.28 são consideravelmente superiores quando comparados com os dados do primeiro dia em A.26 e A.27.

### **A.3 Rede Elétrica**

A construção da rede elétrica foi uma etapa de extrema complexidade, pois o objetivo era que o caso toy tomasse como base a malha da rede real do sistema. Dessa forma, a escolha inicial foi definir as barras conectadas diretamente com as usinas e em seguida fazer a conexão dessas forma tornando o universo reduzido totalmente conectado e ainda contendo algumas opções de caminhos de transmissão de energia.

### A.3.1 Rede elétrica real considerada

Para conectar todas as usinas hidráulicas, térmicas, eólicas e solares, e ainda garantir algumas opções de escolha do caminho da energia, foram selecionadas 63 barras e 65 linhas no nordeste e 71 barras e 74 linhas no sudeste, totalizando 134 barras e 139 linhas no caso toy, conforme apresentado na figura A.29 a seguir.

Quantidade de linhas e barras		
Local	Número de Linhas	Número de Barras
SE	74	71
NE	65	63
TOTAL	139	134

Figura A.29: Número de linhas e barras por submercado da rede elétrica do caso toy.

Cada linha possui uma restrição de limite de fluxo, conforme pode ser observada nas figuras A.30, A.31, A.32 e A.33 a seguir. A numeração das barras e os respectivos limites de fluxo apresentados são exatamente iguais ao caso oficial, ou seja, representa de forma real o limite de fluxo existente na prática.

Limites de Fluxo nas Linhas					Limites de Fluxo nas Linhas				
Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)	Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)
1	SE	90	2590	370	21	SE	320	3008	2598
2	SE	90	3032	747	22	SE	326	367	699
3	SE	147	3032	747	23	SE	326	396	866
4	SE	147	3966	1132	24	SE	381	304	400
5	SE	149	90	747	25	SE	381	380	450
6	SE	216	396	699	26	SE	382	381	150
7	SE	217	216	717	27	SE	382	399	125
8	SE	218	118	225	28	SE	382	4074	182
9	SE	218	234	639	29	SE	390	1505	400
10	SE	220	217	853	30	SE	391	380	1123
11	SE	220	219	853	31	SE	391	1505	400
12	SE	226	118	225	32	SE	760	3714	219
13	SE	226	760	438	33	SE	766	226	299
14	SE	226	3023	251	34	SE	766	768	195
15	SE	228	219	225	35	SE	768	2979	50
16	SE	228	3723	221	36	SE	2590	8910	112
17	SE	233	320	1905	37	SE	2590	8911	112
18	SE	234	233	1050	38	SE	3008	4049	2533
19	SE	308	367	699	39	SE	3023	3017	180
20	SE	320	390	2598	40	SE	3310	3313	57

Figura A.30: Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 1 a 40.

Limites de Fluxo nas Linhas					Limites de Fluxo nas Linhas				
Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)	Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)
41	SE	3310	3317	95	61	SE	4074	4073	96
42	SE	3313	3329	47	62	SE	4095	1563	160
43	SE	3317	3332	95	63	SE	4095	4097	375
44	SE	3329	3338	110	64	SE	4098	308	1100
45	SE	3330	3332	114	65	SE	4098	4097	375
46	SE	3344	149	853	66	SE	4101	3330	114
47	SE	3345	3338	150	67	SE	4101	4100	63
48	SE	3345	3344	150	68	SE	4101	4180	63
49	SE	3714	2990	219	69	SE	4182	1563	95
50	SE	3723	766	298	70	SE	4182	4100	50
51	SE	3725	2990	219	71	SE	4182	4180	50
52	SE	3725	3740	210	72	SE	4350	4049	3464
53	SE	3966	3977	1793	73	SE	4571	766	637
54	SE	4037	4038	125	74	SE	4571	3714	637
55	SE	4038	4041	125	75	NE	5001	5022	900
56	SE	4041	4039	117	76	NE	5001	5050	2187
57	SE	4066	3008	300	77	NE	5001	5060	2937
58	SE	4066	4037	125	78	NE	5001	5100	1299
59	SE	4069	4068	132	79	NE	5003	5001	600
60	SE	4073	4069	95	80	NE	5003	5011	90

Figura A.31: Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 41 a 80.

Limites de Fluxo nas Linhas					Limites de Fluxo nas Linhas				
Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)	Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)
81	NE	5003	5013	108	101	NE	5091	5101	498
82	NE	5003	5014	108	102	NE	5101	5100	600
83	NE	5003	5015	288	103	NE	5101	5121	251
84	NE	5003	5029	9999	104	NE	5121	5210	251
85	NE	5003	5091	174	105	NE	5210	5220	180
86	NE	5003	6200	9999	106	NE	6060	6061	900
87	NE	5003	6201	9999	107	NE	6060	6070	2962
88	NE	5003	6202	9999	108	NE	6061	6334	295
89	NE	5004	5001	600	109	NE	6070	6071	900
90	NE	5004	5005	9999	110	NE	6071	6341	251
91	NE	5004	5006	80	111	NE	6171	6173	150
92	NE	5004	5016	288	112	NE	6195	6205	9999
93	NE	5004	5028	9999	113	NE	6200	5009	90
94	NE	5004	5091	348	114	NE	6201	5010	90
95	NE	5028	5032	144	115	NE	6202	5012	108
96	NE	5029	5030	144	116	NE	6204	6171	179
97	NE	5050	5051	275	117	NE	6204	6205	100
98	NE	5050	5054	275	118	NE	6291	6341	251
99	NE	5060	5061	1110	119	NE	6291	6738	250
100	NE	5060	5100	1000	120	NE	6300	5050	2165

Figura A.32: Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 81 a 120.

Limites de Fluxo nas Linhas				
Linha	Submercado	Barra DE	Barra PARA	Capacidade (MVA)
121	NE	6300	6294	800
122	NE	6300	6500	2165
123	NE	6301	6300	300
124	NE	6301	6311	350
125	NE	6311	6313	100
126	NE	6311	6501	817
127	NE	6313	6314	83
128	NE	6334	6336	120
129	NE	6334	6351	251
130	NE	6341	6342	55
131	NE	6349	4350	3464
132	NE	6358	6171	671
133	NE	6358	6349	300
134	NE	6358	6351	9999
135	NE	6370	6336	21
136	NE	6500	6070	2156
137	NE	6501	6500	300
138	NE	6738	6739	120
139	NE	6739	6074	9999

Figura A.33: Limites de fluxos nas linhas de transmissão de 120 a 139.

O modelo além de ter que respeitar os limites de fluxo nas linhas, precisa também respeitar o limite de somatórios de fluxos, chamada de DREF. Como esse caso toy foi

tomado como base de um caso real, no entanto reduzido, algumas restrições de somatório de fluxo deixaram de ter mais de uma linha na sua restrição, permanecendo apenas aquelas linhas existente no caso toy. Essas restrições podem ser observadas no caso disponibilizado em CERQUEIRA (2023).

### **A.3.2 Resumo da rede elétrica**

No entanto, como sempre haverá uma linha onde o seu limite de fluxo é o mais restrito num caminho de fluxo entre barras que possuem carga. Na figura A.34 tem-se a representação da malha da rede elétrica considerando o mapa com as barras que possuem carga ou estão conectadas diretamente a uma usina. Essa figura é uma representação da rede para ficar de forma visual a malha, dado que existem 139 no caso toy e ficaria muito poluído colocar todas essas barras e linhas numa imagem.

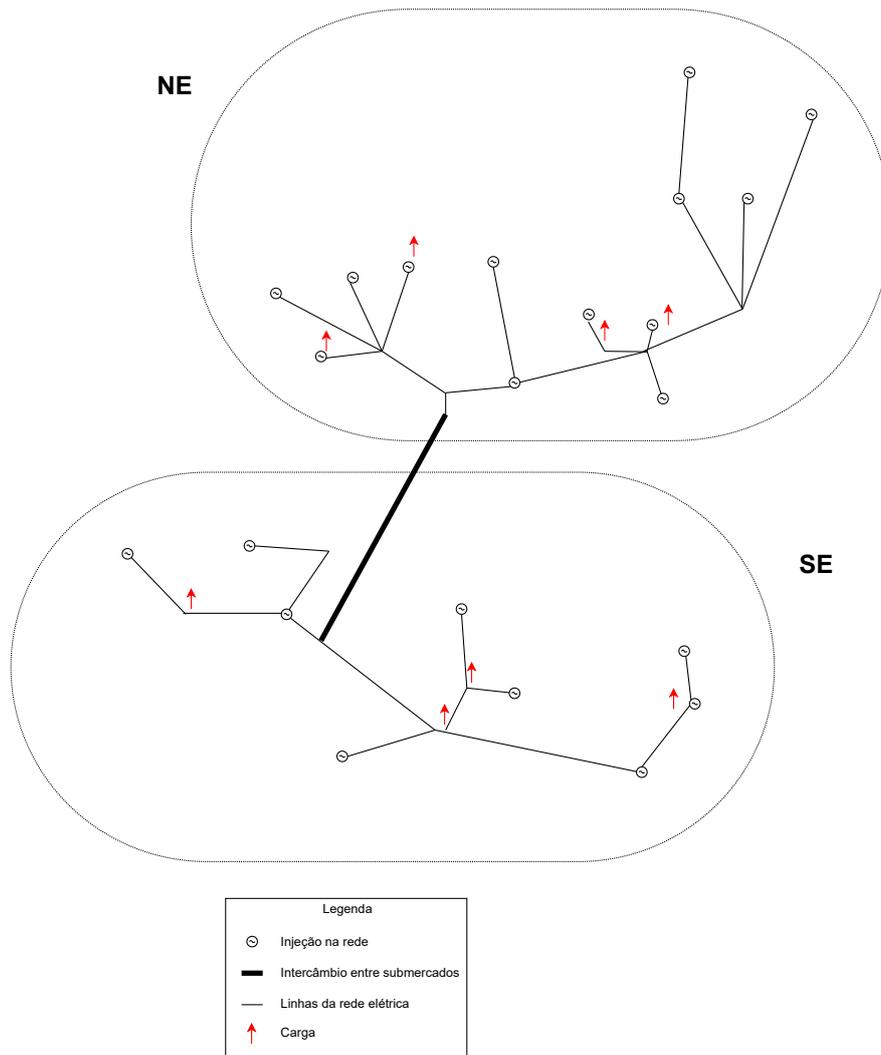


Figura A.34: Representação da malha da rede elétrica com as barras ou que possuem carga ou que estão conectadas em usinas, linhas de transmissão e cargas atuantes.

Vale ressaltar que o modelo está considerando todas as linhas como definido em A.3.1 e essa malha reduzida, aqui explicitada, tem por objetivo apenas facilitar a visualização do leitor da malha da rede elétrica considerada. Os limites de fluxo da rede foram considerados conforme apresentado em A.3.1.

## A.4 Restrições do Caso Toy

Nos capítulos a seguir, serão apresentados as restrições operativas das usinas hidrelétricas, A.4.1, restrições operativas das usinas térmicas, A.4.2, restrições de somatório de fluxo - DREF, ??, restrições elétricas especiais, ??, restrições de segurança, A.4.3, restrições de balanço hídrico, A.4.4 e restrições de atendimento a demanda, A.4.5, onde serão apresentados as cargas que cada barra possui e também a carga de cada submercado, usado quando o caso considerado não possui rede elétrica.

### A.4.1 Restrições operativas de usinas hidrelétricas

As restrições reais existentes, para as usinas hidráulicas selecionadas do caso toy, foram mantidas conforme definido no dado de entrada do caso oficial. Nas figuras A.40, A.36 e A.37 serão apresentados as restrições de tempo viagem, taxa de desvio de água e volumes de espera, respectivamente.

Tempo de Viagem		
Usina de montante	Usina de jusante	Tempo (horas)
Retiro Baixo	Três Marias	12
Três Marias	Sobradinho	360
Queimado	Sobradinho	360
Sobradinho	Itaparica	60
Itaparica	Moxotó	3
Paulo Afonso 123	Xingó	3
Paulo Afonso 4	Xingó	3

Figura A.35: Tempo de viagem entre as usinas de montante e jusante.

<b>Taxa de Desvio de Água</b>	
<b>Usina</b>	<b>Taxa (m<sup>3</sup>/s)</b>
Três Marias	8.0
Queimado	1.3
Sobradinho	83.8
Moxotó	2.6
Paulo Afonso 123	0.1
Xingó	0.1
Itaparica	83.2

Figura A.36: Taxa de desvio de água.

<b>Volume de Esepra</b>	
<b>Usina de montante</b>	<b>Volume (%)</b>
Três Marias	2.15
Queimado	7.70
Sobradinho	1.45
Itaparica	15.00

Figura A.37: Volume de espera dos reservatórios.

Adicionalmente, há ainda as restrições de limite e variação das usinas. Na figura A.38 tem-se as restrições de limite para vazão vertida mínima e máxima, vazão defluente mínima e máxima e limite inferior da altura do reservatório.

Restrições Operativas Hidráulicas de Limite						
Usina	Variável	Limítrofe	Valor	Início da Restrição	Fim da Restrição	Fator de participação
Queimado	Vazão vertida (m3/s)	Inferior	1.00	I	F	1
Queimado	Vazão vertida (m3/s)	Superior	7.00	I	F	1
Queimado	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	8.80	I	F	1
Queimado	Vazão defluente total (m3/s)	Superior	204.00	I	F	1
Três Marias	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	600.00	I	5	1
Três Marias	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	415.00	5	F	1
Sobradinho	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	800.00	I	F	1
Sobradinho	Vazão defluente total (m3/s)	Superior	8000.00	I	F	1
Xingó	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	1100.00	I	F	1
Xingó	Vazão defluente total (m3/s)	Superior	8000.00	I	F	1
Retiro Baixo	Vazão defluente total (m3/s)	Inferior	27.67	I	F	1
Itaparica	Nível do reservatório (m)	Inferior	300.66	I	F	1

Figura A.38: Limites mínimos e máximos das restrições operativas de vazão vertida, vazão defluente e altura do reservatório.

Vale ressaltar a nomenclatura apresentada, onde nas colunas de início e fim da restrição, os termos *I* e *F* representam o início e o fim do caso, respectivamente. Adicionalmente, pode ocorrer limitações diferentes para determinados períodos, conforme para a usina de Três Marias onde até a 5 hora do dia possui um limite inferior de  $600m/s$  e a partir desse momento passa a ter um limite menor, de  $415m/s$ .

Já na figura A.39 tem-se a restrição existente de variação da vazão defluente da usina Xingó.

Restrições Operativas Hidráulicas de Variação					
Usina	Variável	Valor	Início da Restrição	Fim da Restrição	Valor
Xingó	Vazão defluente total (m3/s)	300	I	F	1

Figura A.39: Limite de variação da vazão defluente.

### A.4.2 Restrições operativas de usinas termelétricas

No caso disponibilizado em CERQUEIRA (2023) consta com todas as restrições de geração mínima e máxima de cada unidade térmica, trajetórias, rampas, tempo mínimo ligado e desligado, dentre outras restrições.

### A.4.3 Restrições de segurança

As restrições de segurança podem ser por tabela ou por lineares por parte, LPP, como apresentado em 4.12.5 e 4.12.6. Como o caso possui várias restrições de segurança de ambas metodologias, será apresentado apenas um exemplo de restrição de segurança por tabela, conforme figura xxx a seguir.

Tempo de Viagem		
Usina de montante	Usina de jusante	Tempo (horas)
Retiro Baixo	Três Marias	12
Três Marias	Sobradinho	360
Queimado	Sobradinho	360
Sobradinho	Itaparica	60
Itaparica	Moxotó	3
Paulo Afonso 123	Xingó	3
Paulo Afonso 4	Xingó	3

Figura A.40: Tempo de viagem entre as usinas de montante e jusante.

Nesse exemplo há 3 parâmetros que vão restringir a DREF 9092: carga do sistema via dado de entrada e o fluxo nas DREF 9093 e 9073, os quais são resultados de saída do modelo. Dessa forma, o modelo avalia o limite com base na operação definida e então verifica se o resultado de fluxo na DREF 9092 está acima ou abaixo para verificar a necessidade de uma nova iteração limitando esse fluxo.

No capítulo 4.12 estão as restrições existentes da rede elétrica e no capítulo 4.14

estão as explicações do processo iterativo existente para a consideração das restrições de segurança que o modelo utiliza.

#### **A.4.4 Balanço hídrico**

O balanço hídrico deve ser atendido em cada usina, conforme foi apresentado em 4.4.6. Vale apenas reforçar que a cascata começa no sudeste e termina no nordeste. Assim, as usinas Três Marias e Sobradinho fazem essa ligação entre submercados dado que a primeira está no sudeste e a outra no nordeste.

#### **A.4.5 Atendimento a demanda**

A demanda é um dado de entrada e pode ser fornecido de duas formas: ou por carga nas barras ou por carga por submercado. Quando o caso foi considerado tendo rede elétrica, a demanda é dada pela carga definidas nas barras. Já quando o caso foi considerado como não tendo rede elétrica, a demanda é dada por submercado.

O caso toy padrão foi construído tomando como base contendo rede elétrica no primeiro dia e por tanto, para esse dia a demanda é definida de acordo com as cargas atuantes nas barras do caso. Nos dias seguintes, a demanda é dada pelo submercado. O limite de intercâmbio entre os submercados é considerado, mesmo o caso tendo rede elétrica.

Todas as demandas em cada barra e em cada período podem ser encontradas no link do caso disponibilizado, CERQUEIRA (2023).

No período que há a consideração da rede elétrica, o modelo respeitará a demanda que há em cada barra e por consequência a demanda do somatório de carga nas barras no seu respectivo submercado.

A demanda por submercado que o modelo terá que atender pode ser observada nas figuras A.41 e A.42 a seguir, onde estão apenas as cargas no primeiro dia do submercado

Sudeste. As demais cargas dos dias seguintes e do submercado Nordeste podem ser obtidas em CERQUEIRA (2023).

Demandas no Submercado Sudeste		
Período	Sumercado	Demanda (MW)
1	SE	171964
2	SE	170127
3	SE	167895
4	SE	166008
5	SE	164048
6	SE	163764
7	SE	162975
8	SE	162778
9	SE	162679
10	SE	163715
11	SE	167118
12	SE	170,04
13	SE	158338
14	SE	158372
15	SE	117139
16	SE	118329
17	SE	353582
18	SE	354539
19	SE	354568
20	SE	355005
21	SE	356361
22	SE	358207
23	SE	120,03
24	SE	119796

Figura A.41: Carga no submercado Sudeste nas primeiras 12 horas do primeiro dia.

Demandas no Submercado Sudeste		
Período	Sumercado	Demanda (MW)
25	SE	118907
26	SE	118974
27	SE	119997
28	SE	121865
29	SE	123488
30	SE	124311
31	SE	125468
32	SE	127358
33	SE	129,26
34	SE	128214
35	SE	375731
36	SE	378,42
37	SE	382318
38	SE	392966
39	SE	396261
40	SE	394947
41	SE	398169
42	SE	399,18
43	SE	142203
44	SE	140157
45	SE	132351
46	SE	129,36
47	SE	126,09
48	SE	123599

Figura A.42: Carga no submercado Sudeste nas últimas 12 horas do primeiro dia.

Vale ratificar que no primeiro dia a demanda ativa será aquela definida nas barras e a partir do segundo dia o que consta definido da demanda por submercado.

#### A.4.6 Dados de entrada das unidades com relação ao UCH

Como não existe atualmente todos esses dados fornecidos de forma oficial, tanto para os casos oficiais quanto para o caso toy, foram considerados valores para cada informação necessária para consideração do UCH, conforme pode ser observado na figura A.43, onde estão definidos as considerações gerais.

Item	Consideração
Usina com UCH	Todas as usinas
Unidade pode considerar operar em vazio	Todas as unidades
Período considerando UCH	Até o fim do horizonte

Figura A.43: Dados de entrada gerais considerados para UCH do caso toy.

Na figura A.44 estão definidas os valores de cada parâmetro estabelecido para todas as unidades, sendo todas as unidades possuindo tempo mínimo ligado e desligado de 5 horas, respectivamente, e começam o estudo ligadas, logo o status da unidade recebe valor unitário, mas com tempo de permanência de 10 horas, sendo maior que o tempo mínimo estabelecido. Ou seja, o modelo está livre para decidir se mantém a unidade ligada ou se a desligada, sem nenhum custo associado ou violação de alguma restrição. Os custos de partida ligado e vazio, e consumo de água em vazio foram considerados nulos. Além disso, o limite de mudanças de status para vazio foi considerado dois, ou seja, o modelo poderá transitar para operar em vazio em até duas vezes durante o horizonte de estudo.

Item	Valor Considerado
<b>Ton</b>	<b>3 horas</b>
<b>Toff</b>	<b>3 horas</b>
<b>Status inicial</b>	<b>Ligado</b>
<b>Tempo de permanência</b>	<b>10 horas</b>
<b>Custo de partida ligado</b>	<b>0</b>
<b>Custo de partida vazio</b>	<b>0</b>
<b>Consumo de água</b>	<b>0</b>
<b>Limite de mudanças de estado para vazio</b>	<b>3</b>

Figura A.44: Valores dos dados de entrada considerados do UCH das unidades geradoras hidráulicas do caso toy.

Adicionalmente, conforme figura A.45 a seguir, a geração máxima e o turbinamento máximo foi considerado de acordo com o que foi definido no dado de entrada hidráulico já existente no arquivo binário hydr.dat. Além disso, foi estipulado que o turbinamento mínimo é nulo e a geração mínima recebe o valor de 10% do valor da sua geração máxima.

Item	Valor Considerado
<b>Geração mínima</b>	<b>10% da geração máxima</b>
<b>Geração máxima</b>	<b>Dado de entrada (hydr.dat)</b>
<b>Turbinamento mínimo</b>	<b>0</b>
<b>Turbinamento máximo</b>	<b>Dado de entrada (hydr.dat)</b>

Figura A.45: Valores de geração e turbinamento mínimos e máximos considerados das unidades geradoras hidráulicas do caso toy.

O valor definido de 10% para geração mínima foi estabelecida a partir de conversas com ONS como sendo uma ordem de grandeza adequada para uma análise do impacto do

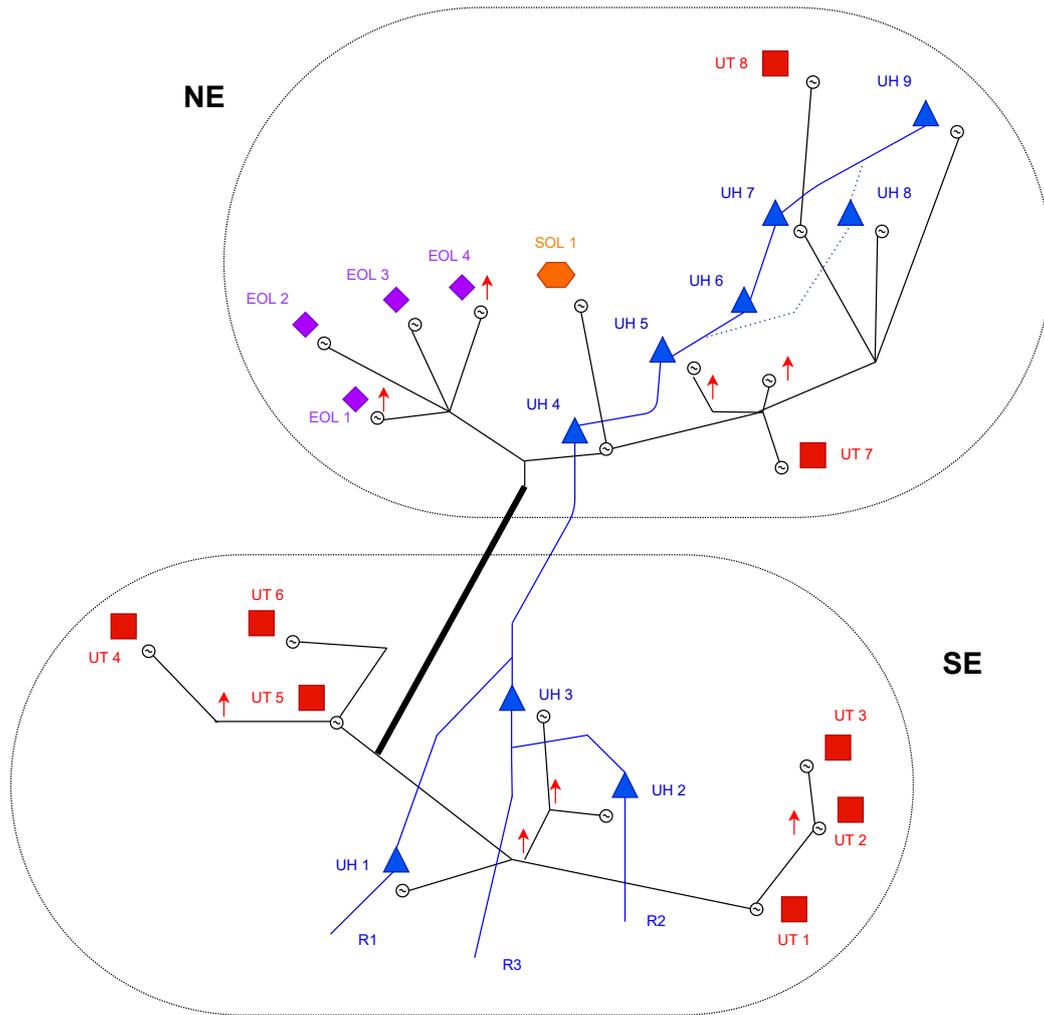
UCH na operação do sistema elétrico nacional. Já a definição do turbinamento mínimo nulo, foi em função da existência de algumas restrições operativas, como por exemplo régua 11, e que complicariam a análise sem o seu devido valor real.

## **A.5 Resumo do universo do Caso Toy**

Dessa forma, foram consideradas 9 usinas hidrelétricas com 52 unidades geradoras hidráulicas, 8 usinas térmicas com 44 unidades geradoras térmicas, 9 usinas eólicas, 1 usina solar, 139 linhas e 134 barras no problema, considerando uma discretização semi-horária no primeiro dia e com patamares cronológicos a partir do segundo dia, tendo um horizonte de 5 dias, sendo 48 períodos no primeiro dia e 16 períodos distribuídos nos 4 dias seguintes. Além disso, o caso foi considerado com rede elétrica no primeiro dia, UCT e UCH em todo o horizonte de estudo.

### **A.5.1 Mapa do Caso Toy**

Para fins de visualização foi desenvolvido uma esquema ilustrativo representando o universo do caso toy proposto. Como pode ser observado na figura A.46 a seguir, há a representação dos submercados Sudeste e Nordeste com as suas respectivas usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e solares, sendo todas conectadas por barras e linkadas pela malha da rede elétrica com as linhas de transmissão. As linhas em azul representam os rios do caso, as linhas finas em preto são as linhas de transmissão e a linha mais grossa o intercâmbio entre os submercados.



Legenda	
	Hidrelétrica
	Termelétrica
	Eólica
	Solar
	Injeção na rede
	Intercâmbio entre submercados
	Linhas da rede elétrica
	Trecho de rio
	Carga

Componentes do Sistema			
UH 1 - Queimado	UT 1 - Juiz de Fora	EOL 1 - Caetitê	SOL 1 - Verde Vale III
UH 2 - Retiro Baixo	UT 2 - Termomacaé	EOL 2 - Complexo de Macaúba	R1 - Rio Preto
UH 3 - Três Marias	UT 3 - Viana	EOL 3 - Morro do Chapéu	R2 - Rio Paraopeba
UH 4 - Sobradinho	UT 4 - Palmeiras	EOL 4 - Complexo Ventos da Bahia	R3 - Rio São Francisco
UH 5 - Itaparica	UT 5 - Goiânia II		
UH 6 - Moxotó	UT 6 - Xavantes		
UH 7 - Paulo Afonso 123	UT 7 - Petrolina		
UH 9 - Xingó	UT 8 - Campo Grande		

Figura A.46: Mapa resumido dos submercados, usinas, rede elétrica e cargas atuantes nas barras.

Adicionalmente, está representado com uma seta em vermelho as cargas atuantes nas barras, nós do grafo, onde para o caso com rede elétrica é a demanda a ser atendida.

### A.5.2 Quantidade de variáveis e restrições do Caso Toy

Considerando toda a formulação apresentada em 4, 5 e 6, além da quantidade de usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e solares, as unidades hidráulicas e térmicas, quantidade de barras e linha e todas as restrições existente no caso toy apresentada em A, é possível definir a quantidade de variáveis binária e contínuas e também a quantidade de restrições com variáveis binárias e contínuas, conforme constam nas figuras A.47 e A.48, respectivamente.

Quantidade de Variáveis						
Caso Toy	UCH	Número de dias	Número de períodos	Variáveis contínuas	Variáveis Binárias	Totais de Variáveis
04/04/2022	Não	5	64	73.921	14.976	88.897
04/04/2022	Sim	5	64	87.233	21.632	108.865

Figura A.47: Quantidade de variáveis binárias e contínuas no caso toy.

Quantidade de Restrições e Elementos							
Caso	UCH	Número de dias	Número de períodos	Restrições Contínuas	Restrições Binárias	Total de Restrições	Elementos
04/04/2022	Não	5	64	6.827	27.739	34.566	283.791
04/04/2022	Sim	5	64	34.763	38.464	73.227	443.745

Figura A.48: Quantidade de restrições com variáveis binárias e contínuas, e elementos no caso toy.

### **A.5.3 Consideração dos dados relacionados ao UCH**

Todas as unidades foram consideradas ligadas inicialmente, já tendo cumprido o tempo mínimo ligado, sem custos de partida ou consumo de água em vazio. As unidades podem operar em vazio, tendo um limite máximo de três vezes pra mudança de status para vazio. Além disso, a geração e turbinamento máximo foram consideradas de acordo com o dado de entrada já fornecido no arquivo hidráulico (hidr.dat), e as a geração e turbinamento mínimo foram determinados como 10% da geração máxima e nula, respectivamente.

# Apêndice B

## Resultados com base no Caso Toy

Como base no caso toy construído e que foi detalhado em A, serão feitas basicamente três tipos de análises como listado a seguir.

1. Análises com a estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP, B.1
2. Análises com a estratégia considerando a restrição de simetria, B.2
3. Análises com respeito a metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes, B.3

O primeiro item, B.1, tem por objetivo avaliar resultados considerando a estratégia atual com a incorporação do UCH na execução do MILP no processo iterativo e assim poder analisar as diferenças da operação das unidades geradoras hidráulicas. Os itens seguintes são metodologias desenvolvidas com o objetivo de reduzir o tempo computacional. A metodologia e a formulação matemática segue o que foi apresentado em 7.

Adicionalmente, no capítulo B.5 serão apresentados a geração total de cada usina hidráulica, bem como o armazenamento inicial e final do horizonte dos reservatórios das usinas hidrelétricas, e assim sendo uma informação importante para comparação em estudos futuros.

Os resultados de saída com base no metodologia considerando UCH estão no caso público disponibilizado em CERQUEIRA (2023).

## **B.1 Análises com a estratégia atual considerando UCT e UCH via MILP**

Nesse capítulo serão apresentados os resultado ao executar o caso toy considerando para todas as unidades tendo UCH, onde o tempo mínimo ligado e desligado de 3 horas, geração mínima sendo 10% da geração máxima, turbinamento mínimo nulo, geração e turbinamento máximo conforme definido no dado de entrada (hydr.dat), toda unidade podendo operar em vazio, mas sem custos de acionamento para ligar ou colocar operando em vazio, sem consumo de água ao operar em vazio, e podendo mudar o status para vazio apenas 3 vezes, conforme detalhado em A.4.6.

### **B.1.1 Resultados do caso toy do submercado Sudeste**

No gráfico B.1 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Sudeste. Já o gráfico B.2 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Sudeste.

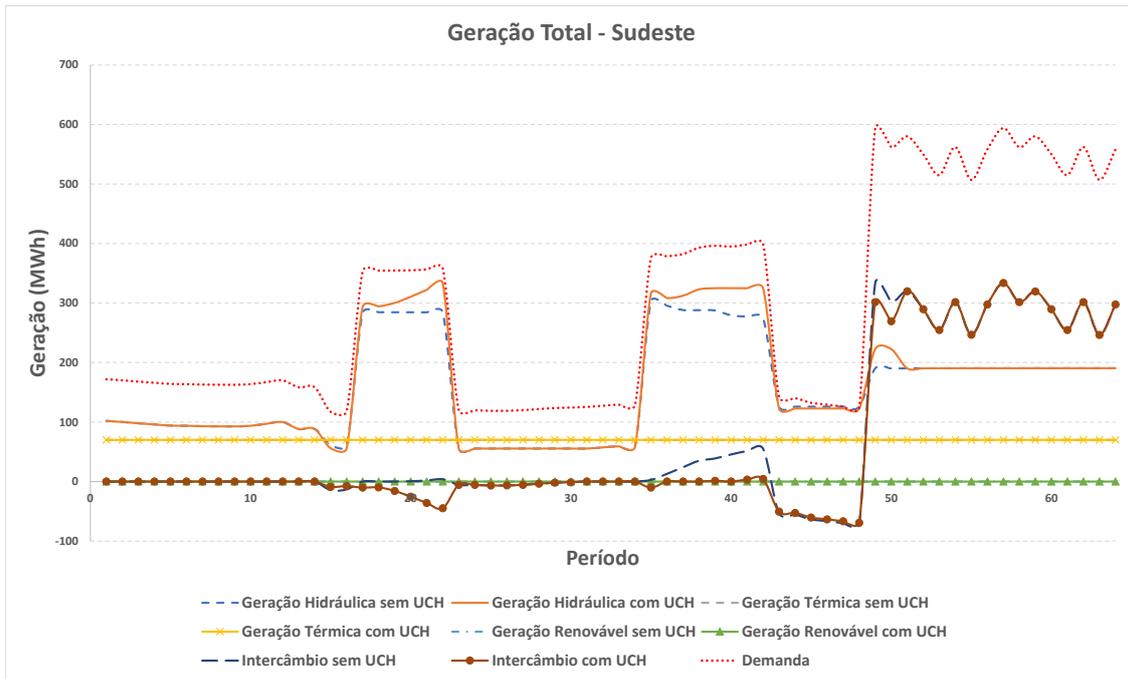


Figura B.1: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste.

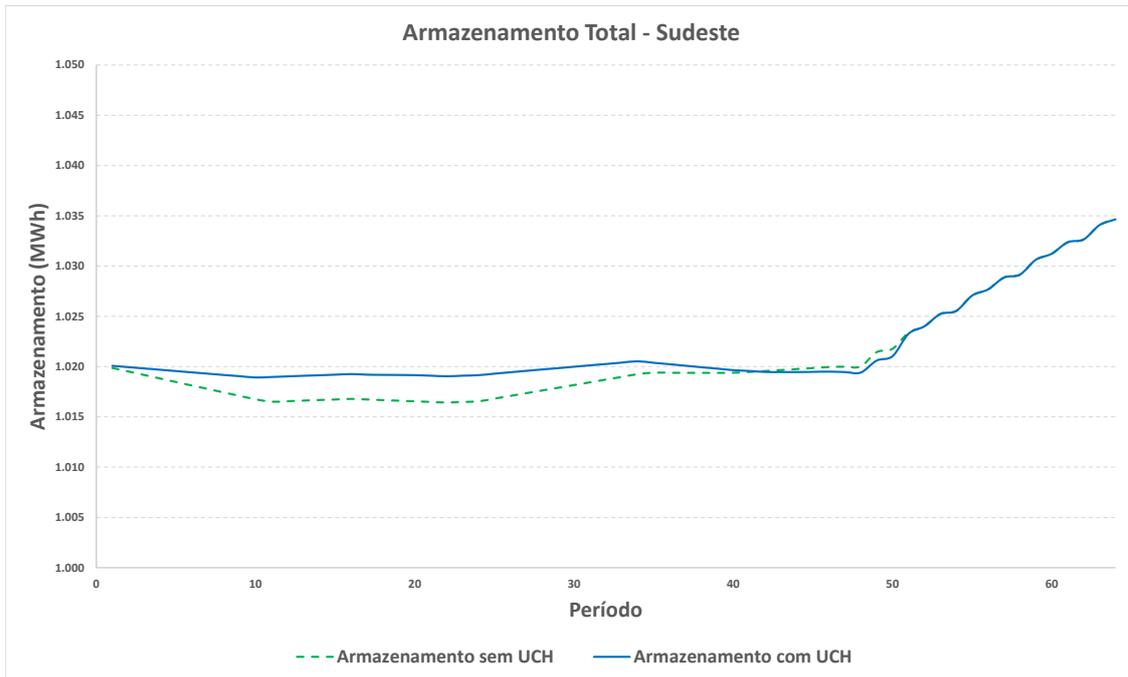


Figura B.2: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.1.2 Resultados do caso toy do submercado Nordeste

No gráfico B.3 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Nordeste. Já o gráfico B.4 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Nordeste.

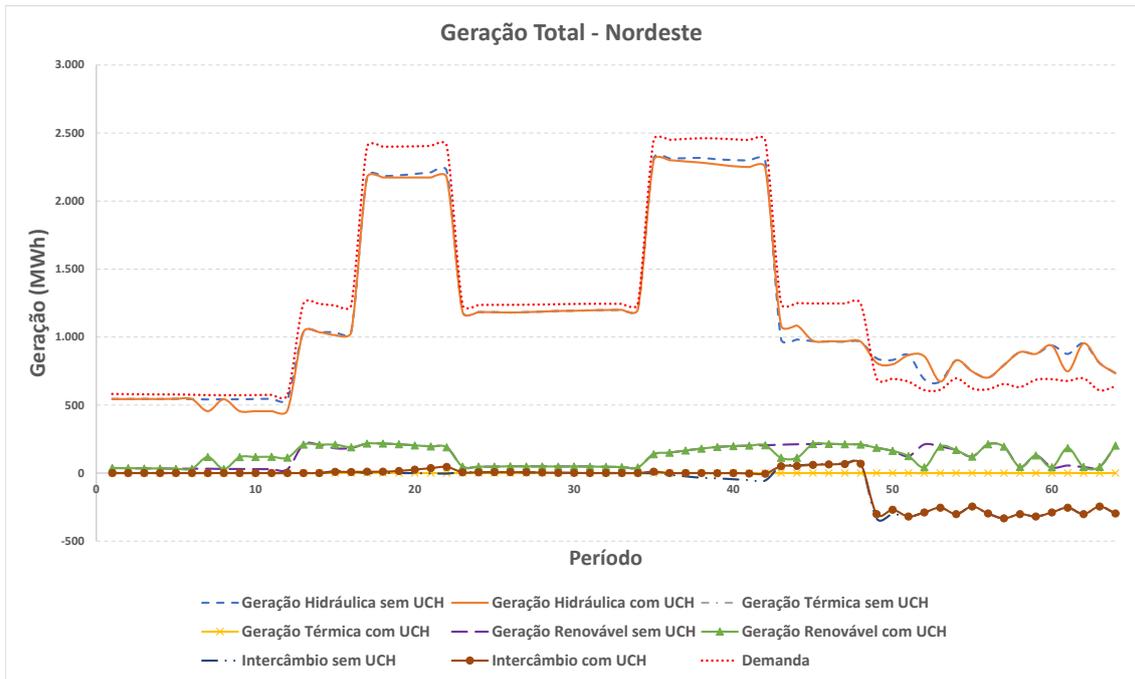


Figura B.3: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste.

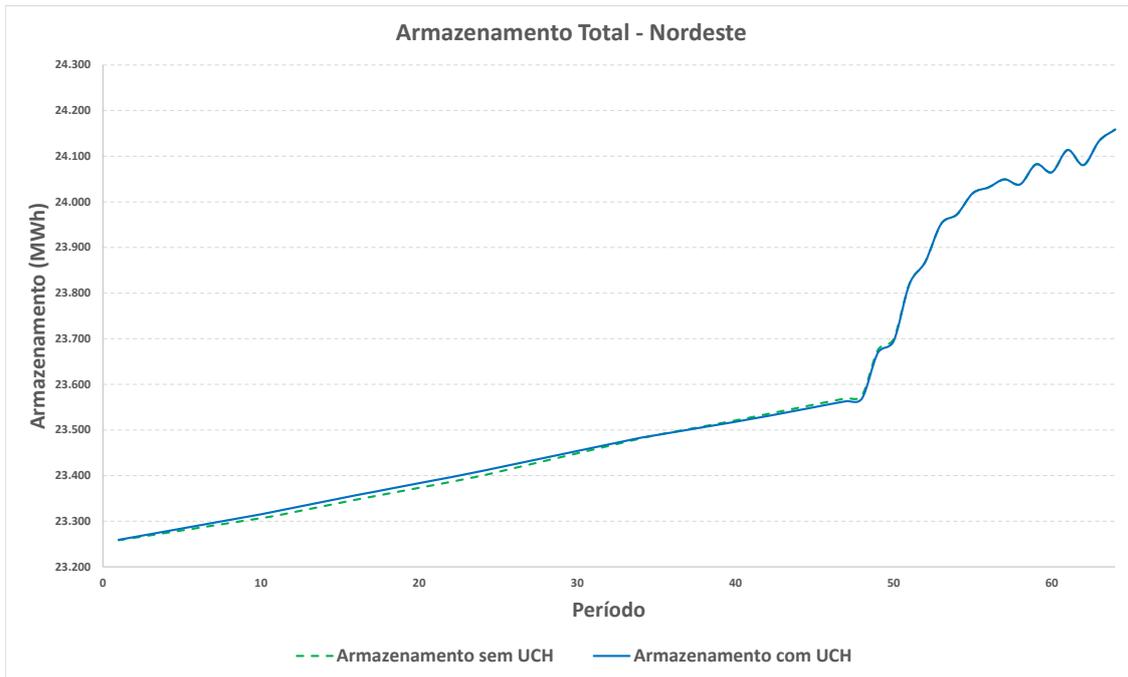


Figura B.4: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Nordeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.1.3 Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN

No gráfico B.5 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além da

demanda do SIN. Já o gráfico B.6 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do SIN.

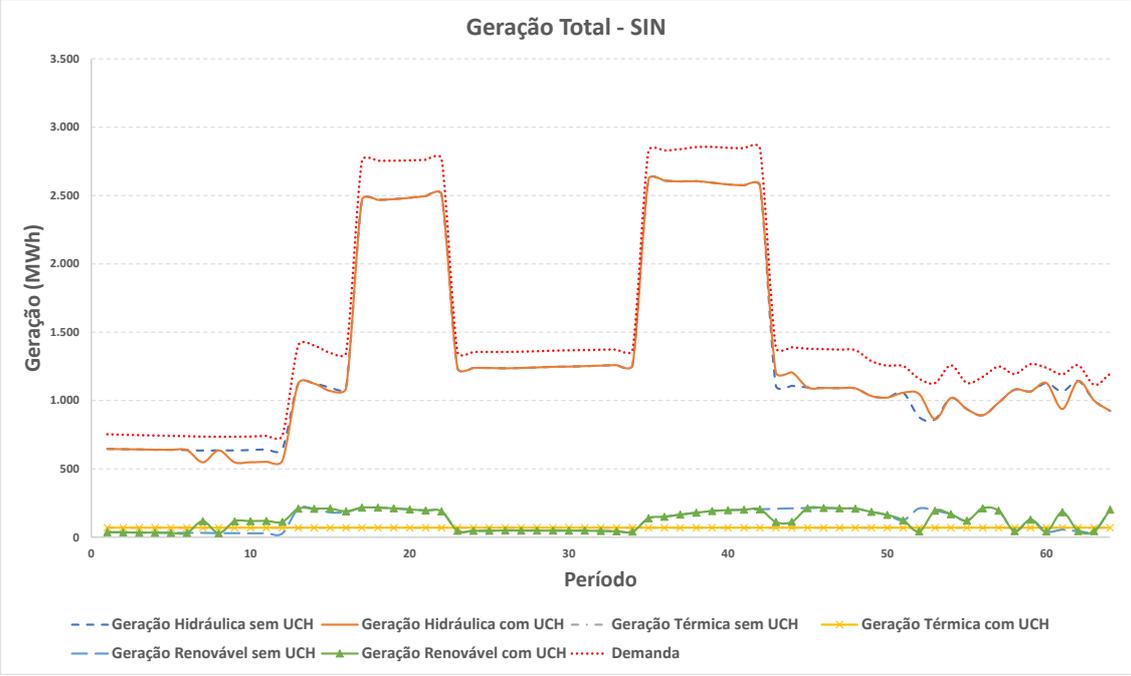


Figura B.5: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN.

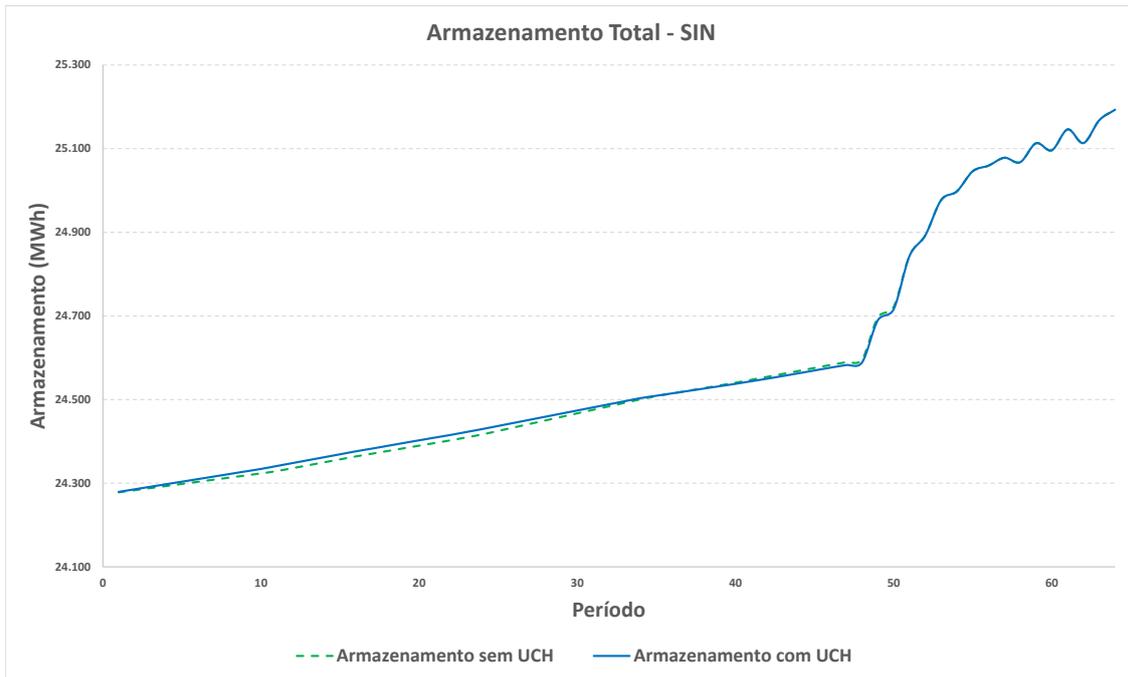


Figura B.6: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por uma variação da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

## B.2 Análises com a estratégia considerando a restrição de simetria

As condições iniciais e parâmetros do UCH foram considerados conforme detalhado no capítulo A.4.6.

## B.2.1 Resultados do caso toy do submercado Sudeste

No gráfico B.7 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Sudeste. Já o gráfico B.8 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Sudeste.

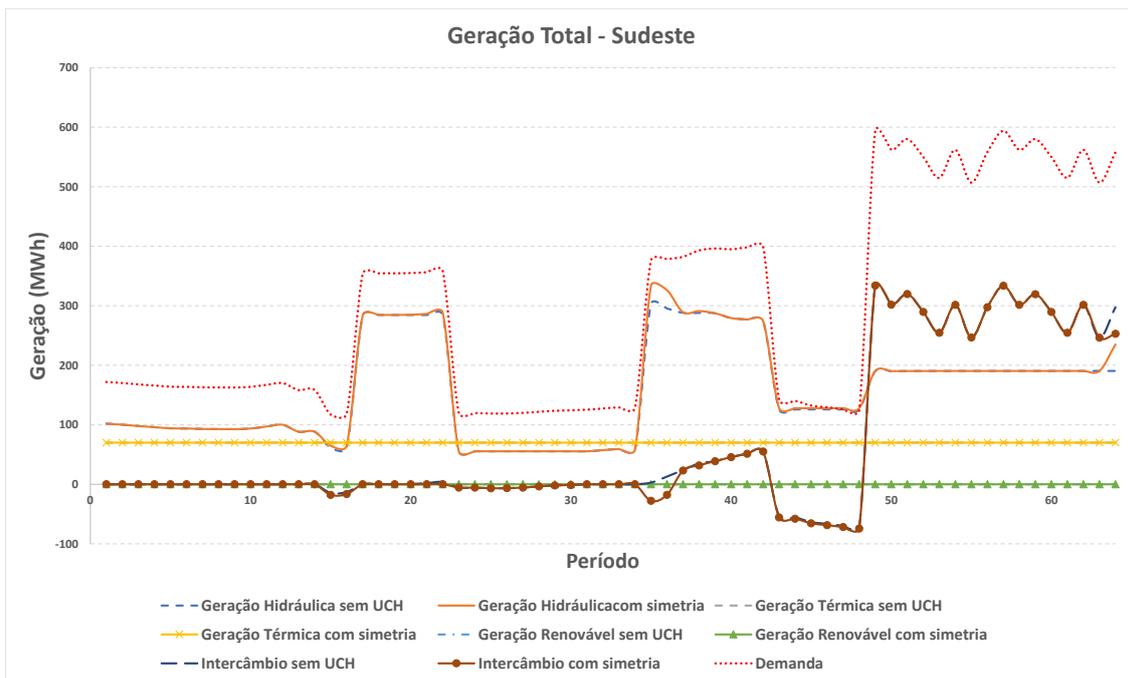


Figura B.7: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste.

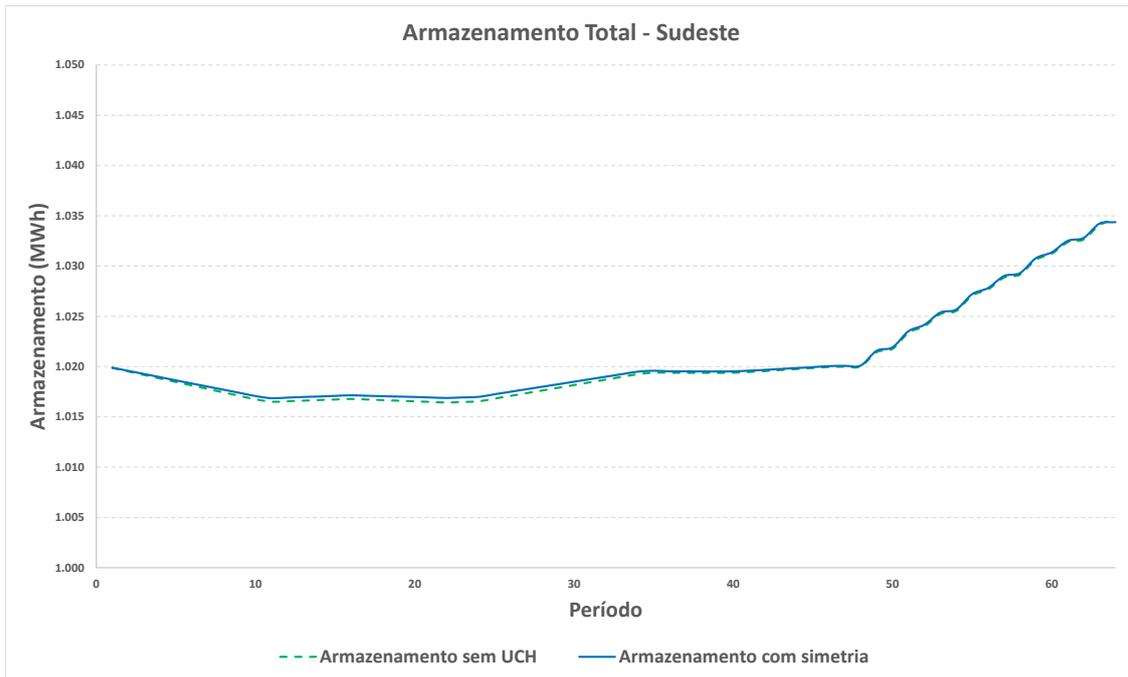


Figura B.8: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH com a incorporação das restrições de simetria, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

## B.2.2 Resultados do caso toy do submercado Nordeste

No gráfico B.9 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Nordeste. Já o gráfico B.10 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Nordeste.

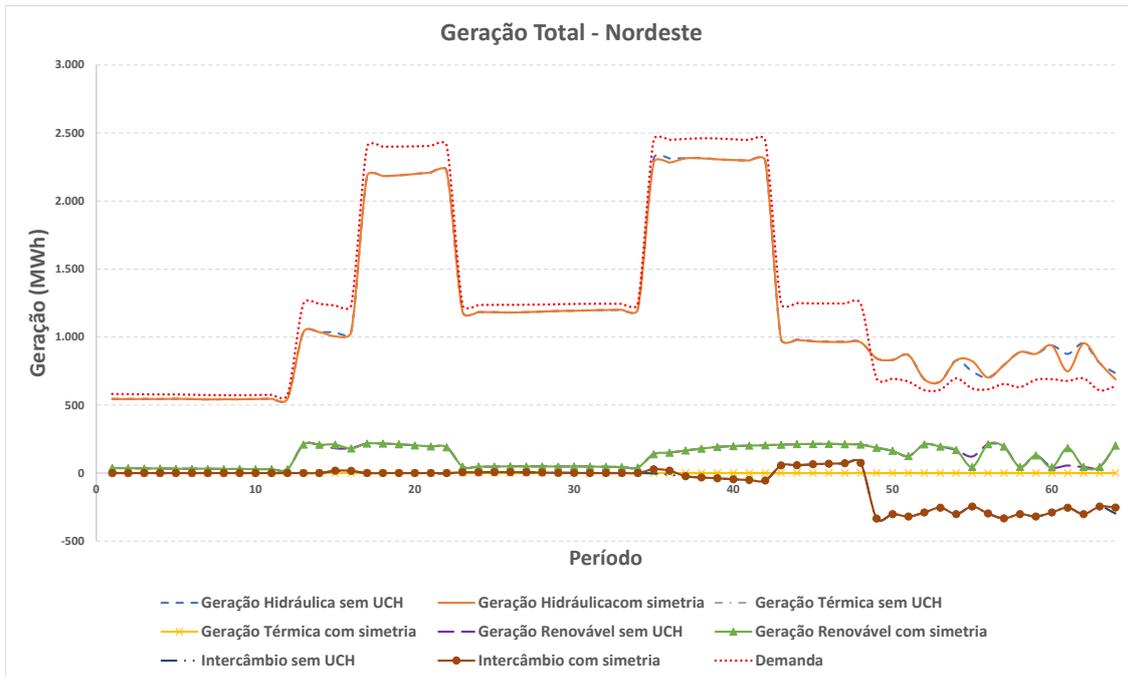


Figura B.9: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste.

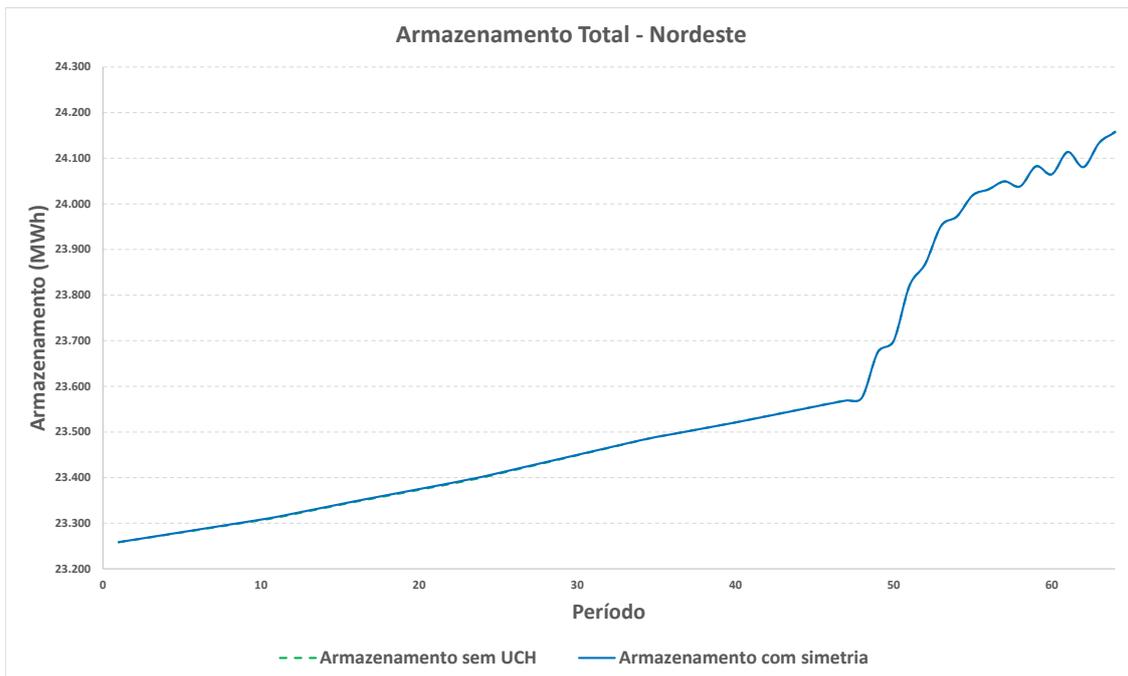


Figura B.10: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Nordeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH com a incorporação das restrições de simetria, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.2.3 Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN

No gráfico B.11 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além da

demanda do SIN. Já o gráfico B.12 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do SIN.

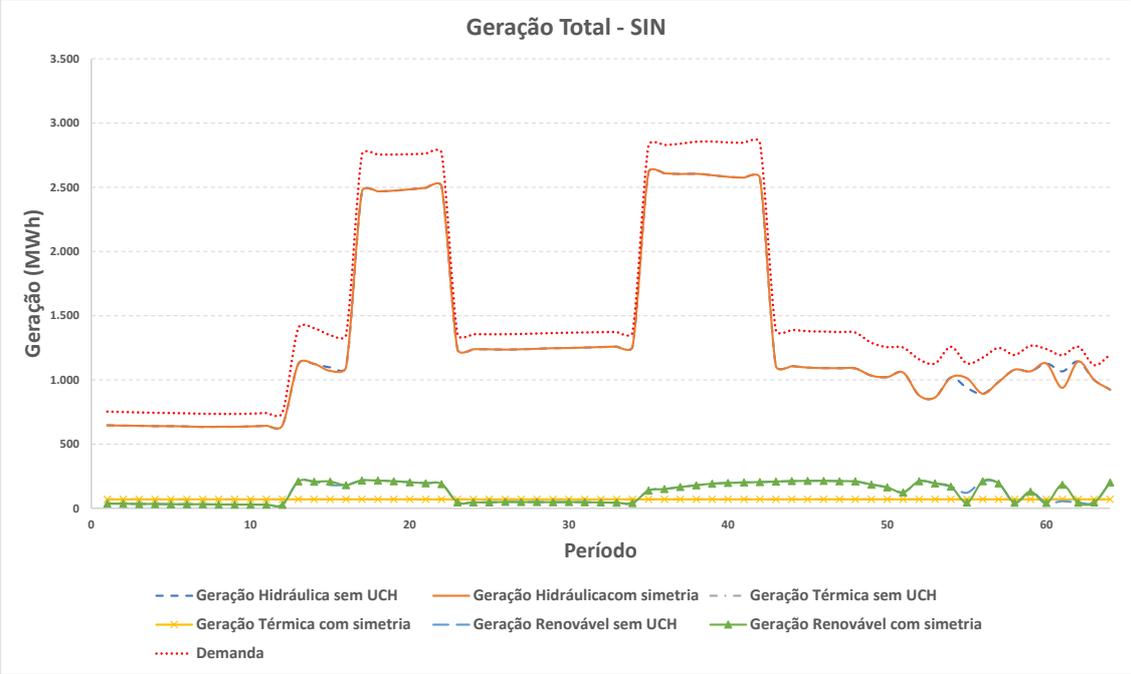


Figura B.11: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN.

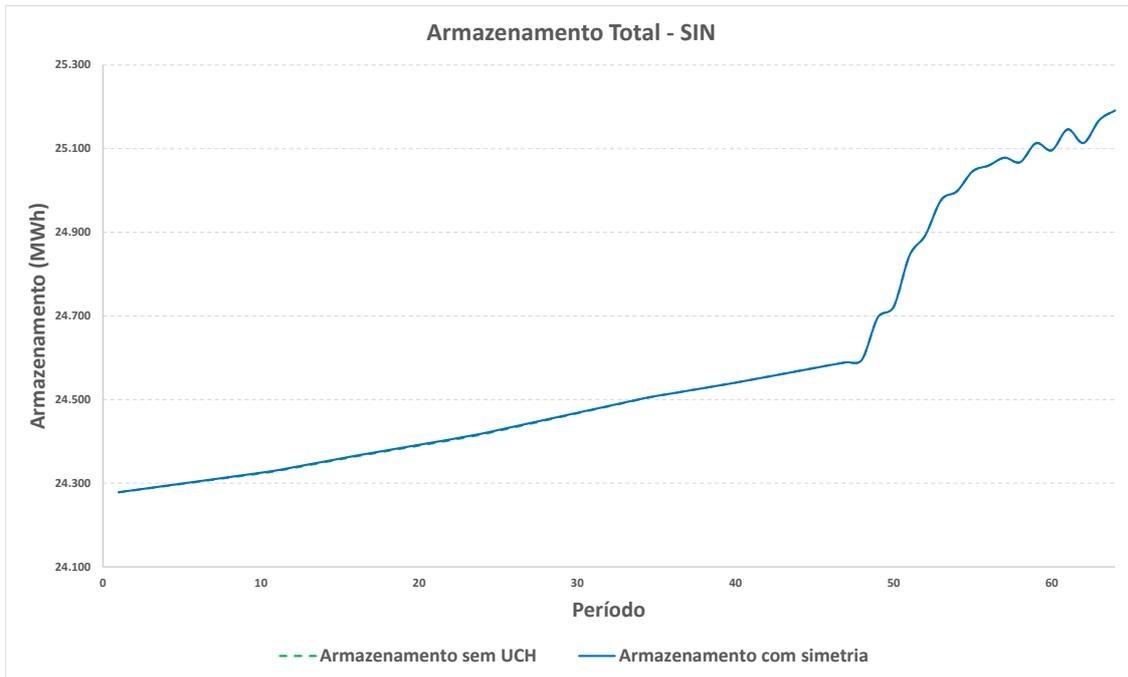


Figura B.12: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por uma variação da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH com a incorporação das restrições de simetria, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.3 Análises com respeito a metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes

As condições iniciais e parâmetros do UCH foram considerados conforme detalhado no capítulo A.4.6.

### B.3.1 Resultados do caso toy do submercado Sudeste

No gráfico B.13 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Sudeste. Já o gráfico B.14 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Sudeste.

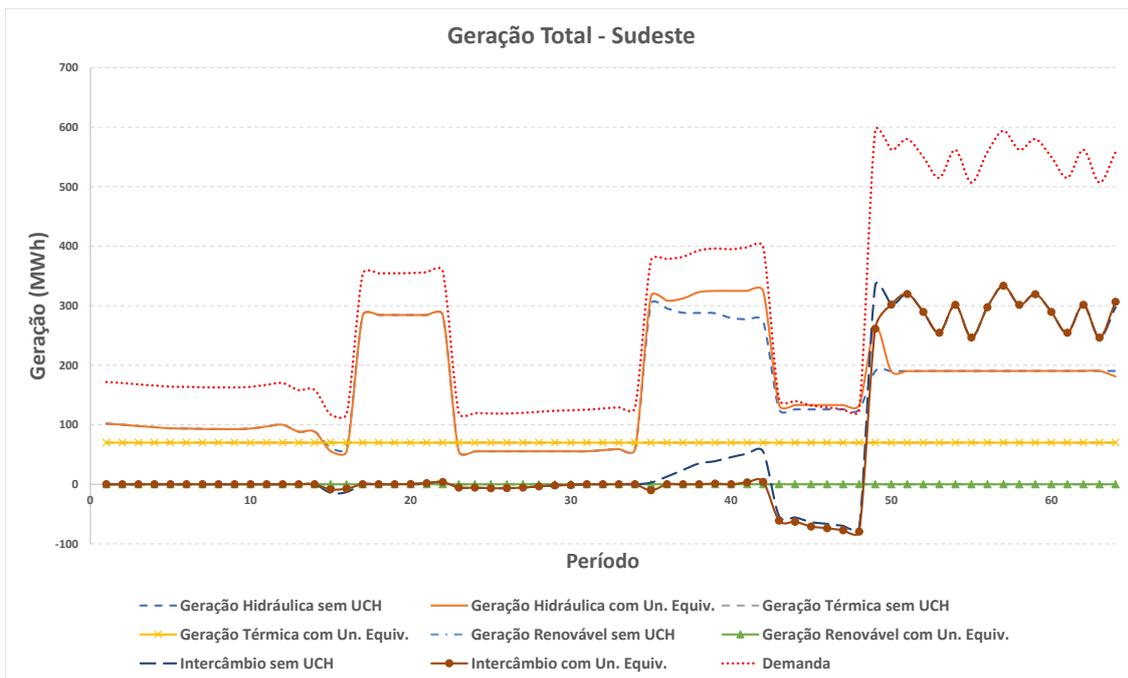


Figura B.13: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Sudeste.

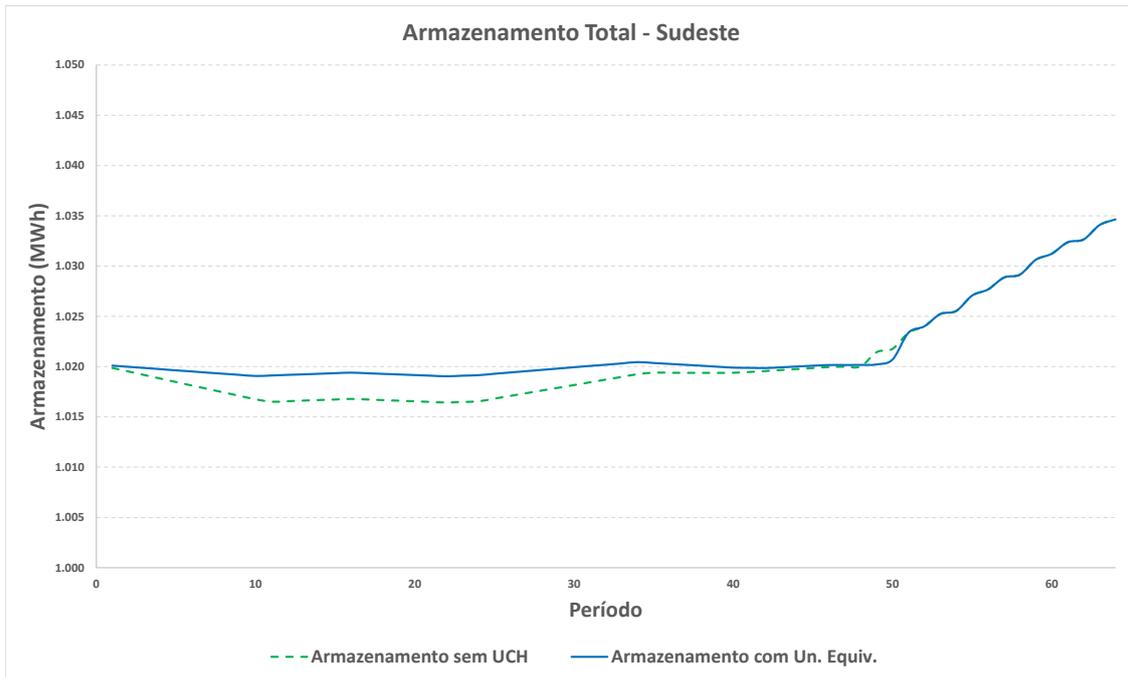


Figura B.14: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Sudeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH usando metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.3.2 Resultados do caso toy do submercado Nordeste

No gráfico B.15 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além do intercâmbio e a demanda do submercado Nordeste. Já o gráfico B.16 pode ser observado

a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do Nordeste.

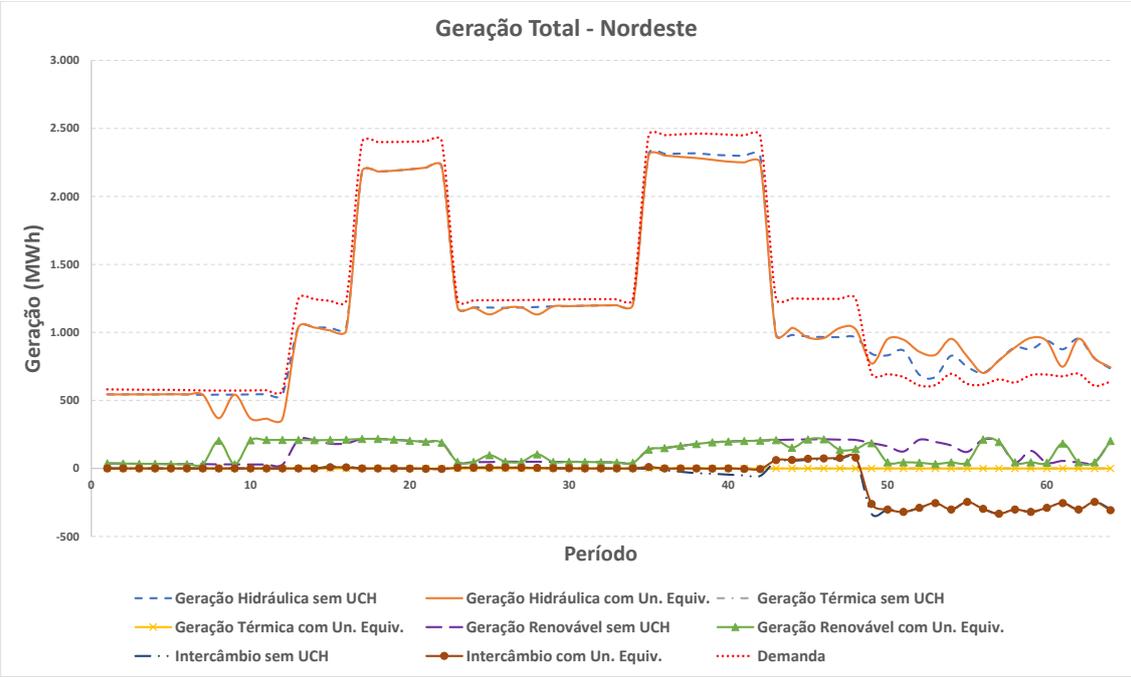


Figura B.15: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis, intercâmbio e demanda do submercado Nordeste.

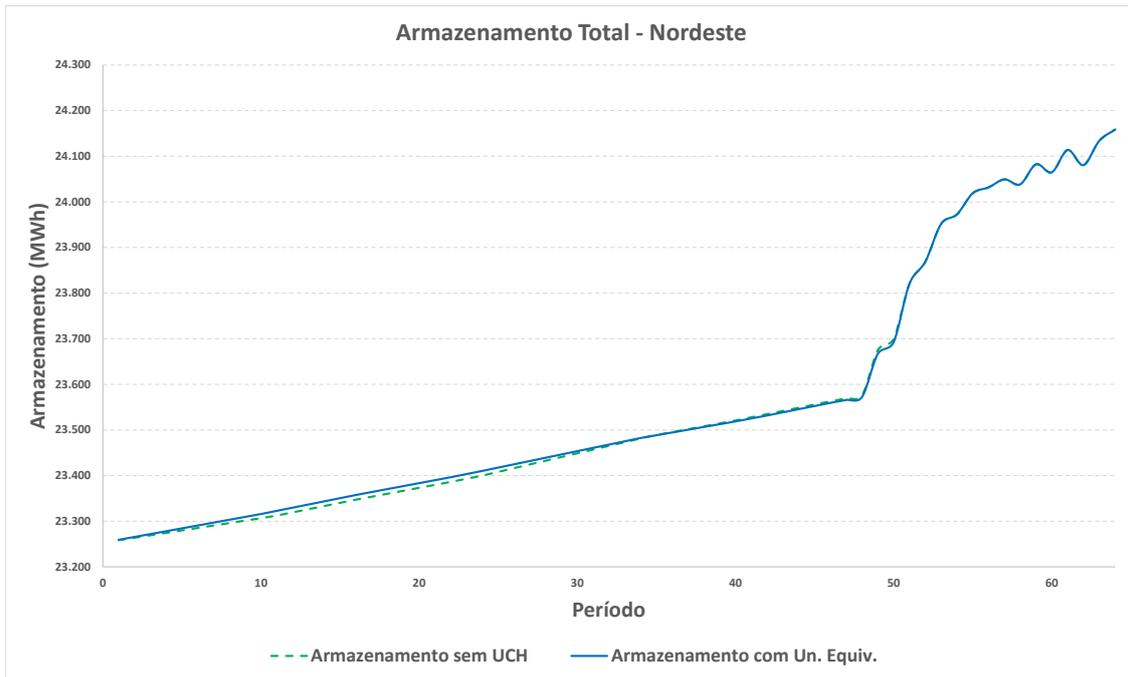


Figura B.16: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas pertencentes ao submercado Nordeste.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por intercâmbios e da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH usando metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

### B.3.3 Resultados do caso toy do Sistema Interligado Nacional, SIN

No gráfico B.17 encontram-se os resultados obtidos de geração total das usinas hidrelétricas, usinas térmicas, geração total das usinas renováveis como eólica e solar, além da demanda do SIN. Já o gráfico B.18 pode ser observado a energia armazenada total dos reservatórios das usinas do SIN.

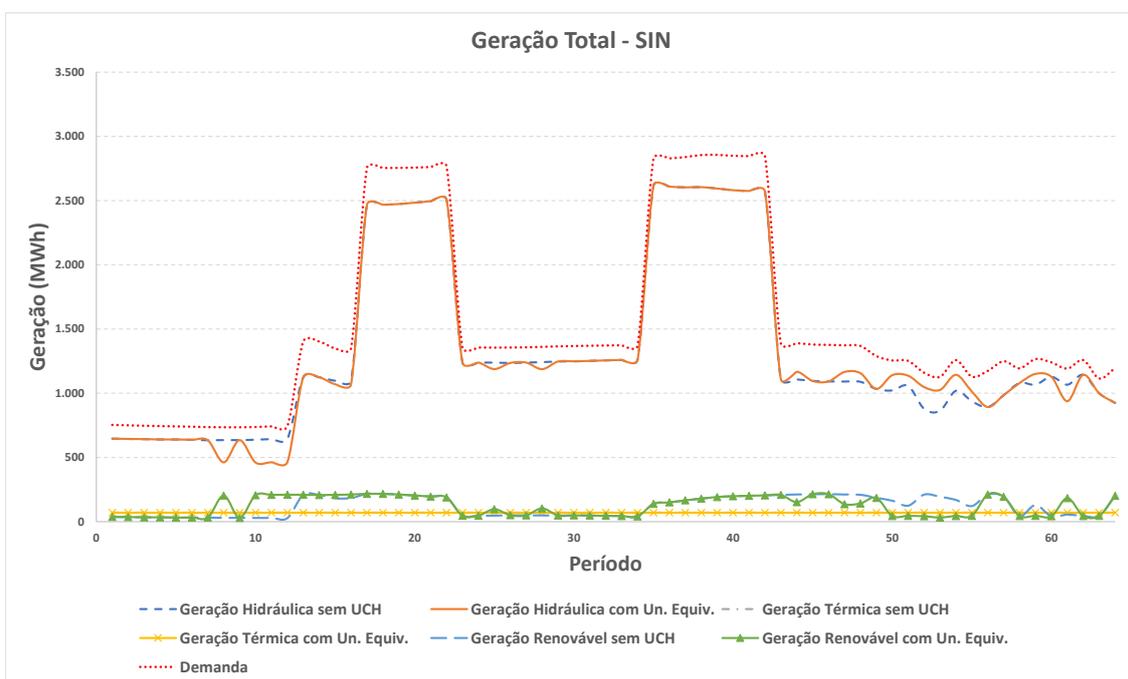


Figura B.17: Geração total das usinas hidráulicas, térmicas, renováveis e demanda do SIN.

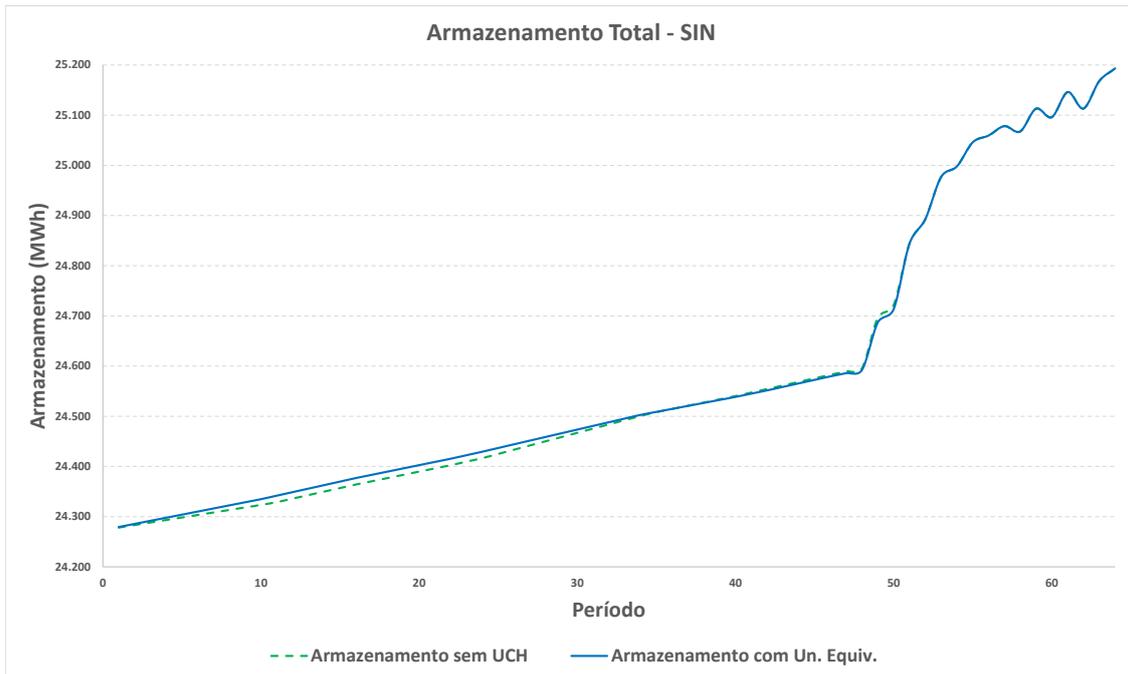


Figura B.18: Energia armazenada total das usinas hidrelétricas do SIN.

Com base nos resultados apresentados, é possível observar também uma variação do despacho hidráulico total, diferença a qual é atendida por uma variação da geração de renováveis. Vale ressaltar que a energia armazenada final é também similar, mostrando que as diferenças ocorrem mudando o despacho no caso com UCH usando metodologia da decisão por agrupamento de unidades equivalentes, mas não gerou diferenças de armazenamento no final do horizonte.

## B.4 Análise da diferença operativa ao considerar UCH

A partir dos resultados obtidos ao executar o caso toy, para apresentar o impacto ao incorporar o status das unidades ligadas e desligadas, o status das unidades operando em

vazio e todas as restrições existentes ao considerar UCH em todas as unidades, foram selecionados duas usinas: Retiro Baixo e Paulo Afonso 123. Ratificando que o caso possui as restrições relacionadas ao UCH conforme apresentado na lista a seguir.

1. Ton e Toff de 3 horas
2. Geração mínima sendo 10% da geração máxima
3. Turbinamento mínimo nulo
4. Geração e turbinamento máximo conforme estabelecido no dado de entrada no arquivo hydr.dat
5. todas unidades tendo UCH e podendo operar em vazio
6. Sem custo de partida ou consumo de água
7. Número máximo de mudanças para vazio de 3 unidades

### **Análise do impacto com a unidade com UCH respeitando tempo mínimo ligado e desligado**

Na figura B.19 é possível observar que a unidade da usina de Retiro Baixo, quando não possui restrições de UCH, no período 35 está desligada, no período 36 passa a estar ligada gerando pouco mais que o mínimo e logo em seguida, no período 37 desliga novamente. Essa operação somente foi viável em função de não possuir as restrições de tempo mínimo ligado no caso sem UCH.

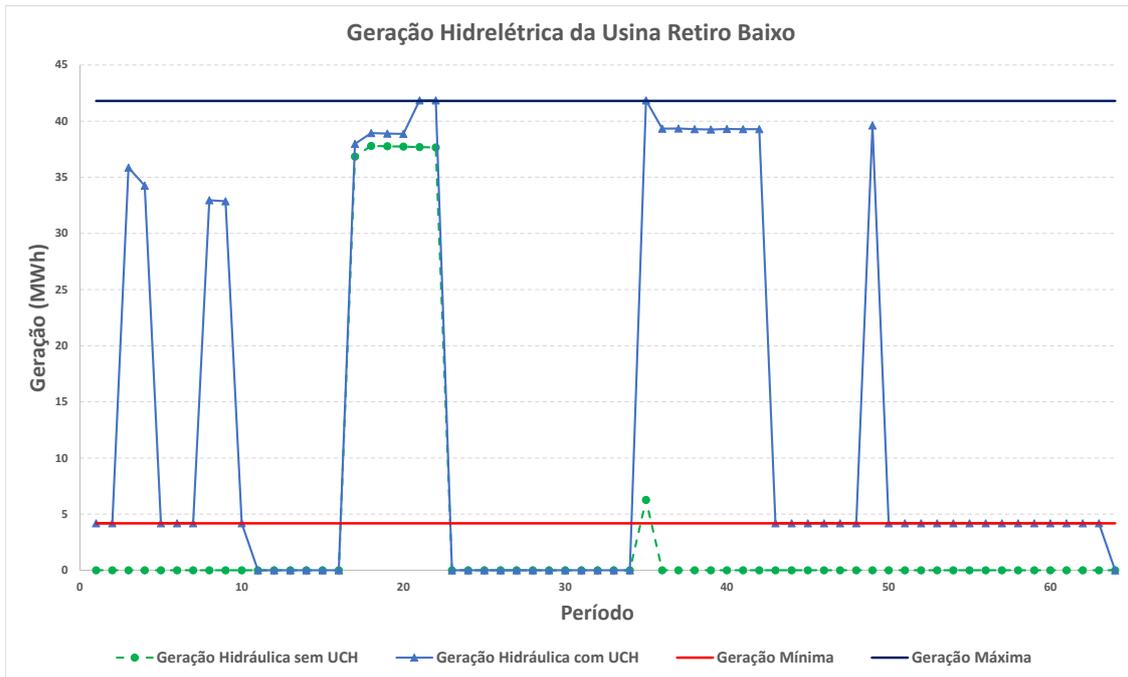


Figura B.19: Decisão operativa de geração hidráulica da usina Retiro Baixo sem e com UCH.

Como pode ser observado no resultado operativo com a consideração de UCH nessa unidade, o modelo respeita todas as restrições impostas. Como pode ser avaliado no período 11 o modelo decide desligar a unidade e assim permanece nesse status por exatamente 3 horas, ou 6 períodos de meia hora, sendo esse tempo o mínimo imposto na restrição de tempo mínimo desligado da unidade. Já no período 35 quando observa-se a necessidade do acionamento dessa unidade no atendimento de pico de demanda no período de carga pesada, o modelo mantém essa unidade ligada por quatro horas, respeitando o mínimo de tempo ligado.

A unidade somente opera, em caso de estar ligada, entre o mínimo estabelecido de 10% da geração máxima e a própria geração máxima. Adicionalmente, observa-se

que a unidade em momento fica no seu limite de geração mínima ou máxima e em momento gera num valor intermediário, demonstrando a liberdade da decisão modelo na sua geração entre esse limites de forma a encontrar uma solução que minimize o custo total operativo mas atenda a todas as restrições impostas.

### **Análise do impacto com a unidade com UCH e podendo operar em vazio**

Na figura B.20 é possível observar que a unidade da usina Paulo Afonso 123, quando não possui restrições de UCH, faz uma operação de ligar e desligar a unidade em período sucessivos como entre os períodos 12 e 18, onde nos períodos 12, 14 e 17 a unidade estava desligada, enquanto que nos períodos 13, 15, 16 e 18 passou a estar gerando e claramente uma operação que não pode ocorrer se tivessem ativas as restrições de UCH. Em outros períodos dessa unidade, o mesmo comportamento se repete onde o modelo liga e desliga a unidade sem ficar o tempo mínimo ligado e desligado, respectivamente. Ratificando que o modelo decidiu operar dessa forma porque para esse caso não foi considerado UCH e portanto essa operação foi viável para o problema dado que não existiu as restrições impostas pelo UCH.

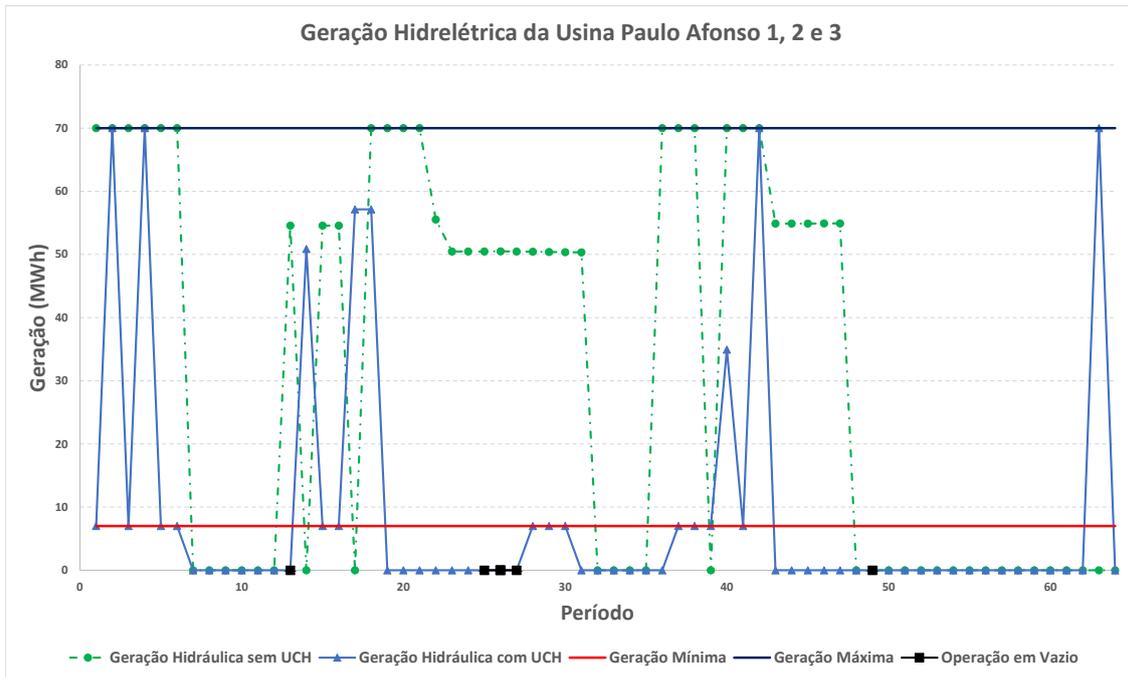


Figura B.20: Decisão operativa de geração hidráulica da usina Paulo Afonso 123 sem e com UCH.

Como pode ser observado no resultado operativo com a consideração de UCH nessa unidade, o modelo respeita todas as restrições impostas. O primeiro aspecto e mais interessante a ser explicitado são os períodos aos quais o modelo decide colocar a unidade operando em vazio para garantir o atendimento de tempo mínimo ligado, respeitando assim a formulação matemática apresentada no capítulo 6.1.9 e mais especificamente de acordo com a formulação apresentada em 6.10.

A unidade está operando em vazio nos períodos 13, 25, 26 e 27. A unidade cumpre o tempo mínimo ligado entre os períodos 13 e 18, ou seja, 3 horas, sendo meia hora cumprida por estar operando em vazio e duas horas e meia por estar operando ligada e gerando energia. Já entre os períodos 25 e 30 a unidade fica uma hora e meia operando

em vazio e depois mais uma hora e meia ligada gerando energia. Fora do períodos relatados, a unidade ficou desligada e assim mostrando que a unidade usa o artifício de atendimento ao tempo mínimo ligado, podendo operar em vazio quando assim não for vantajoso, como o esperado.

Adicionalmente, nesse caso há ainda dois períodos onde a unidade permanece desligada cumprindo exatamente as 3 horas de tempo mínimo desligada entre o período 7 e 12, e entre os períodos 31 e 36, além de respeitar o tempo mínimo ligado de 3 horas gerando em todos os períodos entre o período 37 e 42.

Outro ponto a ser ressaltado, é o fato da unidade somente opera, em caso de estar ligada, entre o mínimo estabelecido de 10% da geração máxima e a própria geração máxima. Adicionalmente, observa-se que a unidade em momento fica no seu limite de geração mínima ou máxima e em momento gera num valor intermediário, demonstrando a liberdade da decisão modelo na sua geração entre esse limites de forma a encontrar uma solução que minimize o custo total operativo mas atenda a todas as restrições impostas.

Além disso, pode ser observado que a unidade sofreu mudança de estado para operar em vazio três vezes, sendo o limite estabelecido no dado de entrada.

Dessa forma, essa unidade pode sozinho apresentar todas as restrições que existem ao considerar UCH e o benefício operativo ganho quando se utiliza ao considerar todas as restrições de unit commitment.

## **B.5 Resultados de geração e armazenamento final das usinas hidrelétricas**

Na figura B.21 a seguir estão resumidos os volumes úteis iniciais e finais de cada metodologia para cada usina hidrelétrica.

Volume Útil dos Reservatórios					
Usina	Armazenamento Inicial	Armazenamento Final sem UCH	Armazenamento Final com UCH	Armazenamento Final com simetria	Armazenamento Final com Un. Equiv.
RETIRO BAIXO	19,14	40,87	40,87	40,84	40,87
TRES MARIAS	6791,07	6824,46	6824,46	6823,09	6824,46
QUEIMADO	188,95	194,96	194,96	194,85	194,96
SOBRADINHO	14219,82	14755,32	14755,32	14755,32	14755,32
ITAPARICA	1925,50	2220,63	2220,62	2220,62	2220,63
MOXOTO	-	-	-	-	-
P. AFONSO 123	-	-	-	-	-
P. AFONSO 4	-	-	-	-	-
XINGO	-	-	-	-	-

Figura B.21: Volume útil inicial e final de cada metodologia e de cada usina hidrelétrica.

Pode ser avaliado a partir dos níveis de volume útil dos reservatórios que todas as metodologias encontraram um armazenamento final próximo, sendo o fator mais importante na consideração do UCH é com relação ao processo operativo da unidade e a melhor distribuições da sua geração ao longo do horizonte.

No caso público disponibilizado em CERQUEIRA (2023) os dados de entrada e os principais arquivos de saída podem ser melhor avaliados.