

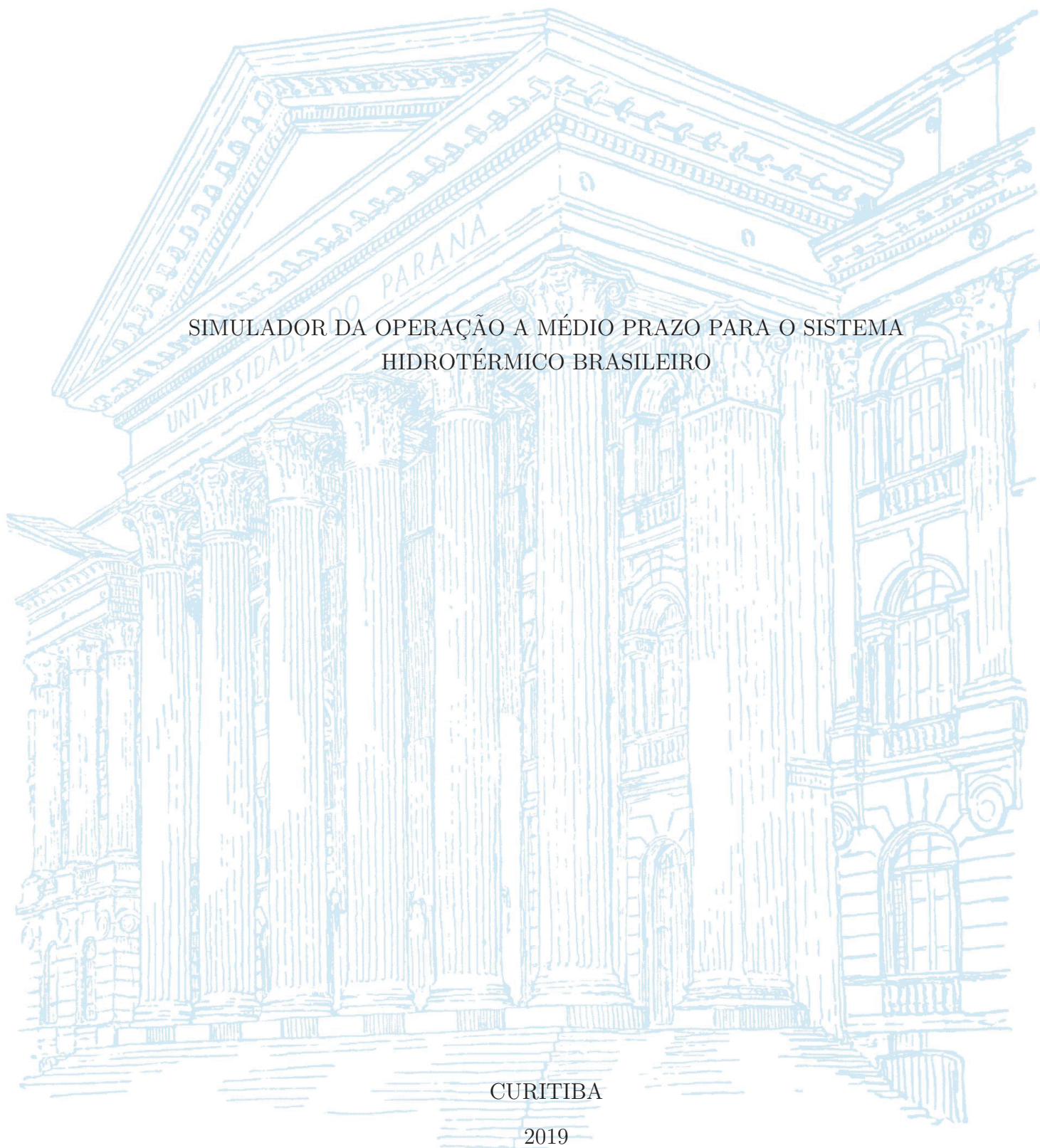
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

TIAGO LINO BELLO

SIMULADOR DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO PARA O SISTEMA
HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

CURITIBA

2019



TIAGO LINO BELLO

SIMULADOR DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO PARA O SISTEMA
HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, área de concentração em Programação Matemática, dos Setores de Ciências Exatas e Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Dr. Luiz Carlos Matioli
Coorientadora: Dra. Ana Paula Oening

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

B446s

Bello, Tiago Lino

Simulador da operação a médio prazo para o sistema hidrotérmico brasileiro [recurso eletrônico] / Tiago Lino Bello. – Curitiba, 2019.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, 2019.

Orientador: Luiz Carlos Matioli – Coorientador: Ana Paula Oening.

1. Termoeletricidade. 2. Usinas hidrelétricas. 3. Sistemas hidrotermais de energia elétrica. 4. Programação não-linear. I. Universidade Federal do Paraná. II. Matioli, Luiz Carlos. III. Oening, Ana Paula. IV. Título.

CDD: 621.31243

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR CIÊNCIAS EXATAS
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO MÉTODOS NUMÉRICOS
EM ENGENHARIA - 40001016030P0

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em MÉTODOS NUMÉRICOS EM ENGENHARIA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **TIAGO LINO BELLO** intitulada: **SIMULADOR DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO PARA O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 12 de Fevereiro de 2019.

ANA PAULA OENING

Presidente da Banca Examinadora (LACTEC)

KLAUS DE GEUS

Avaliador Interno (COPEL)

ELIZABETH WEGNER KARAS

Avaliador Interno (UFPR)

*Para Rosangela e Augusto Bello,
aqueles que são o meu primeiro tudo.*

*In memoriam de Manoel e Maria de Lurdes L. Bello,
e Nelson de Oliveira Machado Netto.*

AGRADECIMENTOS

A Deus.

À minha mãe Rosângela e meu pai Augusto, pelo apoio e amor incondicional, pelos ensinamentos e todas as atitudes que me fizeram ser o que sou hoje. À minha irmã, Kayle, por sempre acreditar em mim. À minha família, pelo apoio e incentivo durante estes anos. Muito obrigado.

Aos meus amigos das confrarias “C.P.” e “C.R.”, especialmente aos amigos Renan Medeiros, Erian, Renan César, J. V. Pierri, Flávio, Alexandre e Guilherme, aos amigos do PPGMNE, principalmente a Daniela Miray, Amanda, Júlia, Jean e Dirceu, e às Prof^{as}. Gislaine e Solange, por me apoiarem, escutarem, acreditarem e me incentivarem ao longo desta trajetória.

A todos os amigos do Lactec, em especial Débora, Daniel, Daniela Freitas, Gilmar e Luiz Renato, pela oportunidade, confiança, amizade e constante estímulo.

À Prof^a. Ana Paula e Prof. Matioli, pela atenciosa orientação, motivação e dedicação ao meu aprendizado. Obrigado por compreenderem minhas dificuldades, por compartilharem seus conhecimentos e a paixão pela pesquisa.

À Prof^a. Elizabeth e ao Prof. Klaus, pela leitura cuidadosa, participação na banca examinadora e contribuições que enriquecem esta proposta.

Ao Lactec e COPEL, pelo apoio financeiro concedido por meio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL tendo como proponente a COPEL GeT, através do Projeto PD 6491-0307/2013, “Projeto LYNX - Otimização em larga escala aplicada ao despacho hidrotérmico brasileiro: modelos hierárquicos de operação e planejamento em médio e curto prazos com integração de energia potência”.

A todos aqueles que contribuíram de alguma forma para a minha formação, muito obrigado!

*“Irmão, você não percebeu que
você é o único representante do seu
sonho na face da Terra? Se isso não fizer
você correr, chapa, eu não sei o que vai.”*

— Emicida & Rael

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo de simulador para planos operativos aplicados ao sistema hidrotérmico brasileiro de geração de energia. O simulador é capaz de representar a maioria dos detalhes associados ao parque hidrotérmico brasileiro que não são considerados na otimização do planejamento, tornando-o mais próximo de sua realidade de operação. Este simulador analisa primeiramente o planejamento da operação das usinas hidroelétricas e, posteriormente, define a operação das usinas termoelétricas e intercâmbios entre subsistemas. A simulação de usinas hidroelétricas é realizada individualmente para os períodos de planejamento da operação a médio prazo, considerando aspectos físicos e operativos inerentes a essas usinas, tais como a evaporação líquida dos reservatórios de armazenamento de água, engolimento máximo do seu canal adutor, rendimento do conjunto turbina-gerador, vazão ecológica para atividades ao longo do leito do rio e a geração hidráulica máxima. A operação das usinas termoelétricas e intercâmbios de energia é obtida por uma otimização quadrática visando minimizar os custos de operação das usinas termoelétricas e, principalmente, o *deficit* de atendimento à demanda do sistema considerado, respeitando os limites extremos de geração térmica e intercâmbio entre subsistemas. O simulador foi desenvolvido buscando alta velocidade de execução, flexibilidade e aplicação ao sistema hidrotérmico brasileiro. As rotinas do simulador foram desenvolvidas utilizando o software MATLAB® para Windows®. Experimentos numéricos com este simulador são realizados para um sistema composto por 142 usinas hidroelétricas e 106 usinas termoelétricas distribuídas pelo território brasileiro, analisando a sensibilidade do simulador quanto à operação das usinas por estudos de caso para a cascata do rio Iguaçu - Paraná, e destacando algumas características e influências da modelagem do problema de planejamento da operação adotado neste trabalho. Os resultados obtidos indicam que a consideração das curvas colina conjuntas, como rendimento de máquina, reduz os custos de planejamento da operação em relação ao emprego da produtividade média na simulação. Já a inclusão da evaporação líquida linearizada no modelo de planejamento otimizado reduz as perturbações na evolução do armazenamento de água nos reservatórios durante a simulação.

Palavras-chaves: Simulação; Problema do planejamento da operação a médio prazo; Despacho hidrotérmico; Programação não linear.

ABSTRACT

This work presents a simulator of operational plans for the Brazilian hydrothermal power generation system. The simulator is capable of representing most details associated to the Brazilian hydrothermal park, refining the operation plan. This simulator analyzes, first of all, the operation of hydroelectric power-plants and later, defines the operation of the thermoelectric power-plants and interchanges of energy between subsystems for the inflow series considered. The operation plan of the hydraulic power-plants are analyzed individually for the periods of the medium-term horizon, considering the physical and operational variables inherent to the plants, such as the evaporation of the liquid capacity of water, maximal turbine water discharge of their penstock, turbine-generator set efficiency, flow ecology for activities along the river bed and the maximum hydraulic output. The operation of the thermoelectric power-plant and energy interchange is obtained by a quadratic optimization aiming to minimizing the operating costs of the thermoelectric power-plants and, mainly, in attendance of the demand deficit in the considered system, respecting the extreme limits of generation and the energy exchange between subsystems. The simulator was developed looking for high speed of execution, flexibility and application to the Brazilian hydrothermal system. The routines of this simulator were implemented using the software MATLAB® for Windows®. Numerical experiments with this simulator are provided by a system composed of 142 hydroelectric power-plants and 106 thermoelectric power-plants by means of case studies for the Iguaçu river cascade - Paraná, and to highlight some characteristics and influences of the modeling of the operation planning problem adopted in this work. The results obtained indicate that the consideration of the “joint hill curve” (curva colina conjunta), as machine yield, reduces the planning costs of the operation in relation to the simulation using the average productivity, and the inclusion of linearized liquid evaporation in the optimum planning model reduces the perturbations in the evolution of the water storage in the reservoirs during the simulation.

Key-words: Simulation; Medium-term operational plans problem; Hydrothermal dispatch; Non linear programming.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	– Matriz energética do SIN - Junho/2018.	19
FIGURA 2	– Subsistemas considerados atualmente no SIN.	21
FIGURA 3	– O dilema da operação.	21
FIGURA 4	– Resumo do modelo de planejamento do SEB.	22
FIGURA 5	– Representação da cadeia de modelos do CEPEL.	23
FIGURA 6	– Representação do modelo SUISHI-O.	26
FIGURA 7	– Exemplo de faixas operativas em um reservatório.	27
FIGURA 8	– Principais componentes de uma usina hidroelétrica.	30
FIGURA 9	– Representação de uma cascata.	32
FIGURA 10	– Cotas de um reservatório.	34
FIGURA 11	– Cascata do rio Iguaçu - Paraná.	35
FIGURA 12	– Níveis de montante e jusante de uma usina.	36
FIGURA 13	– Importância de considerar o volume médio.	37
FIGURA 14	– Exemplos de polinômios Cota x Montante.	38
FIGURA 15	– Exemplos de polinômios Cota x Jusante.	39
FIGURA 16	– Exemplos de polinômios Área x Cota.	40
FIGURA 17	– Exemplo do ciclo hidrológico.	41
FIGURA 18	– Cota de evaporação líquida mensal de duas usinas.	41
FIGURA 19	– Rendimento de um gerador e uma turbina da usina Foz do Areia.	47
FIGURA 20	– Curva colina conjunta da usina Foz do Areia.	48
FIGURA 21	– Esquemas de curvas.	49
FIGURA 22	– Característica das curvas de custo de geração térmica.	53
FIGURA 23	– Sequência computacional adotada para o problema.	54
FIGURA 24	– Arquitetura Geral do Simulador de Despacho Hidrotérmico.	58
FIGURA 25	– Fluxograma de acionamento das rotinas e sub-rotinas do simulador.	59
FIGURA 26	– Fluxograma do módulo (a).	60
FIGURA 27	– Fluxograma do módulo (b) - acréscimo de geração.	61
FIGURA 28	– Fluxograma do módulo (b) - decréscimo de geração.	62
FIGURA 29	– Fluxograma da rotina VolumeFinal.	63
FIGURA 30	– Fluxograma da rotina EngolimentoMaximo.	65
FIGURA 31	– Fluxograma da rotina GeracaoHidro.	66
FIGURA 32	– Fluxograma da rotina OtimizadorQuadratico.	68
FIGURA 33	– UHEs do sistema teste.	71
FIGURA 34	– Linhas de intercâmbio dos subsistemas no sistema teste.	72
FIGURA 35	– Demanda considerada.	73
FIGURA 36	– Ilustração de GH , GT e DEF otimizados para as 81 séries.	74

FIGURA 37 – Custos totais de operação das séries.	74
FIGURA 38 – Comparações entre otimização e simulação.	75
FIGURA 39 – Ilustração de GH , GT e DEF otimizados - Fator de demanda 1,3.	76
FIGURA 40 – Comparações dos resultados entre otimização e simulação - fator de demanda 1,3.	77
FIGURA 41 – Cascata do rio São Francisco.	79
FIGURA 42 – Custos e $deficit$ - Série 10, fator de demanda 1.	79
FIGURA 43 – Geração do sistema - Série 10, fator de demanda 1.	80
FIGURA 44 – Montantes de intercâmbio - Série 10, fator de demanda 1.	80
FIGURA 45 – SUP do sistema - série 10, fator de demanda 1.	81
FIGURA 46 – Evolução do armazenamento de água - Série 10, fator de demanda 1.	82
FIGURA 47 – Evolução do armazenamento de água - Série 10, fator de demanda 1.	83
FIGURA 48 – Coeficientes de evaporação do sistema teste.	84
FIGURA 49 – Operação das UHEs Sobradinho e Itaparica - série 10, fator de de- manda 1.	85
FIGURA 50 – GH das UHEs da cascata do rio Iguaçu - Série 10, fator de demanda 1.	86
FIGURA 51 – Custos e $deficit$ - Série 21, fator de demanda 1,3.	87
FIGURA 52 – Geração do sistema - Série 21, fator de demanda 1,3.	88
FIGURA 53 – Montantes de intercâmbio - Série 21, fator de demanda 1,3.	88
FIGURA 54 – Evolução do armazenamento de água - Série 21, fator de demanda 1,3.	89
FIGURA 55 – Evolução do armazenamento de água - Série 21, fator de demanda 1,3.	90
FIGURA 56 – Operação das UHEs Sobradinho e Itaparica - série 21.	91
FIGURA 57 – GH das UHEs da cascata do rio Iguaçu - Série 21, fator de demanda 1,3.	92
FIGURA 58 – V - série 20.	94
FIGURA 59 – QC e QVT otimizados e simulados sem considerar \overline{EVP} - série 20.	95
FIGURA 60 – QC e QVT otimizados e simulados considerando \overline{EVP} - série 20.	96
FIGURA 61 – QC e QVT simulados - série 20.	97
FIGURA 62 – V - série 45.	98
FIGURA 63 – QC e QVT otimizados e simulados sem considerar \overline{EVP} - série 45.	99
FIGURA 64 – QC e QVT otimizados e simulados considerando \overline{EVP} - série 45.	99
FIGURA 65 – QC e QVT simulados - série 45.	100

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Dados operativos dos reservatórios das usinas do exemplo.	36
TABELA 2 – Séries hidrológicas nos testes.	70
TABELA 3 – Composição do sistema teste.	71
TABELA 4 – Limites máximos de intercâmbio.	72
TABELA 5 – Usinas hidroelétricas consideradas.	107
TABELA 6 – Usinas termoelétricas consideradas.	112

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>CF</i>	Canal de fuga de usinas hidroelétricas
CENTRAN	Centro de Excelência em Engenharia de Transportes
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
<i>DEF</i>	<i>deficit</i> de energia
<i>DEM</i>	Demanda de energia
FCF	Função de Custo Futuro
<i>GH</i>	Geração de energia hidráulica
<i>GT</i>	Geração de energia térmica
<i>INT</i>	Intercâmbio de energia
MME	Ministério de Minas e Energia
N	Região geoeétrica Norte
NE	Região geoeétrica Nordeste
NO FIC	Nó Fictício
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PEN	Plano Anual de Energia Elétrica
<i>QC</i>	Vazão turbinada
<i>QVT</i>	Vazão vertida
S	Região geoeétrica Sul
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SE/CO	Região geoeétrica Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistemas isolados de geração de energia

<i>SUP</i>	<i>Superavit</i> de energia
UHE(s)	Usina(s) hidroelétrica(s) de energia
UTE(s)	Usina(s) termoelétrica(s) de energia
<i>V</i>	Volume armazenado nos reservatórios
<i>Y</i>	Afluência a uma usina hidroelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVO DO TRABALHO	17
1.2	JUSTIFICATIVA	17
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	19
2.1	CONTEXTUALIZANDO O PROBLEMA E ESTADO DA ARTE	19
2.2	MODELO NEWAVE	23
2.3	MODELO SUISHI-O	25
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	29
3	ELEMENTOS DE CENTRAIS HIDRO E TERMOELÉTRICAS	30
3.1	ELEMENTOS DE CENTRAIS HIDROELÉTRICAS	30
3.1.1	Afluências e séries sintéticas de vazão	31
3.1.2	Vazão turbinada e vertida da usina	33
3.1.3	Reservatórios	33
3.1.4	Cotas do reservatório	36
3.1.4.1	Cota de Montante	37
3.1.4.2	Cota de Jusante	38
3.1.4.3	Área do reservatório	39
3.1.5	Evaporação	40
3.1.6	Altura de queda	43
3.1.7	Casa de máquinas	44
3.1.7.1	Unidades geradoras	45
3.1.7.2	Rendimento de uma unidade geradora	46
3.1.7.3	Potência e engolimento máximo da usina	49
3.1.8	Função de geração hidráulica	51
3.2	ELEMENTOS DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS	52
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	53
4	METODOLOGIA E IMPLEMENTAÇÃO DO SIMULADOR	54
4.1	OTIMIZAÇÃO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	54
4.2	SIMULADOR DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	57
4.2.1	Simulação para usinas hidroelétricas	58
4.2.1.1	Rotina VolumeFinal	63

		15
4.2.1.2	Rotina EngolimentoMaximo	64
4.2.1.3	Rotina GeracaoHidro	65
4.2.2	Otimização de geração térmica, intercâmbio e <i>deficit</i> de energia	67
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	69
5	EXPERIMENTOS NUMÉRICOS	70
5.1	SISTEMA TESTE	71
5.2	RESULTADOS	73
5.3	ESTUDOS DE CASO	78
5.3.1	Estudo de caso I: série 10, fator de demanda 1	79
5.3.1.1	Influência da evaporação líquida na simulação da operação de usinas nos rios Iguaçu e São Francisco	81
5.3.1.2	Análise da produtibilidade específica na geração das UHEs da cascata do rio Iguaçu	85
5.3.2	Estudo de caso II: série 21, fator de demanda 1,3	87
5.3.2.1	Influência da evaporação líquida na simulação da operação da cascata do rio Iguaçu	89
5.3.2.2	Influência da evaporação líquida na simulação da operação de usinas nos rios Iguaçu e São Francisco	91
5.3.3	Estudo de caso III: impacto da evaporação líquida linearizada no planejamento da operação	93
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	100
6	CONCLUSÕES	102
	REFERÊNCIAS	104
ANEXO A	DESCRIÇÃO DAS USINAS HIDROELÉTRICAS . . .	107
ANEXO B	DESCRIÇÃO DAS USINAS TERMOELÉTRICAS . .	112

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é desafiador, pois existe a necessidade de um leque de estratégias de operação para geração de energia elétrica objetivando-se a minimizar custos, sejam operacionais das usinas termoelétricas ou econômicos causados por *deficit* de energia, garantindo o atendimento à demanda e auxiliando os agentes operadores do sistema a tomar decisões quanto ao aproveitamento racional dos recursos hídricos.

A fim de suprir a demanda de energia, continuamente crescente no decorrer dos anos, são necessários grandes investimentos nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. A expansão do sistema, apesar de necessária, demanda investimentos financeiros e pode causar danos ao meio ambiente se não contar com um planejamento adequado. Desta forma, é necessária a implantação de procedimentos para a organização da operação dos sistemas de energia elétrica que absorva o máximo da produtividade existente nas unidades geradoras.

A modelagem matemática do planejamento da operação conduz a um problema de grande porte e de características não lineares, não convexa, diferenciável e estocástica – esta última devido à incerteza relacionada as afluições hidrológicas –, sendo assim um problema robusto e de difícil solução. Devido às características naturais, resultado do elevado número de reservatórios e predominância hidroelétrica do sistema, costuma-se decompor o problema em etapas temporais de médio, curto e curtíssimo prazo de planejamento da operação. Neste trabalho será explorado o horizonte de médio prazo.

Para encontrar soluções viáveis de planejamento a médio prazo é de praxe considerar relaxações na modelagem do despacho hidrotérmico quanto ao detalhamento de características físicas e operativas do sistema, motivando-se adaptar o problema aos métodos de otimização existentes, que garantam convergência, diminuindo o custo computacional para resolução. Mesmo assim, as soluções encontradas são localmente ótimas em relação à solução do problema de planejamento considerando suas características originais.

Assim, no momento que a otimização de despacho hidrotérmico não consegue englobar alguns elementos com maior precisão, torna-se necessário um aperfeiçoamento da política de operação ótima encontrada. O aprimoramento do planejamento otimizado visa tornar mais realista a geração de energia de usinas hidro e termoelétricas, a evolução de armazenamento de água nos reservatórios, vertimentos, intercâmbio de energia entre subsistemas e demais variáveis essenciais para um modelo de planejamento a médio prazo. Logo, é interessante elaborar um modelo de simulação de despacho hidrotérmico de usinas individualizadas cuja finalidade seja refinar e validar os resultados provindos do modelo

de otimização adotado.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

O principal objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um simulador do planejamento da operação a médio prazo para o Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando uma representação individualizada das usinas, que seja funcional, rápido e flexível quanto aos dados do sistema.

A partir deste objetivo geral, busca-se estabelecer, dentro do escopo da pesquisa, outros objetivos:

- Descrever fatores das usinas hidro e termoeletricas que influenciam em sua operação;
- Contextualizar a importância e o uso do simulador na elaboração do planejamento da operação;
- Destacar as premissas do simulador proposto, sua metodologia e implementação;
- Validar o simulador por meio de estudos de caso com dados reais;

1.2 JUSTIFICATIVA

O problema do planejamento da operação, quando modelado matematicamente, recai em um problema de otimização não linear. Mesmo considerando algumas das não linearidades que o problema envolve para a otimização do planejamento da operação do sistema, alguns aspectos operativos não são empregados (ou não são considerados) com maior precisão, isto devido ao aumento da complexidade do problema. Desta forma, é relevante analisar em um simulador da operação as influências por não considerar os aspectos operativos inerentes às usinas em um planejamento da operação adotado.

Além disso, é indispensável a verificação da estabilidade da modelagem utilizada via simulação, validando assim os resultados obtidos na otimização e analisando quais destes podem ser caracterizados de forma apropriada no mundo real, confirmando a veracidade dos modelos de otimização utilizados no trabalho a fim de diminuir os custos com o atendimento do mercado de energia elétrica e garantindo a oferta futura de recursos energéticos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No presente capítulo foi realizada a apresentação da essência do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, definindo os objetivos e justificativas deste trabalho.

O levantamento do estado da arte no caso brasileiro é realizado no Capítulo 2, dando um maior enfoque às duas metodologias atuais utilizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ambas desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL).

No Capítulo 3 são apresentados fatores existentes na operação de usinas hidro e termoelétricas, os quais possuem influência direta na obtenção e execução do plano operativo.

No Capítulo 4 apresenta a modelagem do planejamento da operação adotada e, com maior destaque, a metodologia proposta do simulador de planos otimizados, discutindo suas premissas e seu mecanismo de funcionamento de acordo com os elementos tratados no Capítulo 3.

No Capítulo 5 são descritos e analisados os testes numéricos realizados para um sistema teste de usinas que compõem o parque gerador de energia do sistema interligado nacional, o SIN. Além disso, serão realizados estudos de casos quando fornecidos planos de operação pelo otimizador adotado.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas e sugestões para trabalhos futuros.

2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

O intuito deste capítulo é descrever o problema do despacho hidrotérmico, contextualizando e realizando um estudo bibliográfico de como ele é tratado no âmbito brasileiro, sintetizando os atuais modelos de planejamento e simulação da operação empregados.

2.1 CONTEXTUALIZANDO O PROBLEMA E ESTADO DA ARTE

A energia elétrica é um dos mais importantes insumos na atual sociedade moderna, uma vez que o constante crescimento socioeconômico e tecnológico das nações fazem com que a eletricidade esteja mais presente na vida das pessoas. Assim, necessita-se que sua produção, transmissão e distribuição seja realizada de forma irrestrita e racional, minimizando quaisquer tipos de custos. Por sua vez, a crescente demanda de energia elétrica requer a expansão da oferta de geração.

No Brasil, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) contém por um parque hidrotérmico de geração, cuja matriz energética baseia-se predominantemente na geração hidráulica. Outras fontes geradoras de energia são destacáveis para a complementaridade do atendimento à demanda do sistema, tais como a geração pela combustão de elementos fósseis, geração pela fissão de elementos nucleares e geração eólica. A Figura 1 apresenta atual matriz energética do SEB com os percentuais de participação de cada fonte para o mês de junho de 2018.

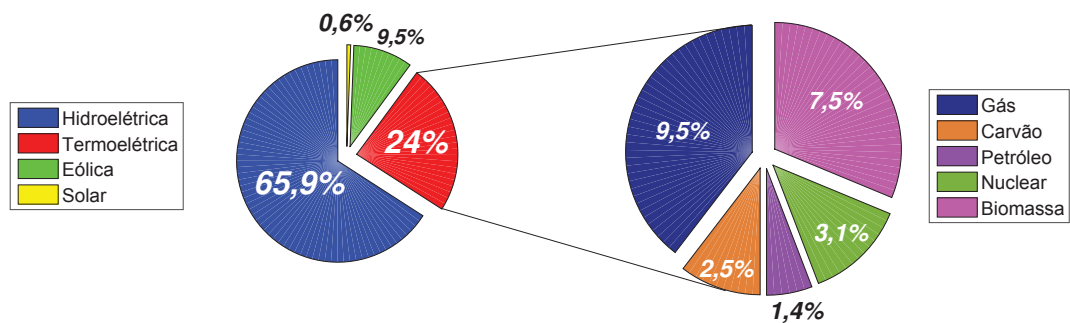


FIGURA 1 – Matriz energética do SIN - Junho/2018.
Fonte: MME (2018).

Apesar da predominância de GH, mostrada na Figura 1, a dependência que o sistema tem dessa fonte de energia vem caindo no decorrer dos anos. Por isso, de acordo com o Plano Anual de Energia Elétrica (PEN) 2016-2020 do Operador Nacional do Sis-

tema (ONS), a previsão da futura matriz energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) tenderá a depender menos das situações hidrológicas (ONS, 2016). Para isso, existe um incentivo governamental visando a promoção do desenvolvimento sustentável com a redução de impactos ambientais negativos, diminuindo os riscos da falta de água para geração (RAMOS, 2011).

O que justifica a predominância de geração hidráulica no SIN são as características singulares que o Brasil possui: grande extensão territorial, clima tropical, relevo favorável e existência de variadas bacias hidrográficas com grandes números de aproveitamentos passíveis de acoplamentos – usinas em cascatas. Os aproveitamentos hidráulicos possuem, em sua maioria, afluições com uma alta sazonalidade, o que implica também a incerteza futura de sua existência – algo temerário para um sistema hídrico. Assim sendo, cabe ao ONS promover um planejamento da operação do SIN de forma racional, aproveitando ao máximo sua característica hidráulica e regulando as afluições no processo. Para um planejamento efetivo para todo o SIN, Ramos (2011) afirma que se deve levar em consideração a correlação operativa existente das usinas acopladas em cascata, assim como “[...] a interconexão entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento à carga total do sistema”.

O SIN é subdividido em quatro regiões geoeletricas de geração, a saber, Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). Ainda assim, de acordo com ONS (2018c) e ONS (2017), além destes subsistemas existem 223 sistemas isolados (SISOL) ao SIN situados, em sua maioria, na região norte geográfica do país – Amazonas, Rondônia, Acre, Roraima, Amapá, Pará, algumas localidades do Mato Grosso e Fernando de Noronha –, em que as demandas destas regiões são atendidas por meio de geração termoelétrica e importações de países vizinhos quando necessário. O mesmo órgão ainda afirma que todo o SISOL representa atualmente uma demanda menor que 1% do que o SIN exige, entretanto planeja-se englobar tais sistemas ao SIN durante seu processo de expansão. Neste trabalho, serão consideradas apenas as usinas relacionadas ao SIN. A Figura 2 representa os subsistemas atuais classificados pelo ONS para as usinas do SIN.

Devido às singularidades apresentadas, o problema nacional do planejamento da operação do sistema hidrotérmico possui características relevantes que impactam a determinação da política operativa. Marcilio (2014) e Marcato (2002) destacam as seguintes: estocasticidade do problema, devido à incerteza das afluições futuras; disposição das usinas hidroelétricas em cascatas, o que faz a operação de uma usina interferir nas usinas a jusante; a tomada de decisão deve ser realizada em função das consequências do futuro desta decisão (Figura 3).

Formaliza-se, então, o problema de planejamento da operação como uma forma de obter valores otimizados de geração hidráulica e térmica, intercâmbios de energia entre subsistemas e *deficits* em todo o horizonte de planejamento, cujo objetivo é minimizar o

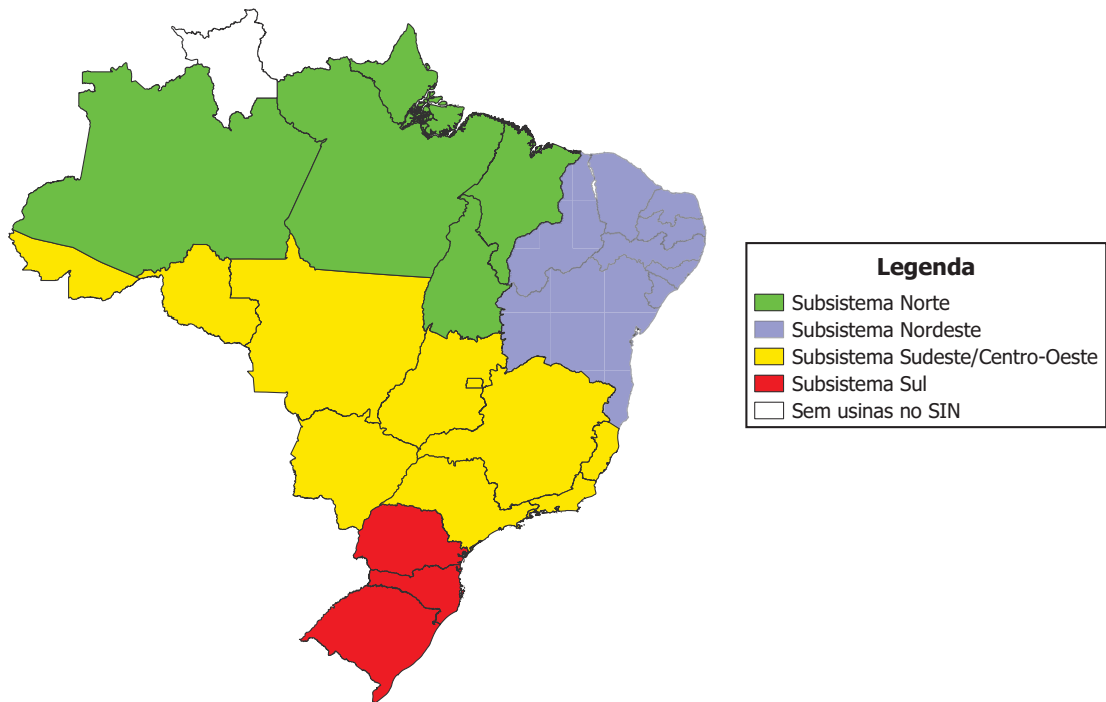


FIGURA 2 – Subsistemas considerados atualmente no SIN.
Fonte: Adaptado de CENTRAN (2006).

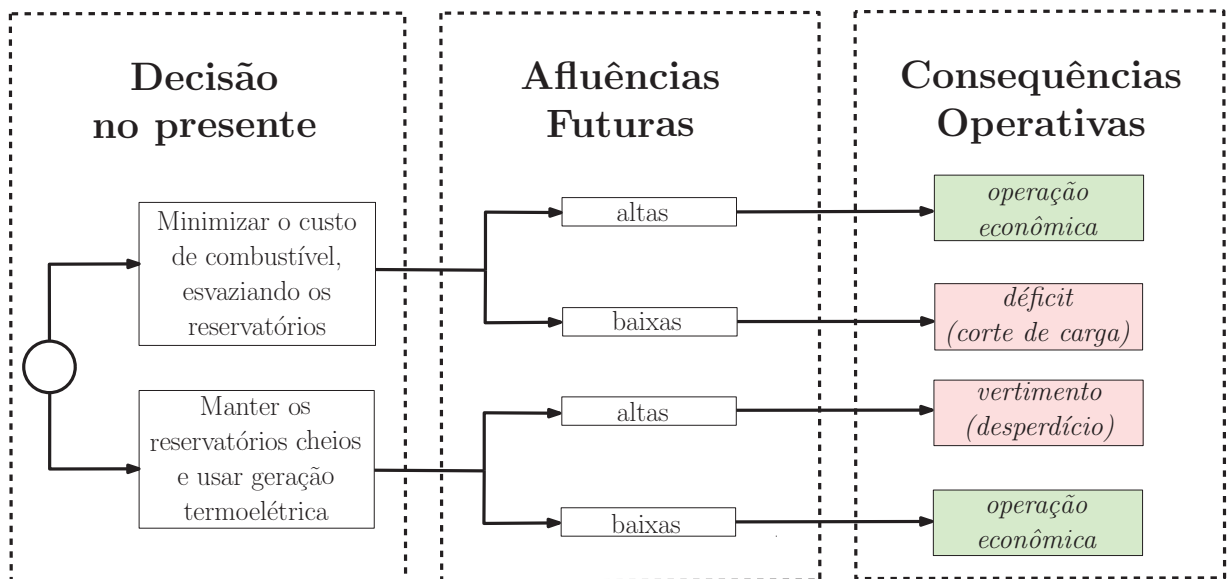


FIGURA 3 – O dilema da operação.
Fonte: Adaptado de Marcilio (2014).

custo total esperado da operação – relativo a custos operativos das usinas termoeletricas e econômicos causados por *deficits* energéticos – considerando as incertezas das afluências. Assim, torna-se inviável manter somente a geração de energia térmica justamente pela forte dependência do custo de geração – além de fatores ambientais –, já que a extração e manejo dos insumos, ou combustíveis, é totalmente proporcional ao nível exigido para

a geração da usina. Entretanto, a geração térmica de energia é a fonte mais confiável, no sentido de disponibilidade no momento de ser utilizada. Já as afluências das usinas hidroelétricas são estocásticas, mesmo que disponíveis em abundância na natureza.

A modelagem do problema do planejamento da operação o divide em várias etapas, sendo que cada uma possui um horizonte de tempo diferente e níveis de detalhamento diferentes. Destacam-se na Figura 4 as principais etapas do despacho hidrotérmico.

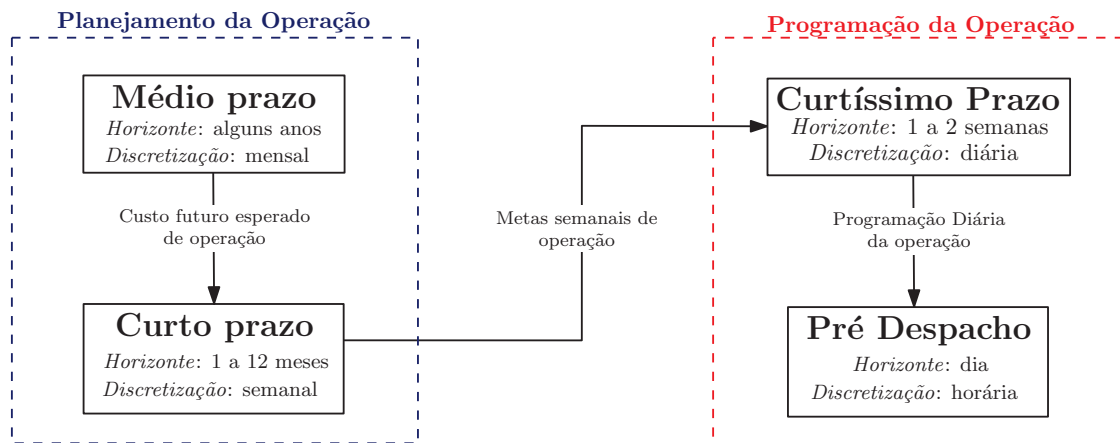


FIGURA 4 – Resumo do modelo de planejamento do SEB.
Fonte: Adaptado de Kligerman (1992).

Na atualidade, o ONS adota uma cadeia de modelos de planejamento desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa em Engenharia Elétrica (CEPEL) a fim de determinar qual será a política ótima em um determinado horizonte (MARCILIO, 2014; NACIF, 2013; MACEIRA et al., 2002). Resume-se, de acordo com Marcato (2002), Marcilio (2014), Maceira et al. (2002) e Toscano (2009), a metodologia do planejamento da operação e a programação diária da operação atualmente adotado pelo ONS.

- *planejamento da operação a médio prazo:* cria-se uma política operativa num horizonte de alguns anos discretizado em etapas mensais, realizando de forma detalhada a representação das afluências e determinando as metas de geração por meio da unificação dos reservatórios presentes em cada subsistema¹. Seu objetivo é minimizar os custos totais de operação gerados por funções de custos futuros (FCF). Devido ao longo horizonte e a metodologia de reservatórios equivalentes, este planejamento não possui um detalhamento operativo das usinas e seus resultados embutem incertezas;
- *planejamento da operação a curto prazo:* a elaboração da política de operação é reduzida para um horizonte de 1 a 12 meses, representando o sistema de forma individualizada e refinando questões operativas das usinas com as afluências representadas em forma de uma “árvore de vazão”. Este planejamento recebe as metas

¹ Representação do sistema denominada como reservatórios equivalentes.

energéticas do planejamento da operação a médio prazo, replicando as possíveis distorções ocorridas. Os resultados obtidos no planejamento a curto prazo constam valores otimizados para o despacho das usinas de forma individual juntamente com o custo de operação para cada estágio;

- *programação diária da operação*: refina-se novamente a política encontrada pelo planejamento da operação a curto prazo, cujas metas energéticas encontradas são empregadas para minimizar os custos operativos das usinas termoeletricas e o custo futuro da operação. Nesta etapa, ocorre uma representação detalhada das usinas e do sistema, entretanto não reproduz as incertezas das vazões.

Atualmente no Brasil, o planejamento da operação a médio prazo é executado pelo modelo NEWAVE e refinado pelo modelo SUISHI-O, enquanto que o modelo DECOMP é utilizado para determinar o planejamento da operação a curto prazo e o modelo DESSEM pelo despacho hidrotérmico no curtíssimo prazo. O CEPEL emprega outros modelos de forma adjacente que auxiliam na obtenção do plano otimizado, seja pela representação das séries de vazão, controle de cheias ou confiabilidade do plano encontrado.

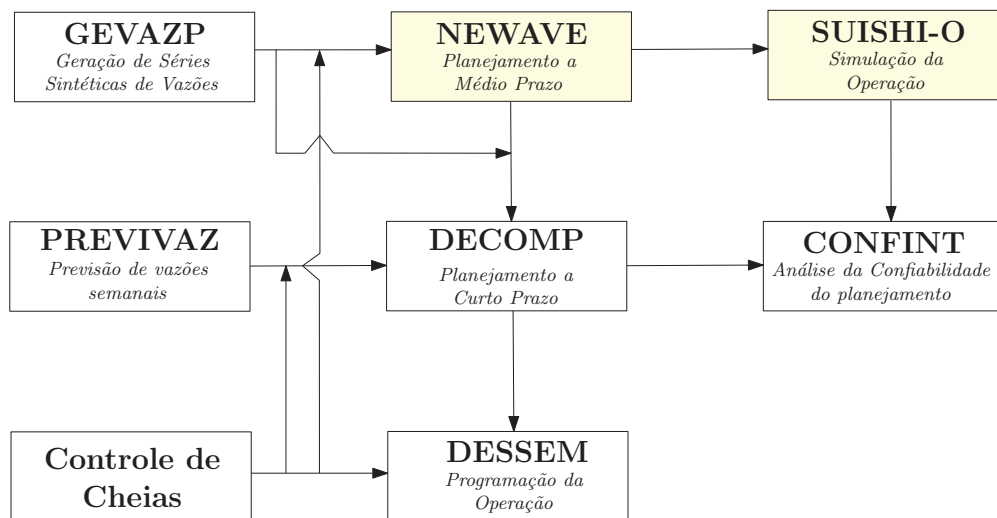


FIGURA 5 – Representação da cadeia de modelos do CEPEL.
Fonte: Adaptado de ONS (2019).

Neste trabalho interessa a modelagem a médio prazo do despacho hidrotérmico, sendo os modelos NEWAVE e SUISHI-O tratados com detalhes (em destaque na Figura 5). Para mais informações dos demais modelos, indica-se os manuais dos programas CEPEL (2013b) e CEPEL (2018b).

2.2 MODELO NEWAVE

O NEWAVE é o modelo oficial empregado desde 1997 para o planejamento da operação de todos os agentes credenciados ao ONS, sendo um otimizador de planos otimi-

zados para um horizonte de cinco anos discretizados de forma mensal. Este modelo configura o SIN em forma de subsistemas equivalentes utilizando a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para obter, via decomposição de Benders, uma FCF esperada de toda a operação. Esta FCF servirá como dado de entrada para os demais modelos da cadeia de aplicativos de *software* do CEPEL, tais como o DECOMP e o SUIISHI-O (CEPEL, 2013a; MARCILIO, 2014; TOSCANO, 2009)

Além de fornecer a política ótima de operação a médio prazo, o NEWAVE também é utilizado para outras finalidades, como o estudo de comportamento do mercado brasileiro de geração, bem como dar sustento ao processo de expansão do SIN (RAMOS, 2011).

De acordo com o seu manual CEPEL (2013a), o NEWAVE é dividido em quatro módulos executados na ordem sintetizada a seguir.

- *Elaboração dos sistemas equivalentes*: este módulo realiza o agrupamento das usinas da mesma região geoeletrica em reservatórios equivalentes e suas descrições operativas básicas - extremos de volume, vazão turbinada, produtividade, entre outras. Dessa forma, obtêm-se os reservatórios equivalentes Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste;
- *Geração de Séries Sintéticas*: geram-se cenários hidrológicos sintéticos de aflúncias para os subsistemas baseados nas séries históricas de vazão². As séries de vazão são geradas a fim de serem utilizadas tanto na otimização quanto na simulação da operação;
- *Otimizador da política de operação*: Determina o planejamento da operação do sistema equivalente utilizando a PDDE considerando a estocasticidade das aflúncias, patamares de carga e fatores de indisponibilidade de máquinas. Aqui gera-se a FCF dado o cenário de aflúncia;
- *Simulação da Operação*: Como diz a própria nomenclatura, esse módulo realiza a simulação da operação do sistema no horizonte de planejamento para uma quantidade de cenários hidrológicos distintos, sejam sintéticos ou históricos, considerando a FCF obtida, incluindo detalhes que não foram considerados nos demais módulos. Ao término da simulação, obtêm-se índices de desempenho do sistema tal como risco de *deficit*, média de custos marginais de operação e energia não suprida, intercâmbios de energia entre subsistemas e metas de geração hidro e termoeletrica.

Apesar de obter uma política de operação de forma equivalente, é necessário decompô-la de forma individualizada para cada usina, uma vez que a disposição real das

² As séries históricas e sintéticas de vazão são explicadas em detalhe na Seção 3.1.1.

usinas não atende a hipótese de equivalência empregada no NEWAVE. Logo, a decomposição da solução é realizada com o objetivo de verificar se as usinas que constituem o subsistema são capazes de atender a meta de geração hidráulica encontrada. Para tal finalidade o CEPEL desenvolveu um modelo de simulação/otimização da operação denominado SUIISHI-O.

2.3 MODELO SUIISHI-O

O modelo de simulação utilizado pelo CEPEL é o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados, mais conhecido como SUIISHI-O. Este *software* realiza estudos acerca do comportamento individualizado das usinas após finalizado o planejamento elaborado pelo modelo NEWAVE.

Marcato (2007) descreve que o SUIISHI-O opera de forma semelhante ao módulo de simulação da operação descrito no NEWAVE, usando a FCF determinada pelo NEWAVE para resolver o despacho dos reservatórios equivalentes e, além de obter o intercâmbio de energia entre os subsistemas e geração termoelétrica, redistribui de forma individualizada a geração hidráulica equivalente por meio de heurísticas, aproximando o planejamento encontrado à realidade operacional.

O manual do SUIISHI-O, CEPEL (2018a), elenca as seguintes características principais:

- Possui capacidade de simular até 15 subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados, considerando os limites das redes de transmissão;
- Pode ser acoplado aos modelos de planejamento da operação desde que forneça a FCF de cada estágio – por exemplo, o NEWAVE;
- Considera restrições de uso da água para outras atividades além da geração hidráulica, tais como irrigação, navegação, saneamento;
- Compreende a leitura de três tipos de séries hidrológicas: séries históricas, sintéticas ou séries de vazão para usos alternativos;
- Simulação de séries hidrológicas em paralelo, o que permite a obtenção acelerada de índices probabilísticos de desempenho do sistema;
- Considera heurísticas automáticas ou regras determinadas pelo usuário;
- Baixo custo computacional, o que permite o estudo para sistemas de portes maiores;
- Calcula o período crítico de um sistema puramente hidráulico;

- Calcula a energia firme³ do sistema e a participação das usinas, sejam em períodos críticos ou informados pelo usuário;
- O mercado consumidor de energia é representado por curvas de permanência da carga com até três patamares;
- Disponibiliza, ao final da simulação, o arquivo com potência disponível por usina para o uso em estudos de confiabilidade;
- Possui três modos de simulação: simulação hidrotérmica, simulações estáticas para cálculo de energia firme e para cálculo de energia garantida⁴. CEPEL (2018a) descreve que na simulação estática a configuração do sistema hidrotérmico é considerada fixa e a demanda de energia é constante ao longo do período de estudo. Isto permite realizar alguns estudos da operação do sistema acerca das influências hidrológicas, além do cálculo de energia firme e garantida.

O modelo SUIISHI-O é arquitetado da seguinte forma: após receber a FCF, resolvem-se três problemas – em três módulos distintos – para cada mês e série hidrológica: *otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes*, *simulação da operação a usinas individualizadas* e *divisão de geração hidráulica individualizada por patamar de carga*. A Figura 6 representa o modelo SUIISHI-O.

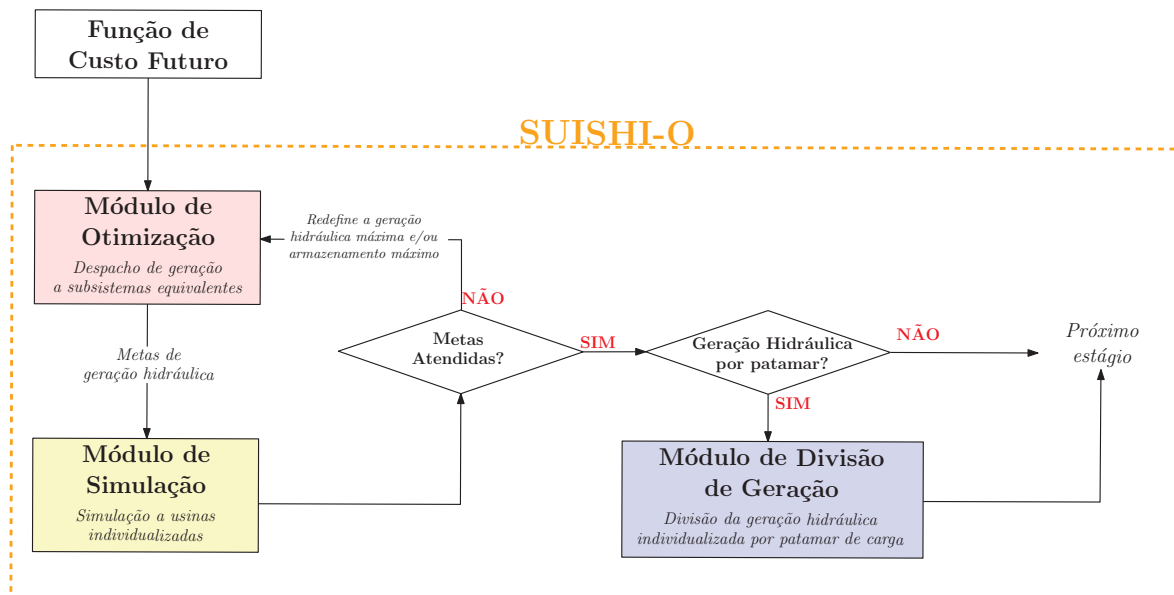


FIGURA 6 – Representação do modelo SUIISHI-O.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018a).

O módulo de *otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes* resolve um problema de otimização linear objetivando-se definir metas de geração de energia –

³ A maior demanda de energia que o sistema de geração pode atender de forma a não ocorrer *deficit* de energia, supondo a ocorrência da série histórica de vazão.

⁴ Maior demanda de energia que um sistema pode satisfazer dado um risco de *deficit* fixo.

hidro e termoelétrica – de cada subsistema e o intercâmbio de energia entre eles, utilizando a FCF de cada mês construída no modelo de planejamento. CEPEL (2018a) e Marcato (2007) descrevem detalhadamente o modelo de otimização empregado, o qual resume na minimização do custo total da operação sujeito às restrições de: balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo dos reservatórios, geração hidráulica máxima das usinas e a FCF da operação do horizonte de planejamento.

O módulo da *simulação da operação a usinas individualizadas* recebe as metas de geração hidráulica de cada sistema, obtidos no módulo de *otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes*, e realiza o planejamento das usinas hidroelétricas de acordo com tais metas. O despacho das usinas hidroelétricas é realizado de acordo com as heurísticas implementadas – geralmente no intuito de manter os reservatórios, sempre que possível, dentro da mesma faixa de operação – baseadas em prioridades ou informadas pelo usuário, refinando a solução obtida anteriormente.

As faixas de operação de uma usina são percentuais do volume útil⁵ de seus reservatórios, conforme ilustra a Figura 7. Utilizam-se estas faixas para quando for necessário deplecionar ou replecionar o volume das usinas, o que afetará o armazenamento das usinas que possuírem níveis nas faixas mais altas e baixas, respectivamente.

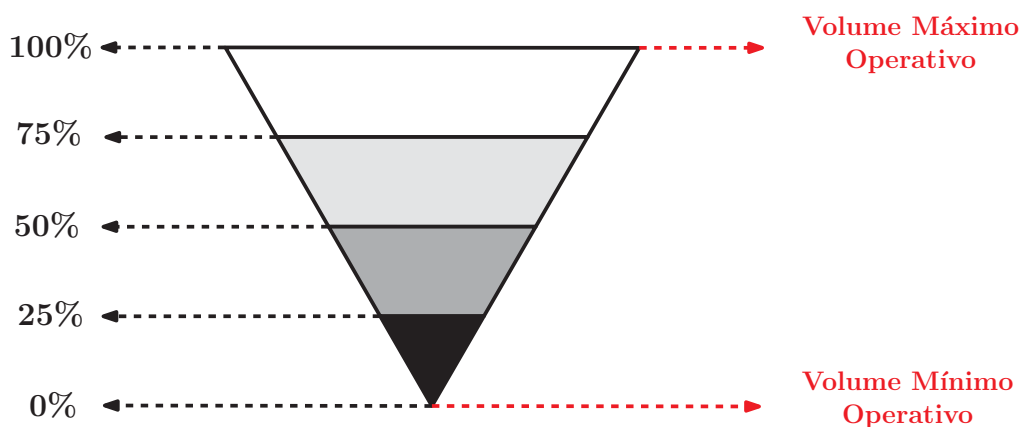


FIGURA 7 – Exemplo de faixas operativas em um reservatório.
Fonte: Adaptado de Marcato (2007).

De acordo com Marcato (2007), para os reservatórios que possuem os níveis na mesma faixa de operação, o critério de escolha de qual irá deplecionar ou replecionar é denominado *valor da água*, que estima a energia gerada para cada unidade de vazão turbinada. Assim, quando necessário, os reservatórios com os menores valores de água são replecionados preferencialmente, enquanto os maiores valores de água serão deplecionados prioritariamente.

Além destas características, o modelo de simulação do SUSHI-O considera o efeito de deplecionamento de um reservatório em reservatórios a jusante, isto é, nenhuma

⁵ Explicado na Seção 3.1.3.

redução de nível de água a montante será realizada se isto implicar um posterior vertimento nas usinas a jusante – salvo o caso de corte de carga no sistema. Outra característica interessante é a manutenção de controle sobre as faixas operativas de volume das usinas: enquanto que se mantém livre a capacidade máxima operativa do reservatório em períodos de alta afluência – minimizando vertimentos –, também mantém-se cheia a faixa mínima operativa a fim de evitar perdas de potência na usina, devido à redução da altura de queda líquida, implicando também perdas de geração para o sistema.

A simulação pelo modelo SUIISHI-O pode ser classificado de três modos distintos:

- Quando a soma das gerações das usinas individualizadas obtidas pelo módulo simulador é igual às metas de geração hidráulica do módulo otimizador para o despacho da geração do sistema. Neste caso, encerra-se o processo iterativo entre os módulos de otimização e simulação;
- Quando a soma das gerações das usinas individualizadas obtidas pelo módulo simulador é menor que as metas de geração hidráulica do módulo otimizador para o despacho da geração do sistema, obtém-se possíveis *deficits* de energia para o sistema. Assim, executa-se o módulo de otimização novamente incluindo uma restrição de geração hidráulica máxima a fim de aumentar a geração e esvaziar os reservatórios para atender a meta de geração;
- Quando a soma das gerações das usinas individualizadas obtidas pelo módulo simulador é maior que as metas de geração hidráulica do módulo otimizador para o despacho da geração do sistema, obtém-se um *superavit* de energia no sistema. Por sua vez, executa-se o módulo de otimização novamente incluindo uma restrição de armazenamento a fim de replecionar os reservatórios e diminuir a geração das usinas para atender a meta de geração.

Após o atendimento das metas, pode-se realizar a divisão da geração hidráulica individualizada por patamares de carga a critério do usuário, iniciando o terceiro, e último, módulo do SUIISHI-O atual. O módulo de *divisão da geração hidráulica individualizada por patamar de carga*, caso seja de interesse, resolve um problema de otimização não linear desejando

[...] minimizar as diferenças entre a meta de geração hidráulica agregada, determinada no módulo de otimização do balanço hidrotérmico para cada patamar de carga, e o somatório da geração de cada usina hidrelétrica do subsistema no mesmo patamar (CEPEL, 2018a).

Finalizado este módulo, o SUIISHI-O executará o próximo passo que consiste em repetir o processo descrito para uma nova série hidrológica de estudo.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Como descrito anteriormente, o SUIISHI-O utiliza a função de custo futuro, determinada pelo NEWAVE, e distribui as metas agregadas dos reservatórios equivalentes entre as usinas baseando-se em regras operativas durante a simulação, refinando o planejamento da operação a médio prazo. Trabalhos como Marcato (2007), Ramos (2011) e Zambelli (2009) propõem novas abordagens na forma da simulação do despacho hidrotérmico e adaptações no SUIISHI-O, realizando comparações entre os desempenhos de suas respectivas propostas com o SUIISHI-O.

Neste trabalho foi elaborado um simulador do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, o qual não necessita ser comparado com o SUIISHI-O, uma vez que as premissas para obtenção dos planejamentos e as heurísticas empregadas são diferentes⁶.

⁶ O planejamento da operação do SIN adotado e sua simulação são destacados neste trabalho no capítulo 4.

3 ELEMENTOS DE CENTRAIS HIDRO E TERMOELÉTRICAS

Neste capítulo, detalham-se as características das usinas hidro e termoelétricas com a finalidade de auxiliar na descrição do modelo proposto para simulação computacional da operação de sistemas hidrotérmicos. Os tópicos trabalhados aqui baseiam-se nos trabalhos de Fortunato et al. (1990), Cicogna (1999), Cicogna (2004), Finardi (2003), Ramos (2011), Nacif (2013), Marcilio (2014), e Souza, Fuchs e Santos (1983).

3.1 ELEMENTOS DE CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

A geração de energia elétrica por usinas hidroelétricas se fundamenta na conversão de energia potencial hidráulica, resultantes do aproveitamento de quedas d'água: o armazenamento de água em *reservatórios* ou lagos são carregadas sob pressão por meio de condutos forçados do *canal adutor* até as turbinas, localizada na *casa de máquinas*, fazendo com que suas pás se movimentem, gerando energia mecânica; as turbinas, por sua vez, estão interligadas a geradores, que, devido ao movimento contínuo criado, convertem a energia mecânica em energia elétrica (FORTUNATO et al., 1990). Após todo este processo, a água retorna ao manancial hídrico por meio de condutos denominados *canais de fuga*, e a energia gerada é encaminhada a subestações elevadora de tensão e introduzidas nos sistemas de transmissão para posterior consumo. A Figura 8 exibe os principais componentes das usinas do ponto de vista energético.

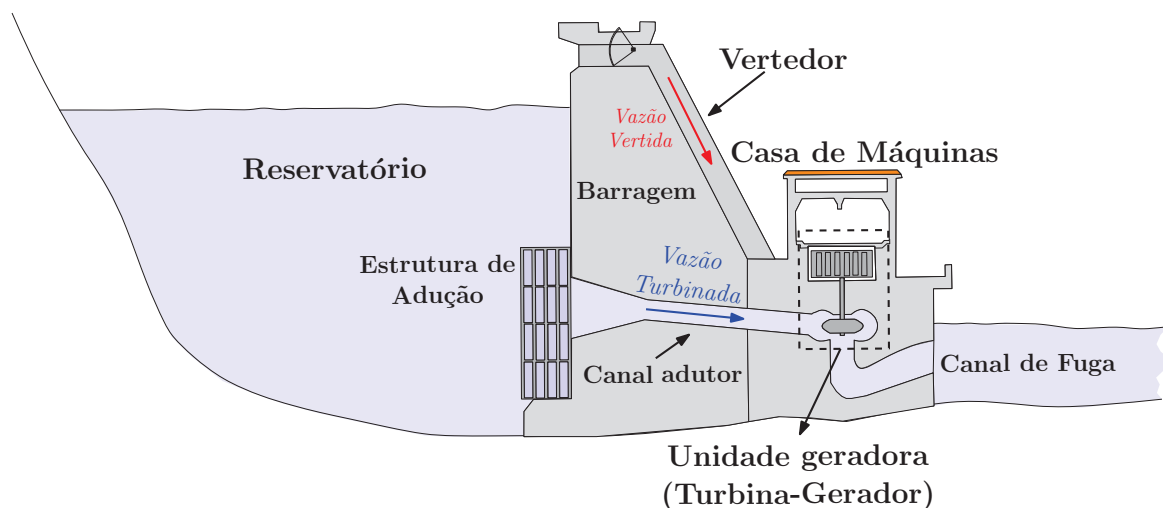


FIGURA 8 – Principais componentes de uma usina hidroelétrica.

Fonte: Adaptado de Silva Filho (2003).

A Figura 8 ilustra, superficialmente, todo o trajeto realizado pela água a fim de gerar energia. Cada elemento destacado na Figura 8 tem influência para determinar o

planejamento da operação. As próximas subseções destacam estas principais influências.

3.1.1 Afluências e séries sintéticas de vazão

Para a instalação de uma usina num manancial hídrico, interessa aos agentes responsáveis para a produção de energia estudar a distribuição da água superficial e o seu escoamento ao longo do trajeto do rio. Entretanto, o aproveitamento da água de um rio não é realizado somente para geração de energia, em vista que outras atividades a utilizam como base, tais como a navegação, irrigação, pesca e saneamento básico urbano. Assim, todas as atividades desenvolvidas ao longo do trajeto de um rio devem ser elaboradas conscientemente a fim de minimizar os danos ao ambiente e atender as demandas da sociedade.

No âmbito da geração de energia, a entrada em operação de uma usina hidroelétrica fica condicionada à existência de uma vazão afluyente provinda de mananciais hídricos e áreas de drenagens de uma respectiva bacia hidrográfica. Categoriza-se a vazão afluyente de uma usina como vazões naturais e incrementais, sendo a

[...] vazão afluyente natural a vazão total que passa por uma seção transversal do manancial, considerando todas as descargas hidráulicas, sejam laterais ou do próprio manancial. A vazão afluyente incremental que passa por uma seção transversal é aquela que adentra ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada. (CICOGNA, 1999, p. 25)

Neste contexto, é possível concluir que uma vazão natural afluyente a uma usina seria a quantidade de água passando no rio sem considerar um reservatório para regularizar a sua vazão, enquanto que a vazão incremental é a vazão lateral recebida entre um posto de medição fluviométrico de vazão da usina e todos os outros postos imediatamente a montante deste. A obtenção dos dados de afluência só são realizados por meio de medições por postos fluviométricos dispostos ao longo do manancial, sendo somente os dados de afluência naturais possíveis de serem registrados.

Os dados de afluência incremental da usina são obtidos por meio de sua própria definição, isto é, são encontradas pela diferença entre a afluência natural da usina e as afluências naturais às usinas imediatamente à montante:

$$Y_r = Y_{nat_r} - \sum_{l \in M_r} Y_{nat_l}, \quad (3.1)$$

em que Y_r é a afluência incremental do reservatório, Y_{nat_r} é a vazão natural ao reservatório r e $l \in M_r$ são as usinas l imediatamente à montante do reservatório r , ambos em m^3/s . Para auxiliar na compreensão da definição, considere-se o seguinte exemplo.

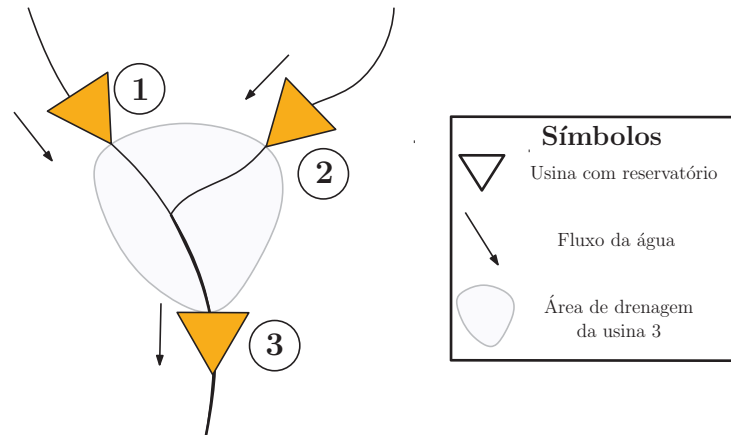


FIGURA 9 – Representação de uma cascata.
Fonte: Adaptado de Cicogna (1999).

A Figura 9 ilustra uma cascata em formato Y – união de dois rios em um único rio – dispondo três usinas, estando as usinas 1 e 2 a montante da usina 3. A afluência natural para a usina 3 é a soma da vazão natural do rio onde se localizam as usinas 1 e 2. Todavia, a construção do reservatório da usina 3 gera um lago para armazenamento de água que é sustentado tanto pela vazão natural quanto, por exemplo, das vazões de outros pequenos rios e riachos, gerando uma área denominada de área de drenagem – que representa a vazão incremental –, que também deve ser considerada na vazão natural da usina 3. Desta forma, a vazão natural à usina 3 é descrita por

$$Y_{nat_3} = Y_{nat_1} + Y_{nat_2} + Y_3,$$

assim sendo possível encontrar a vazão incremental da usina 3,

$$Y_3 = Y_{nat_3} - (Y_{nat_1} + Y_{nat_2}),$$

obtendo a mesma estrutura da equação descrita em (3.1). Logo, cada usina instalada no leito de um rio possuirá uma série de vazão própria.

Devido à incerteza para determinar a vazão afluente em um reservatório, comumente adota-se a premissa que as vazões históricas podem fornecer uma ideia das vazões afluentes futuras. Fortunato et al. (1990) descreve em forma de fluxograma todo o operoso processo envolvido para determinar as séries históricas. No Brasil, os agentes das usinas hidroelétricas possuem registros de séries históricas de vazões desde janeiro de 1931 discretizadas em meses e semanas, o que auxiliam na tentativa de previsão futura do cenário de afluências.

Conhecendo estas informações hidrológicas, Fortunato et al. (1990) descreve que uma maneira eficiente de determinar as afluências futuras é encarando a série histórica ocorrida como um cenário hidrológico realizado dentre as mais variadas possibilidades de

cenários, sendo equiprovável a ocorrência de outro cenário distinto ao ocorrido. Logo, o emprego de modelos estocásticos geradores de cenários de afluições a partir das séries históricas de vazões de forma artificial (sintética) são empregados e recomendados para verificar avaliações dos riscos para o planejamento da operação do sistema.

Neste trabalho, devido ao fato da modelagem adotada para o problema de despacho hidrotérmico ser individualizado (ver Seção 4.1), torna-se necessário também o uso da modelagem individualizada de séries hidrológicas. A geração de séries sintéticas foi baseado em Detzel et al. (2014), cujo trabalho apresenta uma formulação baseada no modelo Box&Jenkins, sendo multivariado, não periódico e aplicado a séries hidrológicas mensais e desazonalizadas.

3.1.2 Vazão turbinada e vertida da usina

Dada uma afluição para usina, existem duas possibilidades para que a água volte ao seu manancial hídrico natural. A primeira possibilidade é após o turbinamento de água (QC), que por definição é a vazão que passa pelas turbinas produzindo energia após ser retirada pelo canal adutor do reservatório. Por passar neste canal, o engolimento de uma usina possui um limitante superior ao qual denomina-se como engolimento máximo, valor este que “[...] produz a potência máxima do conjunto de turbinas para uma dada altura de queda líquida” (CICOGNA, 1999).

A segunda possibilidade é o vertimento de água (QVT) da usina, cuja vazão não passa pelas turbinas. Tomando o custo como referência, obviamente deseja-se evitar o vertimento, porém faz-se necessário verter água nos casos em que o volume do reservatório está acima do limite máximo operativo ou para garantir a manutenção das atividades a jusante da usina.

Desta forma, a adição da vazão turbinada e vertida fornece a defluência do reservatório, isto é, a vazão que sai de uma usina para a outra.

3.1.3 Reservatórios

A construção de um reservatório para armazenamento de água deve envolver todos os cenários possíveis de afluições. De acordo com Cicogna (1999), as cotas (níveis) do reservatório devem ser projetadas considerando as cheias de projeto, cujo elemento destaca uma severa sequência hidrológica calculada a partir do histórico de vazões da bacia hidrográfica, passível de aproveitamento hidráulico, e consoante a uma definida probabilidade de ocorrência. Esta situação define a operação mais extrema da usina.

A Figura 10 destaca três dos níveis mais importantes do ponto de vista de planejamento operativo-energético.

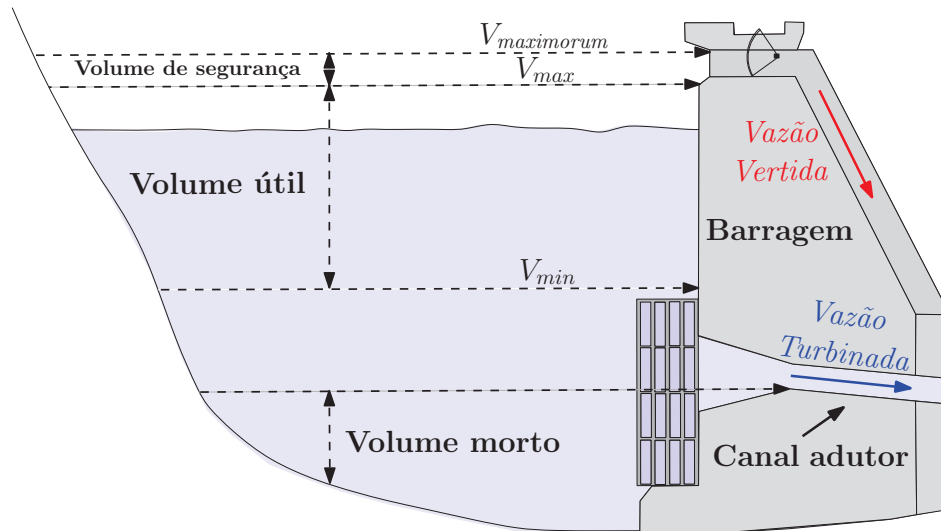


FIGURA 10 – Cotas de um reservatório.
Fonte: Adaptado de Silva Filho (2003).

O menor nível operativo destacado na Figura 10 é o de volume mínimo operativo V_{min} . O volume de água que se encontra abaixo desse nível é denominado volume morto, inutilizável por não conseguir adentrar ao canal adutor da usina para gerar energia. Caso a usina atinja o seu volume morto, além de não gerar energia, a usina também não consegue manter a regulação das atividades a jusante do rio, tais como irrigação, pesca e navegação, colocando em xeque todo um contexto sócio-econômico e ambiental do local.

Para a geração de energia de forma segura em termos físicos, o nível de água do reservatório deve-se encontrar entre os volumes extremantes operativos da usina, isto é, o nível de água deve encontrar-se entre o volume máximo operativo V_{max} e V_{min} , sendo determinados durante a projeção do reservatório para a entrada de água no sistema adutor a fim de evitar a formação de vórtices e efeitos de cavitação¹ das pás das turbinas.

Acima do volume útil encontra-se o nível denominado volume de segurança. Este volume é delimitado entre os níveis V_{max} e volume *maximorum* $V_{maximorum}$ de aproveitamento de água, sendo atingido “[...] apenas no dimensionamento da usina para quando é simulada a operação de emergência para a cheia de projeto” (CICOGNA, 2004). Assim, caso seja ultrapassado este último nível, o colapso da barragem é selado por não conseguir reservar mais água, significando danos a todo o nível de jusante, tais como ambientais, econômicos e sócio-culturais.

Existem categorias entre projetos de reservatórios, sendo classificados de acordo com a sua capacidade de regularização, denominados como reservatórios de acumulação e

¹ Este fenômeno ocorre quando a pressão estática do líquido fica menor que a sua pressão de vapor. Em outras palavras, é a criação de bolhas de vapor no líquido que passa pelas pás da turbina.

compensação. Já as que possuem reservatórios de acumulação são comumente denominadas usinas com reservatórios, justamente pela capacidade de acumular água para posterior turbinamento e/ou vertimento, regulando a vazão no percurso de um rio. As usinas que possuem reservatórios de compensação, denominadas como usinas a fio d'água, possuem uma baixa capacidade de reter água, permitindo-se pequenos valores de vertimento para regulação da vazão do rio.

Para ilustrar o assunto tratado neste tópico, elaborou-se um exemplo para descrever as características de um sistema hidroelétrico. A Figura 11 descreve a cascata de usinas no rio Iguaçu, localizada na bacia do Iguaçu, cujas usinas hidroelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto e Governador José Richa são denominadas como Foz do Areia e Salto Caxias, respectivamente.

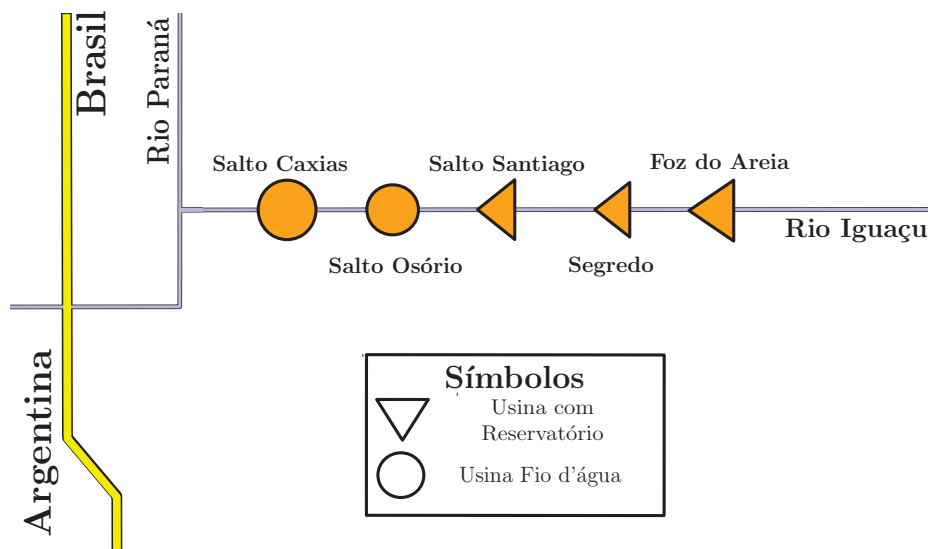


FIGURA 11 – Cascata do rio Iguaçu - Paraná.
Fonte: Adaptado de ONS (2018b).

As usinas destacadas na Figura 11 são usinas concessionadas à Companhia Paranaense de Energia - COPEL®(Foz do Areia, Segredo, Salto Caxias) e Engie Brasil®(Salto Santiago, Salto Osório), e serão utilizadas em alguns exemplos. Essas usinas possuem os níveis de volume mínimo, máximo, vertimento e volume útil descritas na Tabela 1.

TABELA 1 – Dados operativos dos reservatórios das usinas do exemplo.

Usina	Volume [hm^3]		
	Máximo	Mínimo	Útil
Foz do Areia	5779	1974	3805
Segredo	2950	2562	388
Salto Santiago	6775	2662	4113
Salto Osório	1124	1124	0
Salto Caxias	3573	3573	0

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

Pela Tabela 1, pode-se observar que as usinas hidroelétricas de Salto Osório e Salto Caxias possuem os respectivos valores máximo e mínimo de volume iguais, resultando em um valor nulo de volume útil. Isto ocorre pois ambas são usinas a fio d'água, isto é, sem reservatório de regulação, o que implica que toda a afluência no reservatório seja utilizada.

3.1.4 Cotas do reservatório

A construção de uma barragem no leito de um rio possui a finalidade de criar uma diferença entre níveis de montante e jusante, gerando a energia potencial gravitacional necessária para o processo de geração de energia. A Figura 12 destaca tais níveis.

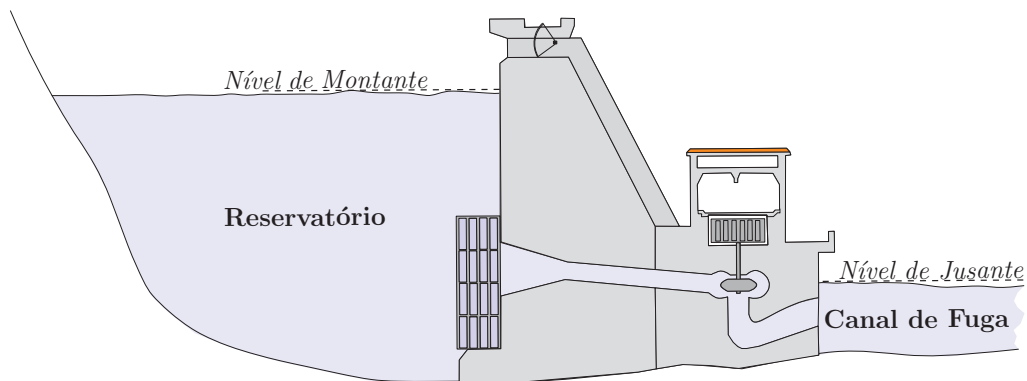


FIGURA 12 – Níveis de montante e jusante de uma usina.

Fonte: Adaptado de Silva Filho (2003).

É possível modelar matematicamente tais níveis. No sistema hidráulico brasileiro, os níveis são modelados de forma não linear – especificamente por polinômios de até quarto grau – objetivando-se conhecer quais são as cotas do volume armazenado no reservatório (nível de montante) e da defluência do canal de fuga da usina (nível de jusante), ambos mensurados em metros em relação ao nível do mar.

3.1.4.1 Cota de Montante

Define-se a cota de montante do reservatório pelo polinômio Cota x Volume ϕ :

$$\phi(V_{MED}) = \sum_{i=0}^4 A_i \cdot V_{MED}^i, \quad (3.2)$$

no qual V_{MED} é o volume médio armazenado no reservatório, em $[hm^3]$, entre dois períodos t e $(t - 1)$, isto é,

$$V_{MED_t} = \frac{V_{t-1} + V_t}{2},$$

e A_i são os coeficientes dos polinômios calculados a partir do estudo da topografia do lago gerado pela construção da barragem, fornecendo como resultado o valor da cota de montante do reservatório $[m]$.

Utiliza-se o volume médio entre dois períodos – atual e antecessor – como forma de deixar mais realística a estimativa de cota, já que a variável volume refere-se à quantidade de água armazenada no fim dos períodos. A Figura 13 ilustra um exemplo do volume de um reservatório para alguns períodos com o intuito de justificar tal abordagem, cujas linhas tracejadas auxiliam a verificar o volume médio dos períodos destacados.

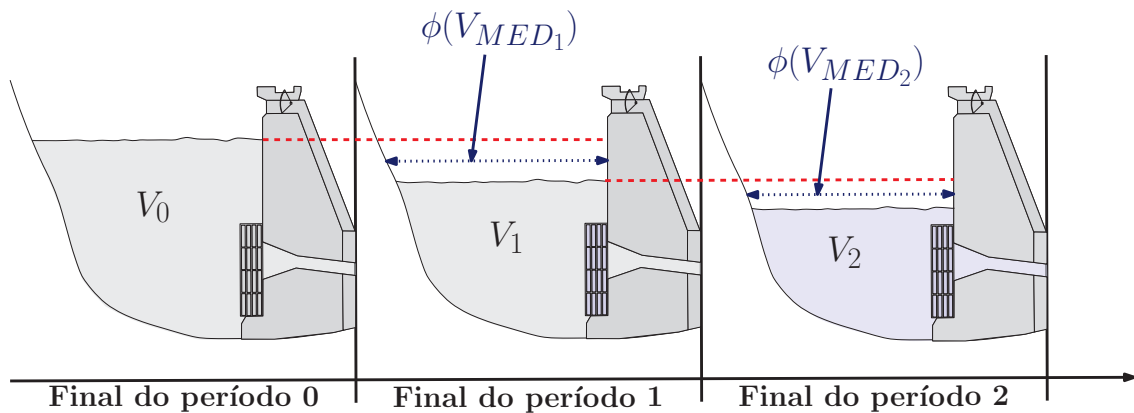


FIGURA 13 – Importância de considerar o volume médio.
Fonte: Adaptado de Cicogna (1999).

A Figura 13 exhibe, para três períodos, a quantidade de água armazenada V ao final de cada período. Nota-se que para o período 1, se a cota de montante fosse calculada, por exemplo, estimar a potência gerada na usina utilizando V_1 – isto é, $\phi(V_1)$ –, o valor de cota sofreria uma perturbação maior e indicaria um resultado menos fidedigno quanto ao calculado utilizando V_{MED_1} (CICOGNA, 1999). A mesma análise vale para o segundo período.

A título de exemplo, os polinômios de cota de montante para as usinas com reservatório localizadas no rio Iguaçu são representados nas Figuras 14a-14c. Ilustra-se, nestas figuras, a não linearidade desta classe de polinômios.

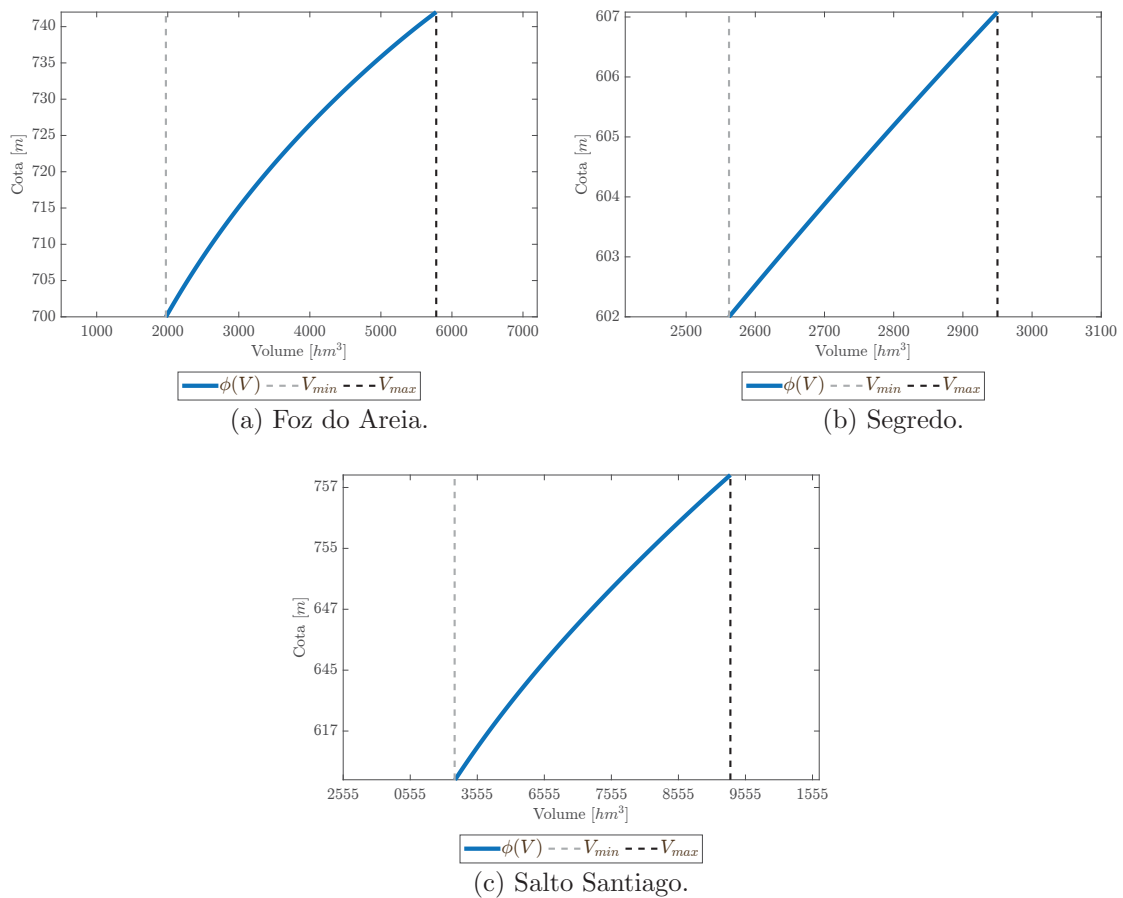


FIGURA 14 – Exemplos de polinômios Cota x Montante.
Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

Como mostrado na Figura 14, para valores de abscissa menores que o volume mínimo operativo V_{min} , obtêm-se o volume morto, e para valores maiores que o volume máximo operativo V_{max} , ocorre a abertura dos vertedouros evitando o volume de segurança. Para estas regiões descritas, os equipamentos da usina não operam ou evitam operar justamente por ficar fora das suas especificações (NACIF, 2013).

3.1.4.2 Cota de Jusante

Em relação ao nível de jusante da usina, define-se a cota do canal de fuga em função de sua vazão defluente, sendo obtido pelo polinômio Cota x Jusante – também denominado como polinômio Defluência x Cota do Canal de Fuga – como

$$\theta(QC, QVT, CF) = \sum_{i=0}^4 B_i \cdot (QC + QVT \cdot CF)^i, \quad (3.3)$$

no qual QC e QVT são as vazões turbinada e vertida na usina, respectivamente, em $[m^3/s]$, CF é um valor binário indicando a existência e influência do canal de fuga da usina e B_i são os respectivos coeficientes do polinômio, fornecendo como resultado a cota de jusante

do reservatório [m]. A Figura 15 dispõe os polinômios Cota x Jusante para as usinas localizadas no rio Iguaçu.

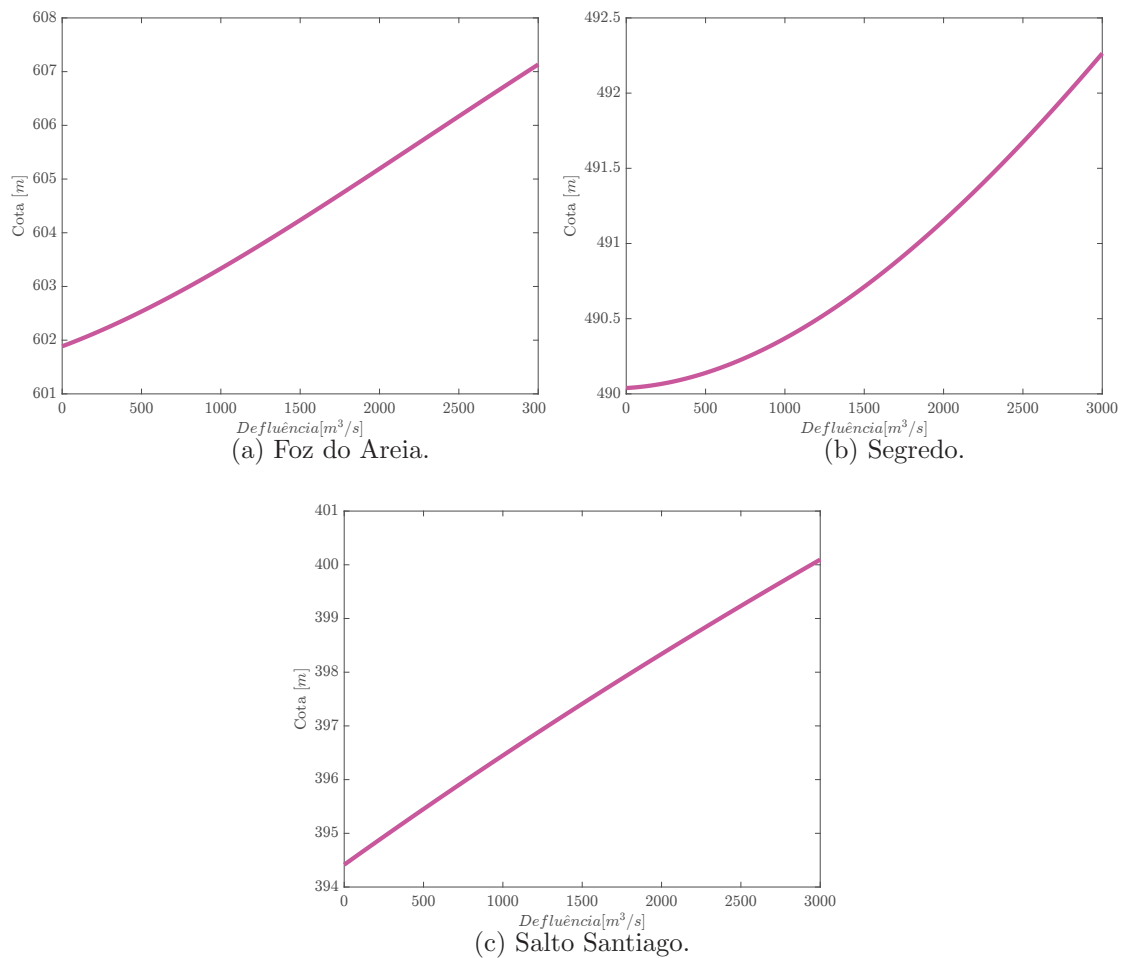


FIGURA 15 – Exemplos de polinômios Cota x Jusante.
Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

3.1.4.3 Área do reservatório

Dada uma cota de montante, é possível determinar a área alagada pelo reservatório. Determina-se a cota de área do reservatório pelo polinômio de Área x Cota $area$, como

$$area(\phi) = \sum_{i=0}^4 D_i \cdot \phi^i, \quad (3.4)$$

no qual ϕ é a cota de montante do reservatório [m] e D_i são os coeficientes do polinômios tabelados, fornecendo como resultado o valor da área alagada pelo reservatório [km^2]. A Figura 16 ilustra os polinômios Área x Cota para as usinas com reservatório localizadas no rio Iguaçu.

Uma outra forma de obter a área do reservatório é realizando a composição entre os polinômios Área x Cota e Cota x Montante. A composição dos polinômios citados

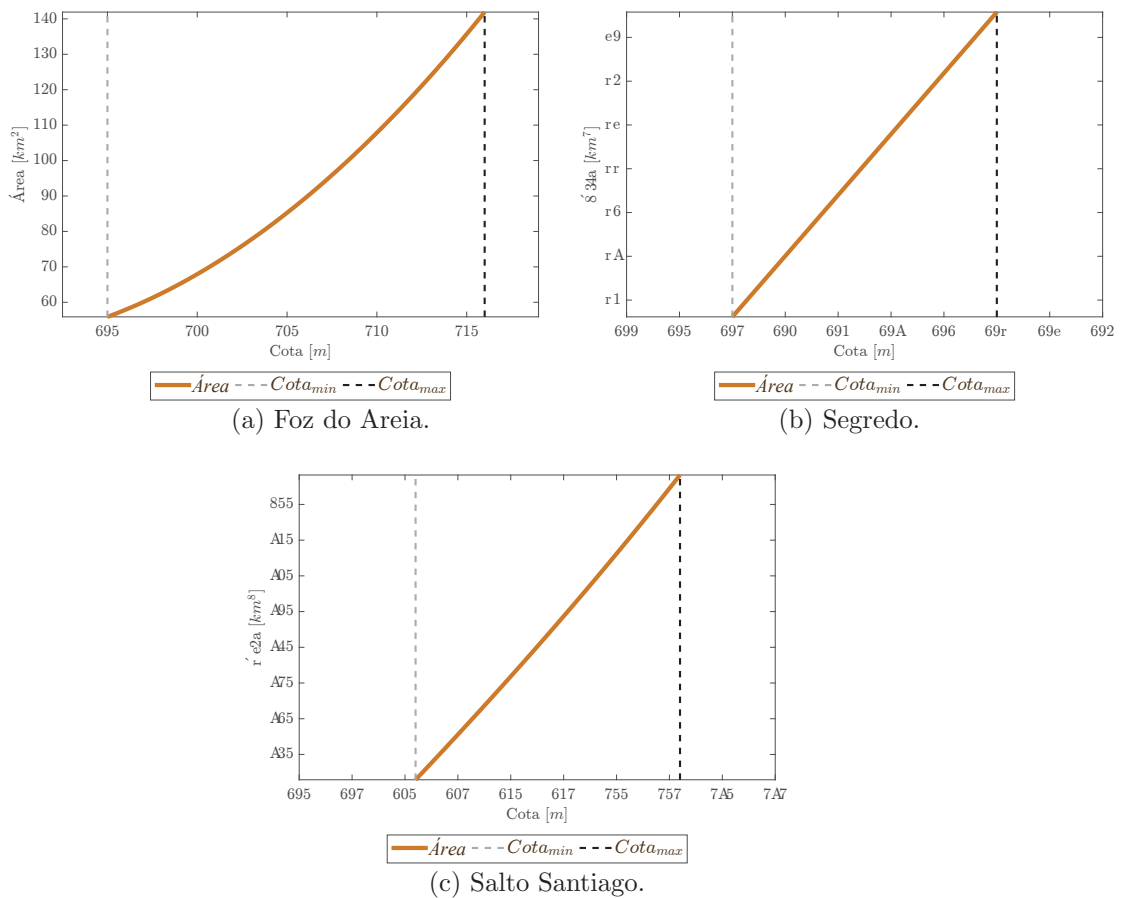


FIGURA 16 – Exemplos de polinômios Área x Cota.
Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

forneem o polinômio Área x Volume, estabelecendo o valor de área alagada em função do volume do reservatório. Esta abordagem é eficiente pois reduz o esforço computacional de (3.4).

3.1.5 Evaporação

Naturalmente, todo manancial hídrico é afetado por um ciclo hidrológico. O ciclo hidrológico é descrito, resumidamente, a partir da queda de água por meio de precipitações até seu retorno à atmosfera de formas distintas: evaporação após ocorrer a precipitação, pelo fluxo de água sobre a superfície da terra, pela transpiração de plantas, pela evaporação superficial recolhida por meio de conchas naturais ou artificiais e infiltração da água rumo aos lençóis freáticos (SOUZA; FUCHS; SANTOS, 1983). A Figura 17 ilustra o processo realizado em um ciclo hidrológico.

Esse fenômeno de troca contínua e incontrolável de água entre a superfície terrestre e a atmosfera influencia o planejamento da operação da usina, uma vez que, em determinados períodos do ano, perde-se água no reservatório. Logo, é essencial levar em consideração a evaporação durante o planejamento da operação.

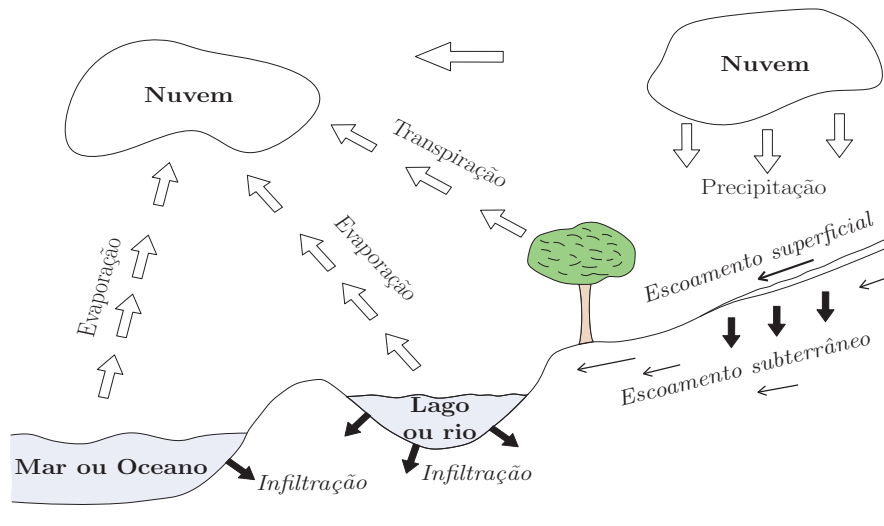


FIGURA 17 – Exemplo do ciclo hidrológico.
Fonte: Adaptado de Souza, Fuchs e Santos (1983).

Como ressaltado anteriormente, o Brasil, devido sua extensão, possui variados regimes hidrológicos e pluviométricos, o que impacta em diferentes tendências de evaporação líquida entre usinas de diferentes regiões. Para ilustrar esta afirmação, observe-se a Figura 18, cujo eixo horizontal são os meses do ano e o eixo vertical a cota, em $[mm]$, de água evaporada: visivelmente nota-se que a usina hidrelétrica Foz do Areia, localizada no Paraná (sul do Brasil), possui uma tendência de evaporação líquida contrária à usina hidrelétrica Cana Brava, localizada em Goiás (centro-oeste do Brasil). Isto é causa direta do regime hidrológico variável nas duas regiões. Comumente no Brasil, nos meses de dezembro a abril costuma ocorrer mais precipitações nas regiões centro-oeste, sudeste, norte e nordeste, enquanto que em sua região sul ocorre um período mais seco; nos meses restantes, em contrapartida, os perfis se invertem para as regiões descritas (RAMOS, 2011).

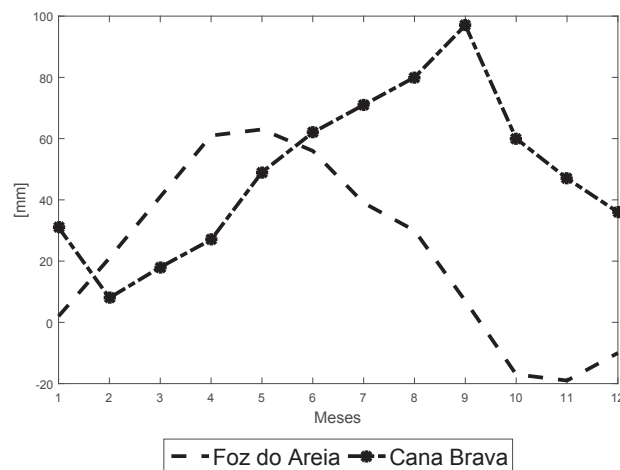


FIGURA 18 – Cota de evaporação líquida mensal de duas usinas.
Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

A evaporação líquida, em um reservatório localizado no Brasil, de acordo com o ONS (2001), é obtida de forma mensal utilizando o método de Morton que fornece uma cota de perda de água em milímetros para o reservatório. Define-se evaporação líquida como a subtração da evaporação do lago, calculada utilizando o modelo CRLE², e a evapotranspiração real, calculada pelo modelo CRAE³, cujas estimativas envolvem fatores relacionados ao clima da região, tal como a temperatura média, umidade relativa e número de horas de insolação mensais, além da precipitação anual da região.

Dessa forma, podem-se obter valores de evaporação líquida mensal negativos, como é o caso destacado na Figura 18: a usina hidroelétrica Foz do Areia possui, entre os meses de outubro e dezembro, valores negativos devido à evapotranspiração líquida da área alagada em que se encontra o reservatório da usina ser maior que a sua evaporação real, isto é, ocorre o fato que há mais água chegando de modo subterrâneo e/ou em forma de chuva no reservatório do que evaporando (ONS, 2001).

Logo, para obter o balanço hídrico da usina mais verossímil, interessa conhecer qual o volume de água da usina que é perdido por esse processo. Assim, se conhecer a cota de evaporação mensal da usina, basta multiplicá-la pela área alagada no período que o reservatório se encontra para obter a quantificação de volume de água evaporado na usina. Assim, define-se a evaporação EVP em um mês qualquer no reservatório da usina como

$$EVP = c \cdot area \cdot Coef_{EVP}, \quad (3.5)$$

em que o valor $area$, fornecido tanto por (3.4) quanto diretamente pelo polinômio Área x Volume, representa a área em $[km^2]$ alagada pelo reservatório, $Coef_{EVP}$ fornece, em $[mm]$, a cota mensal de evaporação do lago do reservatório. Para a conservação das unidades utilizadas no balanço hídrico da usina, utilizada neste trabalho em $[hm^3]$, a constante c é encontrada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} EVP &= area \cdot Coef_{EVP} \\ \updownarrow & \quad \quad \updownarrow \quad \quad \updownarrow \\ [hm^3] &\Leftrightarrow [km^2] \cdot [mm] \\ [hm^3] &\Leftrightarrow 10^2 [hm^2] \cdot 10^{-5} [hm] \\ [hm^3] &\Leftrightarrow 10^{-3} \cdot [hm^3], \end{aligned}$$

logo, a constante c será igual a 10^{-3} .

Neste trabalho, serão utilizadas duas formas de inclusão de evaporação líquida no planejamento da operação conforme a definição (3.5), alterando apenas a forma da obtenção da variável $area$:

² Acrônimo para *Complementary Relationship Lake Evaporation*.

³ Acrônimo para *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration*.

- encontrando *area* utilizando uma linearização do polinômio Área x Volume para determinar o valor de área alagada do reservatório, representando pela nomenclatura \overline{EVP} – esta forma será utilizada apenas na otimização do planejamento;
- obtendo *area* por (3.4) em sua forma não linear para determinar o valor de área alagada do reservatório, representando pela nomenclatura *EVP* – esta forma será utilizada apenas na simulação do planejamento.

3.1.6 Altura de queda

No início da subseção 3.1.4, descreveu-se a importância da barragem da usina para auxiliar na existência da energia potencial gravitacional da água, sendo posteriormente convertida em energia elétrica por meio da diferença gerada entre o nível de montante e jusante da usina. Esta diferença é denominada altura de queda bruta, formalmente descrita como

$$h_b = \phi(V_{MED}) - \theta(QC, QVT, CF), \quad (3.6)$$

forneendo, em metros, a queda topográfica de água.

Entretanto, no processo percorrido pela água até a saída pelo canal de fuga da usina, existe a ocorrência de perdas de carga hidráulica. Estas perdas são evidenciadas durante a passagem de água pela estrutura de adução, cuja funcionalidade é evitar a entrada de grandes detritos para não comprometer os equipamentos da usina, e no atrito da água nas paredes do conduto forçado do canal adutor.

Fortunato et al. (1990) define uma expressão geral para o cálculo de perda de carga hidráulica, *pc*, como

$$pc = c \cdot QC^2,$$

em que *c* é um percentual de perda hidráulica tabelado e *QC* é a vazão turbinada da usina [m^3/s], fornecendo a perda *pc* [*m*]. De acordo com Cicogna (1999), o sistema hidráulico brasileiro adota três possíveis representações de perdas de carga, sendo a perda de carga um percentual da altura de queda bruta, constante, ou a própria equação geral:

$$pc = \begin{cases} c \cdot h_b \\ c \\ c \cdot QC^2 \end{cases} . \quad (3.7)$$

Desta forma, ao considerar o desconto de perda de carga hidráulica no valor de altura de queda bruta de água, obtém-se a altura de queda líquida de água *h_l*, definida como

$$h_l = \phi(V) - \theta(QC, QVT, CF) - pc. \quad (3.8)$$

Assim, e em consonância com Scarcelli (2016), para obter uma maior geração de energia por parte da usina, o volume máximo operativo deve ser elevado de tal forma a produzir maior altura de queda líquida, porém pesam-se os custos crescentes para construção de um reservatório para compreender a área alagada, agredindo mais o meio ambiente. Em contraste, quando reduzido o volume mínimo operativo da usina, cria-se uma maior faixa de volume útil e regulariza-se melhor a afluência da usina, entretanto diminui-se a altura de queda líquida, implicando uma menor capacidade de produção energética da unidade.

3.1.7 Casa de máquinas

Durante a fase de projeção da usina, dimensionam-se todos equipamentos para a geração eficiente de energia, definindo, neste caso, o número necessário de unidades e de conjuntos de unidades geradoras da usina e o tipo mais adequado de turbina. Os conjuntos de unidades geradoras de energia, isto é, os conjuntos de turbinas-geradores de uma usina, localizam-se em uma determinada região da usina denominada casa de máquinas. A composição das unidades geradoras está explicada na Seção 3.1.7.1.

A construção da casa de máquinas deve ser projetada, de acordo com Schreiber (1977), visando suportar a montagem (ou desmontagem) e manutenção dos equipamentos que nela se encontram, facilitando tais processos. Neste dimensionamento, calculam-se os valores de potência, altura de queda e engolimento nominais de cada unidade geradora. Define-se potência nominal como a máxima potência calculada para ser gerada na unidade, enquanto que a altura de queda nominal é o menor valor de altura de queda líquida sob qual a unidade desenvolve sua potência nominal e, por fim, o engolimento nominal é a vazão turbinada que, dada a altura de queda nominal, produz a potência nominal da unidade.

Entretanto, tais valores projetados (potência, altura de queda e engolimento) podem não corresponder exatamente a partir do momento que a usina entra em operação. Então, após a ativação das unidades, calculam-se novamente os valores de potência, altura de queda e engolimento que regem efetivamente a geração de energia, tornando-se valores referenciais para operação da usina. O engolimento efetivo QC_{ef} e potência efetiva P_{ef} , são definidos, respectivamente, pelas seguintes expressões.

$$QC_{ef} = \sum_{j=1}^{N_C} (N_j \cdot QC_{ef_j}), \quad (3.9)$$

$$P_{ef} = \sum_{j=1}^{N_C} (N_j \cdot P_{ef_j}), \quad (3.10)$$

em que N_C é o número de conjuntos de unidades geradoras, N_j é o número de unidades geradoras no conjunto j , QC_{ef_j} é o engolimento efetivo da unidade geradora do conjunto j , fornecendo o engolimento efetivo QC_{ef} da usina [m^3/s], P_{ef_j} a potência efetiva da unidade geradora do conjunto j , fornecendo a potência efetiva P_{ef} da usina [MW].

A potência das unidades geradoras da usina é essencial para a determinação precisa da geração de energia hidráulica, assim como o engolimento de água no canal de adução. A seguir, discorre-se sobre as unidades geradoras e, posteriormente, os seus rendimentos.

3.1.7.1 Unidades geradoras

O conjunto turbina-gerador da usina é denominado como unidade geradora da usina. No contexto hidráulico, Schreiber (1977) e Souza, Fuchs e Santos (1983) concordam que o conjunto turbina-gerador possui como finalidade primeiramente converter, via sistema rotativo hidrodinâmico (rotor), a energia de escoamento da água em trabalho mecânico, sendo esse trabalho realizado emitido por meio de um sistema fixo hidráulico (eixo) para um gerador a fim de obter energia elétrica. Em outras palavras, ao terminar o percurso no canal de adução, a água passa por entre as turbinas das usinas, transformando a energia potencial da água em energia mecânica de rotação, entregando essa última energia ao gerador acoplado.

A escolha da unidade geradora para a usina não é realizada ao acaso. Segundo Souza, Fuchs e Santos (1983), a sua escolha envolve alguns fatores tais como a infraestrutura da usina – local de instalação da turbina e os custos de obtenção e futuras manutenções, por exemplo –, condições de aplicação e sistema de operação – rotação específica da turbina e cavitação, por exemplo, para assim definir o melhor conjunto para a usina. De forma sucinta, a escolha do gerador de energia elétrica da usina dependerá quase exclusivamente da situação das redes de transmissão do sistema elétrico. Schreiber (1977) afirma que, no caso brasileiro, o sistema de transmissão e distribuição de energia é regida somente por corrente alternada no modo trifásico, sendo transmitidas em ciclos de 60Hz. Logo, as usinas do SIN adotam apenas geradores trifásicos de 60Hz em suas unidades geradoras.

Quanto às turbinas hidráulicas, atualmente são categorizadas de duas formas: reação ou ação. Resumidamente, uma turbina de reação realiza o seu trabalho mecânico por meio da formação de energia cinética e pressão da água em escoamento através do seu rotor, enquanto que uma turbina de ação realiza o mesmo trabalho apenas com a formação da energia cinética nas mesmas condições. Finardi (2003) destaca que, devido às características operativas, as turbinas de reação podem influenciar no nível de jusante da usina, uma vez que a turbina pode operar com o seu canal de fuga afogado, podendo modificar a altura de queda líquida. Por sua vez, as turbinas de ação, devido a características

intrínsecas de construção, não possui implicações na alteração de nível de jusante.

As duas categorias de turbinas descritas são empregadas no parque gerador de eletricidade brasileiro. Quanto às turbinas de reação, Schreiber (1977) ressalta o emprego de turbinas do tipo Francis e de hélices, cujas pás são fixas ou ajustáveis (Kaplan), sendo seus nomes homenagens aos seus respectivos inventores, James B. Francis e Viktor Kaplan. A turbina tipo Francis possui recomendações para operação em quedas d'água entre 40 e 400 metros, enquanto a turbina tipo Francis opera em quedas de até 60 metros (BUENO, 2017). Em relação às turbinas de ação, salienta-se o emprego de poucas unidades no setor elétrico brasileiro, pois existem uma escassez de “localidades com quedas suficientemente altas” (SCHREIBER, 1977). A única modalidade de turbina de ação no Brasil é do tipo Pelton, nome recebido também em homenagem ao seu inventor, Lester A. Pelton.

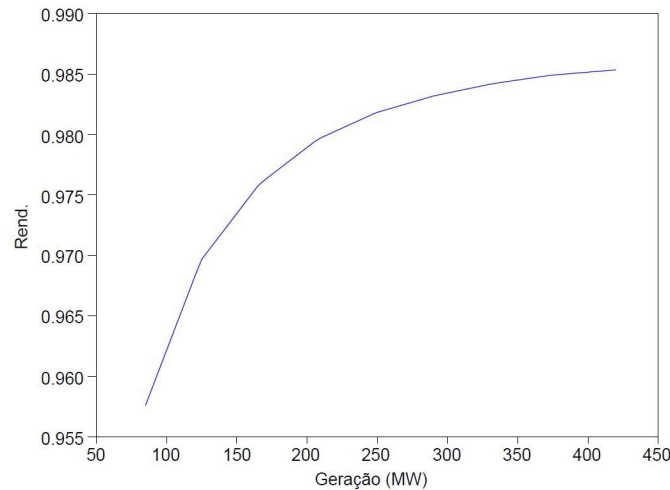
Vale ressaltar que uma unidade geradora da usina, composta principalmente por máquinas, é passível de melhores rendimentos de geração de energia de acordo com as condições de execução. Estas limitações devem ser incorporadas na estimativa de geração energética, obtendo, assim, um planejamento operativo da unidade mais próximo da realidade. Nesta linha de raciocínio, descrevem-se na seção a seguir sobre os rendimentos da turbina e do gerador.

3.1.7.2 Rendimento de uma unidade geradora

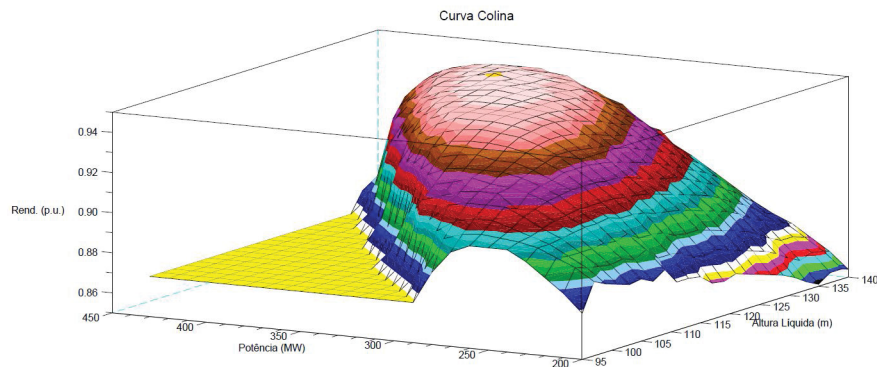
Cada elemento de uma unidade geradora possui um rendimento envolvido no processo de geração de energia. Considerar tal tópico na modelagem da função de geração refina as variáveis do planejamento da operação, promovendo uma melhora na qualidade do despacho. Além disso, considerar os rendimentos das máquinas fazem com que as influências da operação contínua, que causam seus desgastes, sejam evitados ou, pelo menos, controlados (RODRIGUES, 2003).

Assim, para cada gerador e turbina da usina, existe uma relação de desempenho distinta. Nacif (2013) descreve em seu trabalho que enquanto existe uma curva de rendimento para o gerador, os rendimentos das turbinas são representados por um conjunto de curvas que formam uma superfície com o aspecto de uma colina, surgindo a alcunha de *curva colina* de desempenho da turbina. A Figura 19 dispõe um exemplo do rendimento de um gerador e de uma turbina da usina Foz do Areia.

Segundo Finardi (2003), o rendimento da unidade geradora j , η_j , é definido como o produto dos rendimentos da turbina, η_t , e gerador, η_g , cujo valor (η_j) representa as perdas existentes na operação da produção de energia. O valor de rendimento da unidade é descrito em função de operação, sendo uma modelagem complexa devido à existência de uma interdependência das variáveis envolvidas no processo. Quanto à vida útil da unidade geradora, cabe ressaltar que o decaimento do rendimento do conjunto turbina-



(a) Rendimento do gerador.



(b) Rendimento da turbina.

FIGURA 19 – Rendimento de um gerador e uma turbina da usina Foz do Areia.
 Fonte: Nacif (2013).

gerador provém da má utilização do turbinamento de água para as turbinas: caso ocorra a extrapolação dos valores limitantes de turbinamento⁴, o ponto de rendimento poderá cair nas regiões proibidas de operação, podendo causar a cavitação das pás e em vibrações mecânicas da turbina, fatores prejudiciais para a vida útil da turbina.

A operação da turbina hidráulica de uma usina sofre influências diretas da sua vazão turbinada QC e a altura de queda líquida h_l que a mesma opera, sendo que a combinação desses pontos fornecem o rendimento da turbina η_t (RODRIGUES, 2003). A título de exemplo, o rendimento máximo de uma turbina hidráulica ocorre nos pontos nominais de engolimento e altura de queda. Por sua vez, a operação do gerador fica restrita ao seu limitante superior de geração hidráulica (fixado), sendo o seu desempenho em função da geração hidráulica.

⁴ Finardi (2003) cita outros limitantes, tais como o de potência do gerador e altura de queda de água.

A complexidade de obtenção de rendimento faz com que, normalmente, o planejamento da operação a médio prazo trate o coeficiente de rendimento como sendo constante, baseando esse valor em uma média para todos os conjuntos de unidades geradoras da usina, algo replicado neste trabalho para o processo de otimização do problema. Entretanto, para o refinamento dos dados otimizados obtidos, serão considerados durante a simulação da operação apenas os rendimentos da turbina como o rendimento da unidade geradora, isso devido à relação do rendimento do gerador depender diretamente da geração de energia elétrica. Dessa forma, adotar-se-á $\eta_g = 100\%$ para todos os casos da simulação, mesmo sabendo, de acordo com Souza, Fuchs e Santos (1983), que os rendimentos dos geradores do parque hidroelétrico brasileiro são limitados.

Como o problema do planejamento a ser tratado ocorre num horizonte de 60 meses, inviabiliza-se verificar o despacho para cada unidade geradora, já que cada conjunto turbina-gerador da usina pode operar com engolimentos diferentes. Assim, torna-se necessário providenciar uma maneira no qual as decisões acerca do rendimento sejam a nível de usina, generalizando o conceito de curvas colina. Para suprir tal necessidade, utilizou-se como rendimento da usina a técnica de curvas colina conjunta proposta por Vallejos et al. (2012a). Essa metodologia, em essência, unifica as curvas colina de cada turbina que uma usina possui em uma única curva não linear e não convexa de rendimento, independente da distinção das turbinas e mantendo, claro, as variáveis determinantes para o desempenho da geração hidráulica (vazão e altura). Por ser não convexa, existem vales nas regiões da superfície que indicam regiões proibidas de geração, conforme indica a Figura 20.

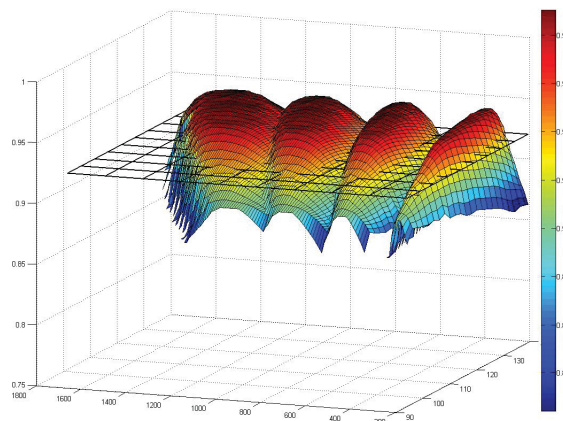


FIGURA 20 – Curva colina conjunta da usina Foz do Areia.
Fonte: Vallejos et al. (2012a).

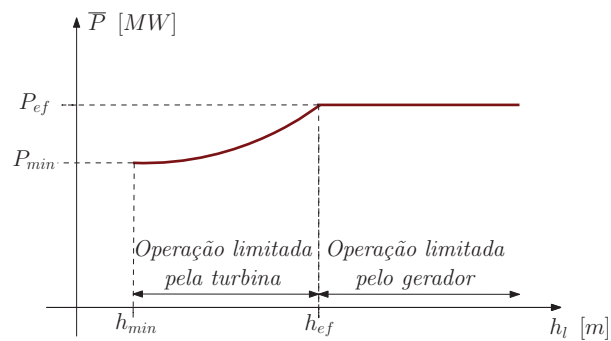
A técnica de rendimento utilizada é eficaz para o problema de despacho hidrotérmico a médio prazo devido à agregação promovida das curvas de rendimento. Entretanto, a pequena biblioteca de curvas colina conjuntas existente, resultado da escassez e/ou qualidade dos dados para geração de curvas colinas conjuntas, torna um fator limi-

tante à sua aplicabilidade (VALLEJOS et al., 2012b).

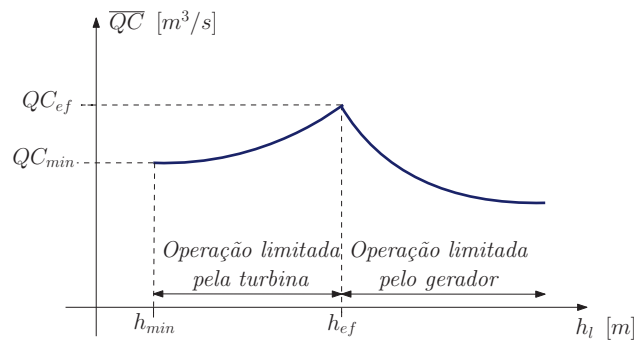
Para mais informações acerca de rendimento de unidades geradoras, destacam-se os trabalhos de Silva Filho (2003), Finardi (2003) e Rodrigues (2003). Para mais informações sobre curvas colina conjuntas, indica-se Vallejos et al. (2012a).

3.1.7.3 Potência e engolimento máximo da usina

Para um valor de altura de queda, uma unidade geradora torna-se capaz de produzir uma potência máxima de acordo com um valor associado a um engolimento (turbina-mento) máximo, considerando, claro, os aspectos limitantes do conjunto turbina-gerador. Analogamente ao que Silva Filho (2003) realizou em seu trabalho, para compreender a relação existente entre altura de queda líquida h_l , potência máxima \bar{P} e engolimento máximo \overline{QC} de uma unidade geradora, considerem-se as Figuras 21a e 21b.



(a) Curva \bar{P} x h_l .



(b) Curva \overline{QC} x h_l .

FIGURA 21 – Esquemas de curvas.

Fonte: Adaptado de Cicogna (1999).

Analisando as Figuras 21a e 21b, conclui-se que dada uma usina hidroelétrica com uma altura de queda líquida pequena, mesmo que os distribuidores⁵ das turbinas estejam totalmente abertos para escoamento de água, ocorre a limitação da operação da usina pela turbina justamente pelo engolimento máximo de água não ser suficiente para o trabalho da turbina munir o gerador com uma potência igual à sua potência de

⁵ Conjunto de pás móveis existente em uma turbina hidráulica, cuja finalidade, de acordo com o tipo de turbina, é controlar a passagem do fluxo de água pelo rotor, variando a potência gerada.

projeto, enquanto que para valores maiores de altura de queda líquida, a operação torna-se restrita ao comportamento do gerador, efeito da extrapolação do fornecimento de potência mecânica via turbina que, por segurança, fecha-se parcialmente o distribuidor e reduz o engolimento máximo da usina para evitar danos maiores aos equipamentos. Dessa forma, fica evidente que as escolhas da altura de queda e engolimento efetivo da usina sejam realizados de forma harmoniosa com a potência instalada do gerador.

No setor elétrico brasileiro, modelam-se as curvas de potência máxima e engolimento máximo em função da altura de queda líquida de duas formas distintas, ao qual Cicogna (1999) classifica como representação detalhada e representação simplificada. Basicamente, a representação detalhada é o ajuste de polinômios por meio de observações empíricas da operação da usina (potência e engolimento máximo) que a unidade geradora da usina realizou de acordo com variados valores de altura de queda líquida, enquanto a representação simplificada estabelece equações que aproximam a potência e engolimento máximo da unidade geradora em função da altura de queda líquida, sendo ambas as representações extensíveis para toda a usina. A representação detalhada não será discutida profundamente aqui uma vez que não será utilizada no trabalho.

Quanto à representação simplificada, a equação de engolimento máximo da usina é descrita como

$$\overline{QC}_j = QC_{efj} \cdot \left(\frac{h_l}{h_{efj}} \right)^{\alpha_j}, \quad (3.11)$$

em que o expoente α_j é uma constante relacionada ao tipo da turbina que a unidade geradora j utiliza e dependente do valor de altura de queda líquida que, segundo Cicogna (1999), é dado por

$$\alpha_j = \begin{cases} 0,5, & \text{se } h_l < h_{efj} \text{ e turbina tipo Francis ou Pelton} \\ 0,2, & \text{se } h_l < h_{efj} \text{ e turbina tipo Kaplan} \\ -1, & \text{se } h_l \geq h_{efj} \end{cases}. \quad (3.12)$$

Para obter o engolimento máximo da usina, basta considerar a soma dos engolimentos máximos de cada unidade geradora, isto é,

$$\overline{QC} = \sum_{j=1}^{N_e} (N_j \cdot \overline{QC}_j). \quad (3.13)$$

Uma representação simplificada da potência máxima da unidade geradora j é dada por

$$\overline{P}_j = P_{efj} \cdot \left(\frac{h_l}{h_{efj}} \right)^{\beta_j}, \quad (3.14)$$

no qual o expoente β_j também é uma constante relacionada ao tipo da turbina que a unidade geradora j utiliza e dependente do valor de altura de queda líquida que, segundo

Cicogna (1999), é dado por

$$\beta_j = \begin{cases} 1, 5, & \text{se } h_l < h_{efj} \text{ e turbina tipo Francis ou Pelton} \\ 1, 2, & \text{se } h_l < h_{efj} \text{ e turbina tipo Kaplan} \\ -1, & \text{se } h_l \geq h_{efj} \end{cases} . \quad (3.15)$$

Para obter a potência máxima da usina, basta considerar a soma das potências máximas de cada conjunto turbina-gerador, isto é,

$$\bar{P} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j \cdot \overline{QC_j}). \quad (3.16)$$

3.1.8 Função de geração hidráulica

Como descrito anteriormente, a energia elétrica obtida numa usina hidroelétrica é resultado do processo de conversão de energia dependente do conjunto de turbina-gerador. Assim, Fortunato et al. (1990) reduz a geração hidráulica de energia (GH) como

$$GH = g \cdot \rho \cdot QC \cdot h_l \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.17)$$

em que g é a aceleração da gravidade [m/s^2], ρ é a massa específica da água [kg/m^3], QC é a vazão turbinada [m^3/s], h_l é a altura de queda líquida de escoamento da turbina [m], além de η_t e η_g representarem os rendimentos adimensionais da turbina e do gerador, respectivamente, fornecendo a geração hidráulica da usina [W].

Por simplificação, costuma-se condensar em uma constante k os rendimentos da unidade geradora, aceleração gravitacional e a massa específica da água, denominando-a produtibilidade específica da usina:

$$\begin{aligned} k &= g \cdot \rho \cdot \eta_t \cdot \eta_g \\ &\vdots = 9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right] \cdot 10^3 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot \eta_t \cdot \eta_g \\ &\vdots = 9810 \cdot \eta_t \cdot \eta_g \left[\frac{kg}{m^2 \cdot s^2} \right] \text{ ou } \left[\frac{W}{(m^3/s) \cdot m} \right] \\ k &= \frac{9810}{10^6} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \left[\frac{MW}{(m^3/s) \cdot m} \right]; \end{aligned} \quad (3.18)$$

Por sua vez, no planejamento de médio prazo da operação, costuma-se considerar o produto dos rendimentos das turbinas e do geradores como um valor médio, η^{medio} , uma vez que os valores de engolimento e altura de queda – variáveis que regem o rendimento da unidade geradora – não trabalham em extremos operativos da usina (CICOOGNA, 1999). Dessa forma, obtém-se a produtibilidade específica da usina como

$$k = \frac{9810}{10^6} \cdot \eta^{medio} \left[\frac{MW}{(m^3/s) \cdot m} \right]. \quad (3.19)$$

É destacada a equação (3.19) devido ao fato de simplificar a equação (3.17) que, por natureza, é fortemente não linear pela consideração da altura de queda líquida. Logo, durante a otimização do planejamento da operação será considerada a produtividade média da usina para determinar a geração hidráulica em MW por

$$GH_{otm} = k \cdot QC \cdot h_l. \quad (3.20)$$

Por outro lado, a simulação da operação considerará os rendimentos individuais das usinas a fim de refinar o planejamento da operação.

3.2 ELEMENTOS DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS

No sistema de geração de energia elétrica brasileiro, a segunda forma predominante (e crescente) de geração são as centrais termoelétricas, cuja geração de energia não é considerada limpa devido à combustão dos insumos utilizados, poluindo de forma controlada o meio ambiente. A produção de eletricidade por estas centrais provém de usinas termoelétricas convencionais e nucleares: estas usinas utilizam como insumos gases, óleos, carvão e elementos radioativos.

No Brasil, os combustíveis utilizados por centrais termoelétricas seguem esta mesma tendência, sendo que em usinas termoelétricas convencionais são empregados, como insumos, os derivados do petróleo (gás natural e óleos combustíveis tais como gasolina e diesel), biomassa (bagaço da cana, álcoois), madeira e carvão, enquanto que as usinas termoelétricas nucleares utilizam elementos físséis enriquecidos, tal como o urânio.

Quanto à modelagem para o planejamento de despacho térmico de tais usinas, Souza, Fuchs e Santos (1983), em consonância com Mello (2006), alerta que um sistema termoelétrico deve considerar todas as características operativas das usinas para a modelagem a fim de obter a mais verossímil abordagem de geração elétrica. Os custos totais de operação envolvem a compra do combustível, variável devido ao planejamento, além da mão de obra empregada, estocagem e manutenção das máquinas, possuindo custos fixos por serem fatores independentes da geração.

Desta forma, Cicogna (1999) sugere a modelagem do custo total como uma função convexa e coerciva baseado na curva da taxa térmica incremental da usina, sendo adotado geralmente uma função quadrática para representá-la. A Figura 22 ilustra a proposta de curva de custo de geração térmica. Entretanto, o mesmo autor afirma que no setor brasileiro adota-se funções lineares para tal representação.

Assim, além dos custos totais de operação, as restrições extremas de geração, tempo de ligamento e desligamento das máquinas, rampa de carga e eficiência das caldeiras e unidades geradoras de energia devem ser envolvidas no planejamento da operação. Neste trabalho, a modelagem do planejamento da operação das usinas termoelétricas en-

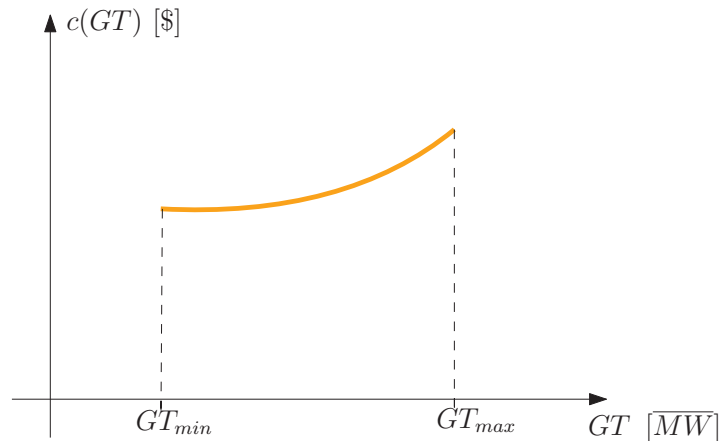


FIGURA 22 – Característica das curvas de custo de geração térmica.
Fonte: Adaptado de Cicogna (1999).

volverão apenas os custos operativos fixos, e limitantes de geração térmica considerando seu respectivo fator de disponibilidade. Para maiores informações, indica-se Souza, Fuchs e Santos (1983), Mello (2006), Fortunato et al. (1990) e Cicogna (1999).

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram descritos alguns fatores e fenômenos que influenciam na operação de uma usina e, conseqüentemente, na determinação da política de operação do sistema. Tópicos como evaporação líquida, engolimento máximo do canal adutor, rendimento de máquinas e potência máxima para usinas hidroelétricas, restrições de manutenção de máquinas e manejo de matéria prima das usinas termoelétricas possuem implicações na operação de tais usinas.

Devido ao horizonte de planejamento, algumas abordagens costumam executar simplificações, quando possíveis, ou não considerar tais fatores individuais apresentados aqui e na otimização do problema. Isso é realizado no intuito de diminuir a complexidade do problema, reduzir custos computacionais, entre outros motivos. Neste trabalho, os fatores sensíveis à operação das usinas, discutidos neste capítulo, serão tratados no simulador proposto.

4 METODOLOGIA E IMPLEMENTAÇÃO DO SIMULADOR

No Capítulo 3, foram descritos elementos operativos que influenciam na determinação da política de operação da usina. Em algumas abordagens, certos elementos não são inclusos durante a elaboração do planejamento do despacho hidrotérmico a médio prazo, uma vez que tornam o problema mais complexo. Dessa forma, no momento em que a otimização de despacho hidrotérmico não consegue englobar alguns elementos com maior precisão, torna-se necessário um aperfeiçoamento da política de operação ótima encontrada. Assim, o modelo de simulação de despacho hidrotérmico possui a finalidade de refinar e validar os resultados provindos do modelo de otimização adotado para torná-lo mais realístico, além de tentar aprimorar o planejamento caso seja possível.

Para realizar a simulação de um plano otimizado, será empregado um otimizador de planos operativos de acordo com a modelagem do problema de planejamento adotado. Assim, nota-se a existência de uma hierarquia entre a otimização do problema de planejamento da operação do sistema, solucionado pelo otimizador, e a simulação da política operativa obtida, analisada no simulador proposto, conforme apresenta a Figura 23. Logo, a otimização do problema fornecerá o melhor plano de operação, servindo como dado de entrada para análise no simulador.

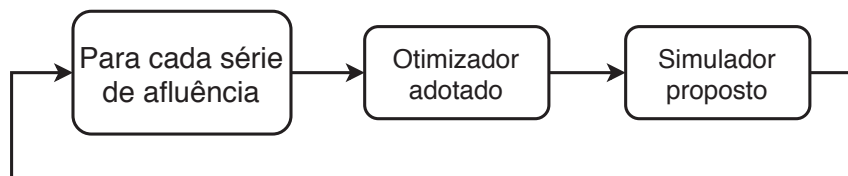


FIGURA 23 – Sequência computacional adotada para o problema.

Fonte: O autor.

Neste capítulo serão discutidas a modelagem e a obtenção da política ótima do despacho hidrotérmico, além da descrição dos algoritmos para a simulação da operação das usinas.

4.1 OTIMIZAÇÃO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

A modelagem adotada para o problema do planejamento da operação é baseada na tese de Marcilio (2014), Perigaró et al. (2017) e LYNX (2018). Resume-se tal abordagem na intenção de minimizar uma função objetivo que envolve a soma de custos totais para geração térmica e os custos para *deficit* de energia do sistema para um horizonte de 60 meses futuros, restrito à questões operativas das usinas, defluência, balanço hídrico e atendimento à demanda. Essa modelagem é realizada individualmente para cada usina

do sistema, empregando as não linearidades do problema e otimizando-o de forma determinística por meio de métodos de otimização com boas propriedades de convergência.

Dessa forma, se define as variáveis de decisão do modelo a seguir.

- $GT_{j,t}$ → geração da usina termoeétrica j durante o período t - $[MW\text{mês}]$
- $V_{r,t}$ → volume armazenado no reservatório r durante o período t - $[hm^3]$
- $QVT_{r,t}$ → vazão vertida pelo reservatório r durante o período t - $[m^3/s]$
- $QC_{r,t}$ → vazão turbinada pelo reservatório r durante o período t - $[m^3/s]$
- $INT_{(s,n),t}$ → intercâmbio de energia saindo do subsistema s para o subsistema n durante o período t - $[MW\text{mês}]$
- $DEF_{s,t}$ → *deficit* de energia no subsistema s durante o período t - $[MW\text{mês}]$

Não é objetivo deste trabalho entrar nos detalhes da formulação do problema. Para isso, podem ser consultados, por exemplo, Marcilio (2014), Peričaro et al. (2017) e LYNX (2018). A seguir é apresentada a modelagem matemática do problema com todas as restrições consideradas, índices, conjuntos e variáveis.

minimizar

$$\sum_{t=1}^T \lambda_t \left[\sum_{j=1}^J CT_j(GT_{j,t}) + \sum_{s=1}^S CD_s(DEF_{s,t}) \right] + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \sum_{n \in \Omega_s} PI_{(s,n)} \cdot INT_{(s,n),t}$$

sujeito a

$$V_{r,t} = V_{r,t-1} + \frac{S_{\text{mês}}}{10^6} \left[\sum_{l \in M_r} (QC_{l,t} + QVT_{m,t}) - QC_{r,t} - QVT_{r,t} + Y_{nat_{r,t}} - \sum_{l \in M_r} Y_{nat_{l,t}} \right] - \overline{EVP}_{r,t} \quad (4.1)$$

$$DEM_{s,t} - DEF_{s,t} =$$

$$\sum_{j \in J_s} GT_{j,t} + \sum_{r \in R_s} GH_{r,t} + \sum_{n \in \Omega_s} (INT_{(n,s),t} - INT_{(s,n),t})$$

$$QC_{r,t} \geq Q_{\min_{r,t}}$$

$$V_{\min_r} \leq V_{r,t} \leq V_{\max_r}$$

$$QC_{\min_r} \leq QC_{r,t} \leq QC_{\max_r}$$

$$QVT_{\min_r} \leq QVT_{r,t} \leq QVT_{\max_r}$$

$$GT_{\min_j} \leq GT_{j,t} \leq GT_{\max_j}$$

$$INT_{\min_{(s,n),t}} \leq INT_{(s,n),t} \leq INT_{\max_{(s,n),t}}$$

$$0 \leq DEF_{s,t}$$

Onde:

- $t = 1, 2, \dots, T \rightarrow$ número de períodos do horizonte de planejamento;
- $j = 1, 2, \dots, J \rightarrow$ número de usinas termoelétricas no sistema;
- $r = 1, 2, \dots, R \rightarrow$ número de usinas hidroelétricas no sistema;
- $s = 1, 2, \dots, S \rightarrow$ número de subsistemas considerados;
- $j \in J_s \rightarrow$ conjunto de usinas termoelétricas j pertencentes ao subsistema s ;
- $r \in R_s \rightarrow$ conjunto de usinas hidroelétricas r pertencentes ao subsistema s ;
- $\Omega_s \rightarrow$ conjunto de subsistemas diretamente conectado ao subsistema s ;
- $M_r \rightarrow$ conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório r ;
- $\lambda_t \rightarrow$ coeficiente de atualização do valor presente para o período t ;
- $CT_j \rightarrow$ função custo da usina térmica j para o período t - [R\$];
- $CD_s \rightarrow$ função custo de *deficit* no subsistema s - [R\$];
- $PI_{(s,n)} \rightarrow$ Penalidade de intercâmbio ao subsistema s conectados diretamente aos subsistemas n , $n \in \Omega_s$ - [R\$];
- $\overline{EVP}_{r,t} \rightarrow$ evaporação ocorrida no reservatório r no período t calculada utilizando a linearização do polinômio Área x Volume para determinar a área do reservatório - [hm^3];
- $DEM_{s,t} \rightarrow$ demanda de energia no subsistema s no período t - [$MW\text{mês}$];
- $Y_{nat_{r,t}} \rightarrow$ afluência natural ao reservatório r durante o período t - [m^3/s];
- $V_{min_{r,t}} \rightarrow$ volume mínimo de armazenamento do reservatório r durante o período t - [hm^3];
- $V_{max_{r,t}} \rightarrow$ volume máximo de armazenamento do reservatório r durante o período t - [hm^3];
- $QC_{min_{r,t}} \rightarrow$ vazão mínima turbinada do reservatório r durante o período t - [m^3/s];
- $QC_{max_{r,t}} \rightarrow$ vazão máxima turbinada do reservatório r durante o período t - [m^3/s];
- $GT_{min_{j,t}} \rightarrow$ geração mínima da usina termoelétrica j durante o período t - [$MW\text{mês}$];
- $GT_{max_{j,t}} \rightarrow$ geração máxima da usina termoelétrica j durante o período t - [$MW\text{mês}$];

- $INT_{min_{i,t}}$ → intercâmbio mínimo de energia na linha i no período t - [MWmês];
- $INT_{max_{i,t}}$ → intercâmbio máximo de energia na linha i no período t - [MWmês];
- $GH_{r,t}$ → geração de energia da usina hidroelétrica r durante o período t - [MWmês];

Para resolver o problema (4.1), nesta abordagem, utilizam-se métodos robustos de otimização não linear, uma vez que o problema pode ser resumido a seguinte forma,

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar} && f(x) \\
 & \text{sujeito a} && c(x) = 0 \\
 & && Ax = b \\
 & && l \leq x \leq u,
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

em que a variável de decisão x é definida como $x = [GT \ V \ QVT \ QC \ INT \ DEF]^T$, $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $c : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, $A \in \mathbb{R}^{p \times n}$, $b \in \mathbb{R}^p$ e $l, u \in \mathbb{R}^n$, sabendo que $m = S \cdot T$, $p = R \cdot T$, $n = J \cdot T + 3 \cdot p + I \cdot T + m$, sendo I a quantidade de conexões dos subsistemas para intercâmbio. Neste trabalho, foi aplicado o método de Filtro para obtenção da política de operação ótima, indicando Gonzaga, Karas e Vanti (2004) e Perçaro (2012) para mais informações.

4.2 SIMULADOR DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Na medida que a otimização do despacho hidrotérmico não consegue englobar alguns elementos com maior precisão, como por exemplo a consideração de curvas colina e evaporação líquida não linear, torna-se necessário um refinamento da política de operação ótima encontrada. Assim, o modelo de simulação do despacho hidrotérmico possui a finalidade de refinar e validar os resultados obtidos do modelo de otimização adotado.

O modelo de simulação proposto pode ser dividido em dois blocos:

- Modelo de simulação para usinas hidroelétricas considerando as características físicas das usinas. Destinado às usinas hidroelétricas, refinam-se os dados otimizados de volume, turbinamento e vertimento – que por consequência influenciam na geração hidráulica –, analisando as usinas individualmente para cada período do horizonte de planejamento;
- Otimização da geração térmica, intercâmbio e *deficit* a partir dos dados simulados para as usinas hidroelétricas, fixando a geração hidráulica simulada.

O simulador está estruturado em um programa principal que aciona subrotinas de forma a coordenar a leitura dos arquivos de dados. Os dados de entrada da simulação

são os resultados oriundos da otimização para as variáveis primárias do problema, a saber, volume, vazão turbinada, vazão vertida, geração térmica, intercâmbio e *deficit*, em conjunto com especificações operativas de cada usina - informações das turbinas, coeficientes de evaporação, limites de geração, entre outros. Baseado nessas informações, o modelo simula a operação de cada usina hidroelétrica de forma individualizada para o horizonte considerado, conforme ilustra a Figura 24.

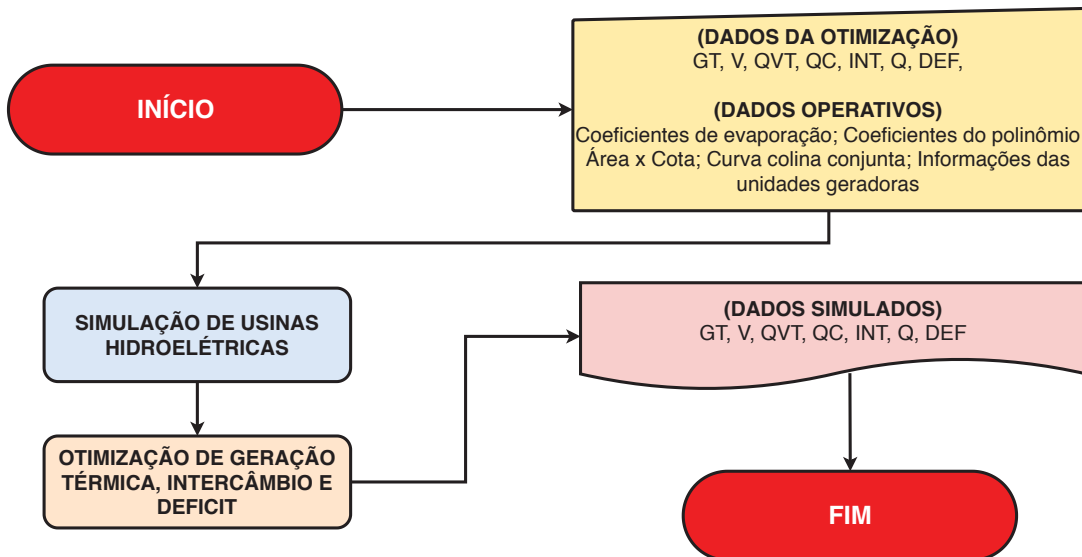


FIGURA 24 – Arquitetura Geral do Simulador de Despacho Hidrotérmico.
Fonte: O autor.

Para facilitar a compreensão do simulador, a explicação está dividida conforme descrito nas seções a seguir, baseado em Bello et al. (2018).

4.2.1 Simulação para usinas hidroelétricas

O modelo de simulação de usinas hidroelétricas proposto opera basicamente em termos do balanço hídrico, no qual considera-se o volume inicial para a simulação o mesmo da otimização, e assume-se a premissa de que a defluência da simulação será igual – ou aproximada – à defluência resultante da otimização.

O refinamento executado no simulador de usinas hidroelétricas consiste em incluir, na simulação da operação, tópicos como a evaporação na estimativa do volume mensal e especificações dos componentes das usinas, tais como curvas colina conjuntas e engolimento máximo. A Figura 25 ilustra o processo de refinamento executado para todas as usinas em cada período, sendo explicado nas subseções seguintes.

Neste escopo, a estrutura de simulação para usinas hidroelétricas é dividida em dois módulos principais:

- (a) Estimativas iniciais de volume, vazão turbinada e vertida, incluindo alguns fenômenos físicos não considerados na otimização;

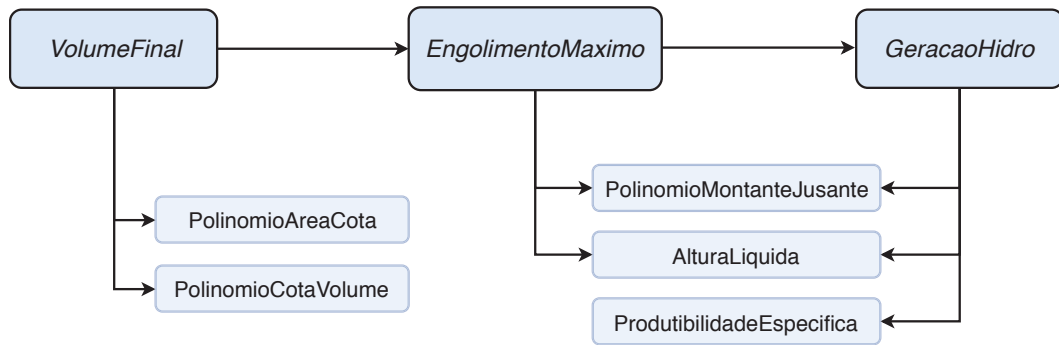


FIGURA 25 – Fluxograma de acionamento das rotinas e sub-rotinas do simulador.
Fonte: O autor.

(b) Quando necessário, obtenção de novas estimativas das variáveis relacionadas às usinas hidroelétricas via:

- maximização da geração hidráulica por subsistemas de forma gradual, sem alterar a vazão total defluente;
- ajuste da vazão turbinada para os casos em que ocorrer um *superavit* da geração de energia total do sistema¹, diminuindo a geração hidráulica das usinas que possuem reservatório por subsistema.

Esses módulos utilizam as mesmas rotinas e sub-rotinas descritas na Figura 25, sendo que a diferença entre eles é dada pela alteração da vazão turbinada nas usinas.

O módulo (a) possui a finalidade, para cada período de estudo, de realizar estimativas do volume considerando a evaporação líquida presente no reservatório – rotina *VolumeFinal* –, calcular a vazão turbinada e vertida incluindo aspectos inerentes das turbinas da usina – rotina *EngolimentoMaximo* – e, por fim, incluir as curvas colina conjuntas na geração hidráulica e verificar a restrição de geração hidráulica máxima de cada usina – rotina *GeracaoHidro*. A Figura 26 ilustra este módulo.

Quanto ao módulo (b), a sua execução dependerá da necessidade de acréscimo ou decréscimo de geração de energia no sistema. Será indicado um acréscimo de geração de energia quando a diferença da geração de energia total do sistema com a demanda do período for menor que 5% da demanda do sistema², enquanto que a sinalização para decréscimo de geração de energia será realizada a partir do momento que houver *superavit* de energia.

Caso ocorra a sinalização para aumentar a geração de energia do sistema, o turbinamento das usinas de cada subsistema será alterado gradualmente de acordo com um percentual per_a , o qual será definido pela razão entre o *deficit* de energia e a geração

¹ No simulador de usinas hidroelétricas, considera-se a geração total do sistema como a soma da geração hidráulica GH e geração térmica mínima GT_{min} para o respectivo período.

² Adotou-se o valor de 5% empiricamente.

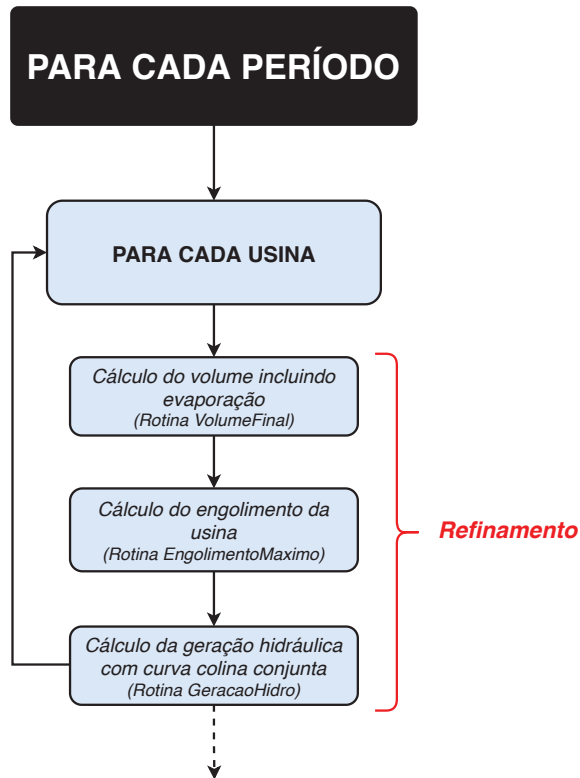


FIGURA 26 – Fluxograma do módulo (a).
Fonte: O autor.

hidráulica do sistema, isto é³,

$$per_a = \left| \frac{\sum_{r=1}^R GH_r + \sum_{j=1}^J GT_j - \sum_{s=1}^S DEM_s}{\sum_{r=1}^R GH_r} \right|. \quad (4.3)$$

Assim, a tentativa de acréscimo de energia para as usinas de um subsistema será realizada naquelas usinas que possuírem vertimento ($QVT > 0$) e que não possuírem o seu engolimento máximo \overline{QC} , turbinamento máximo QC_{max} ou geração hidráulica máxima GH_{max} atingidos/satisfeitos. A sinalização da necessidade de acréscimo de energia para o subsistema s será dada pelas seguintes condições:

- para o subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, se considera os valores máximos das respectivas linhas de intercâmbio de energia do subsistema de Itaipu⁴:

$$GH_s < DEM_s - GT_s - INT_{max(Itaipu,s)};$$

- os demais subsistemas utilizam a seguinte condição:

³ Para as equações (4.3) e (4.5), suprimiu-se o índice de período t para melhor visualização.

⁴ Considera-se neste trabalho a UHE Itaipu como um subsistema. Este sistema é melhor explicado na Seção 5.1.

$$GH_s < DEM_s - GT_s.$$

O critério de parada, analisado a cada acréscimo, será a dispensa do acréscimo de geração no sistema, isto é, quando satisfeita a condição

$$\sum_{s=1}^S DEM_s - \left(\sum_{r=1}^R GH_r + \sum_{j=1}^J GT_j \right) < 5\% \cdot \sum_{s=1}^S DEM_s. \quad (4.4)$$

Quando o lado esquerdo da desigualdade (4.4) for negativo, também encerra-se o processo de acréscimo. A Figura 27 sintetiza o módulo retratado.

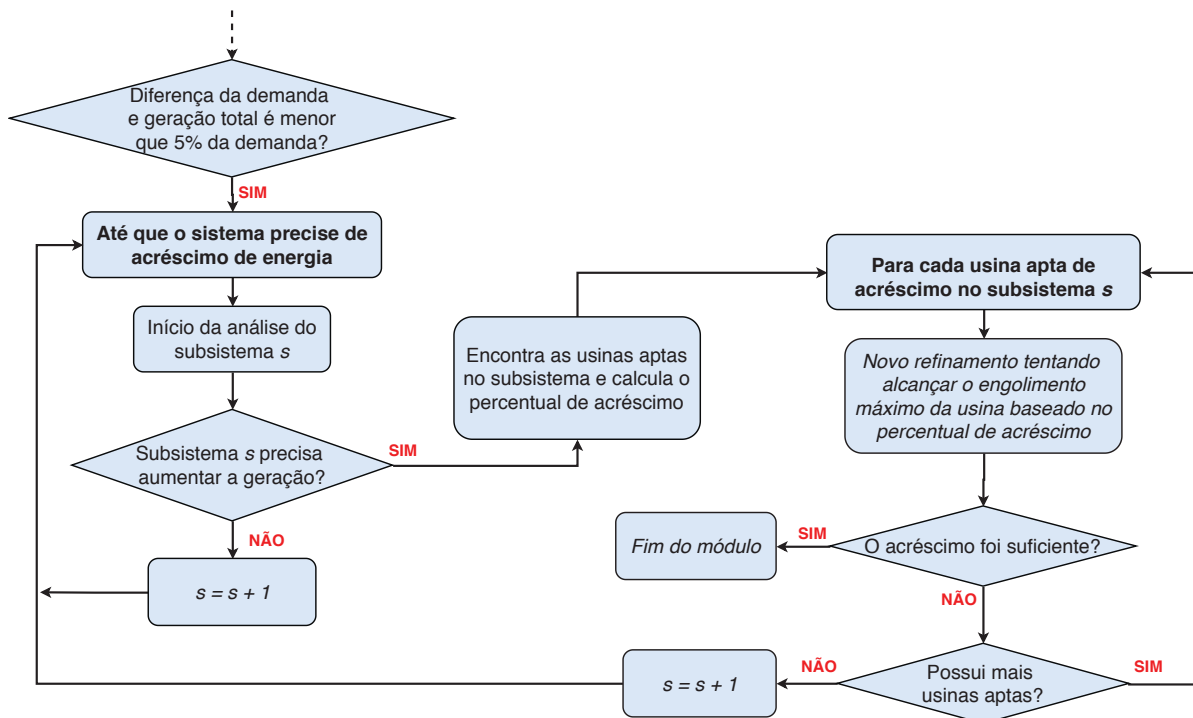


FIGURA 27 – Fluxograma do módulo (b) - acréscimo de geração.

Fonte: O autor.

Caso a geração total de energia da simulação no período em estudo esteja acima da demanda, isto é, caso ocorra *superavit* de produção energética, reduz-se a geração hidráulica das usinas com reservatório do subsistema, uma vez que elas podem armazenar água e evitar vertimentos desnecessários. Neste caso, para estimar o valor de geração que precisa ser reduzido, compara-se o *superavit* de energia do período com a geração hidráulica das usinas com reservatório, tanto do sistema como do subsistema, obtendo assim o percentual de participação das usinas com reservatório no excedente de geração per_d do estágio, isto é,

$$per_d = \left| \frac{\sum_{r=1}^R GH_r + \sum_{j=1}^J GT_j - \sum_{s=1}^S DEM_s}{\sum_s GH_{res_s}} \right|. \quad (4.5)$$

Dessa forma, desconta-se o percentual de participação no turbinamento de todas as usinas com reservatório do sistema. Após o desconto, compara-se novamente a geração total do sistema com a demanda. Caso persista o excesso de energia, realiza-se o mesmo processo descrito para as usinas fio d'água até ocorrer o atendimento da demanda. A sinalização da necessidade de decréscimo de energia para o subsistema s será dada pela seguinte condição:

$$INT_{max_s} + GH_s > DEM_s - GT_s.$$

O critério de parada, analisado a cada decréscimo de turbinamento, será a dispensa do decréscimo de geração no sistema, isto é, quando satisfeita a condição

$$\left(\sum_{r=1}^R GH + \sum_{j=1}^J GT \right) - \sum_{s=1}^S DEM > 0. \quad (4.6)$$

A Figura 28 ilustra o módulo descrito.

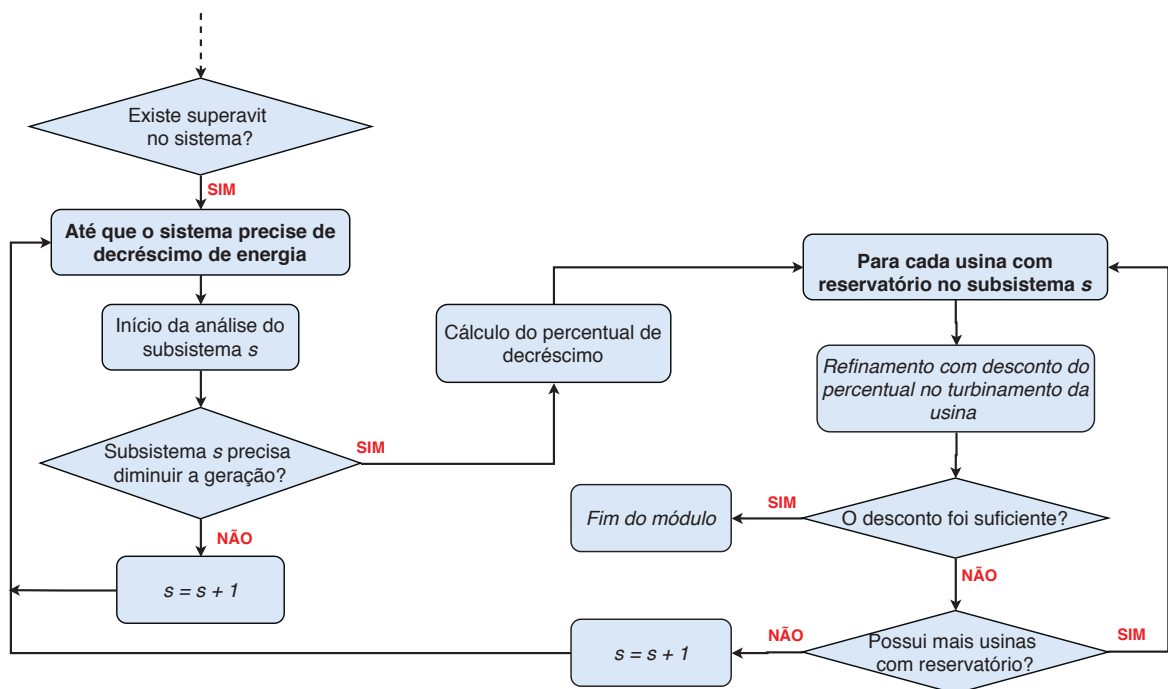


FIGURA 28 – Fluxograma do módulo (b) - decréscimo de geração.

Fonte: O autor.

Vale ressaltar que essas tentativas de aumentar ou diminuir a geração hidráulica serão realizadas por subsistemas, e adota-se como ordem de verificação a maior demanda como prioridade. Por fim, a descrição das rotinas e sub-rotinas implementadas para o refinamento das variáveis relacionadas às usinas hidroelétricas será baseada em Bello et al. (2018).

4.2.1.1 Rotina VolumeFinal

A rotina VolumeFinal trabalha com os valores de volume da otimização, incluindo o cálculo de evaporação no reservatório. O fluxograma representado na Figura 29 condensa o processo realizado pela rotina.

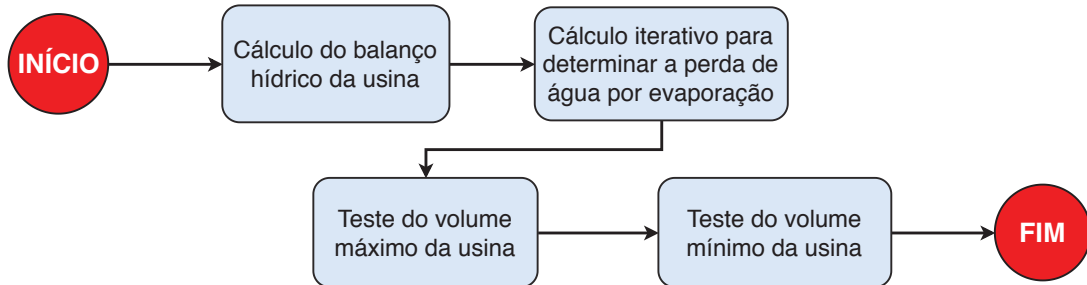


FIGURA 29 – Fluxograma da rotina VolumeFinal.
Fonte: O autor.

Inicialmente, realiza-se o cálculo do balanço hídrico da usina no período de estudo considerando a evaporação linearizada calculada na otimização do planejamento da operação. A inclusão da perda líquida por evaporação no reservatório no seu balanço hídrico (3.5) é adotada de forma iterativa, cujo cálculo utilizará informações para determinar a área do reservatório via polinômio Área x Cota (3.4), que por sua vez necessita do polinômio Cota de Montante (3.2) para determinar a profundidade do reservatório, sendo tais polinômios calculados nas sub-rotinas *PolinomioAreaCota* e *PolinomioCotaVolume*, respectivamente. Assim, o simulador incluirá a evaporação líquida para cada usina como descreve o Algoritmo 1.

Como é possível observar no Algoritmo 1, as variáveis de vertimento e turbinamento não são alteradas durante a estimativa da evaporação. Essas variáveis serão alteradas, se necessário, após o término do Algoritmo 1 a partir do momento que o volume de água no estágio ultrapasse os valores extremos operativos de volume. Nesse caso, são adotadas as seguintes premissas:

- Caso o volume do estágio seja maior que o volume máximo operativo da usina, corrige-se o volume do estágio para o máximo e estima-se, para o valor excedente, a quantidade de água a ser vertida pela usina;
- Caso o volume do estágio seja menor que o volume mínimo operativo da usina, primeiramente reduz-se a vazão de vertimento. Caso não seja suficiente, diminui-se o valor de turbinamento a fim de alcançar o volume mínimo operativo da usina.

As saídas desta rotina informam os valores referentes ao volume [hm^3], evaporação [hm^3], vazões turbinada e vertida [m^3/s].

Algoritmo 1: Estimativa iterativa de volume com evaporação por usina.

Entrada: $V, QC, QVT, Y_{nat}, S_{mês}$

Defina: tolerância $tol = 10000$ ao erro relativo à $V_{r,t}$

Saída: Volume considerando evaporação não linear, QC, QVT

Enquanto $tol > 0,1$ **faça:**

Calcular polinômio Cota de Montante por (3.2);

Calcular polinômio Área x Cota por (3.4);

Calcular evaporação líquida no reservatório por (3.5);

Calcular o balanço hídrico da usina com evaporação não linear:

$$\hat{V}_{r,t} = V_{r,t-1} + \frac{S_{mês}}{10^6} \left[\sum_{l \in M_r} (QC_{l,t} + QVT_{m,t}) - QC_{r,t} - QVT_{r,t} + Y_{nat_{r,t}} \right] - EV P_{r,t};$$

Calcular volume médio a ser utilizado em (3.2) na próxima iteração:

$$V_{MED} = \left(\frac{\hat{V}_{r,t} + V_{r,t-1}}{2} \right);$$

Calcular a condição de parada:

$$tol = \left| \frac{V_{r,t} - \hat{V}_{r,t}}{V_{r,t}} \right|;$$

Armazena o novo volume do reservatório:

$$V_{r,t} = \hat{V}_{r,t}.$$

fim

Fonte: O autor.

4.2.1.2 Rotina EngolimentoMaximo

Para encontrar os valores de engolimento máximo da(s) unidade(s) geradora(s) da usina, é necessário conhecer, por definição, a altura de queda bruta e líquida, engolimento efetivo, altura efetiva e tipo da turbina da unidade. A Figura 30 ilustra o processo realizado por tal rotina.

Os cálculos de altura de queda são realizados na sub-rotina *AlturaQueda*, sendo que o cálculo de altura bruta é realizado por (3.6), envolvendo os níveis de cota de montante (3.2) e cota de jusante (3.3) do reservatório, ambos calculados na sub-rotina *PolinomioMontanteJusante*. Já a altura de queda líquida (3.8) incorpora os impactos da cota de montante, as perdas da carga (3.7) e a cota do canal de fuga, tornando-a uma equação não linear. Desta forma, o cálculo do engolimento máximo de uma unidade geradora é fornecido por (3.11), sendo extensível para toda a usina via (3.13).

Também é nesta rotina que ocorrem as principais implicações da sinalização para aumentar ou diminuir a geração hidráulica. Para o caso de acréscimo de GH , as alterações

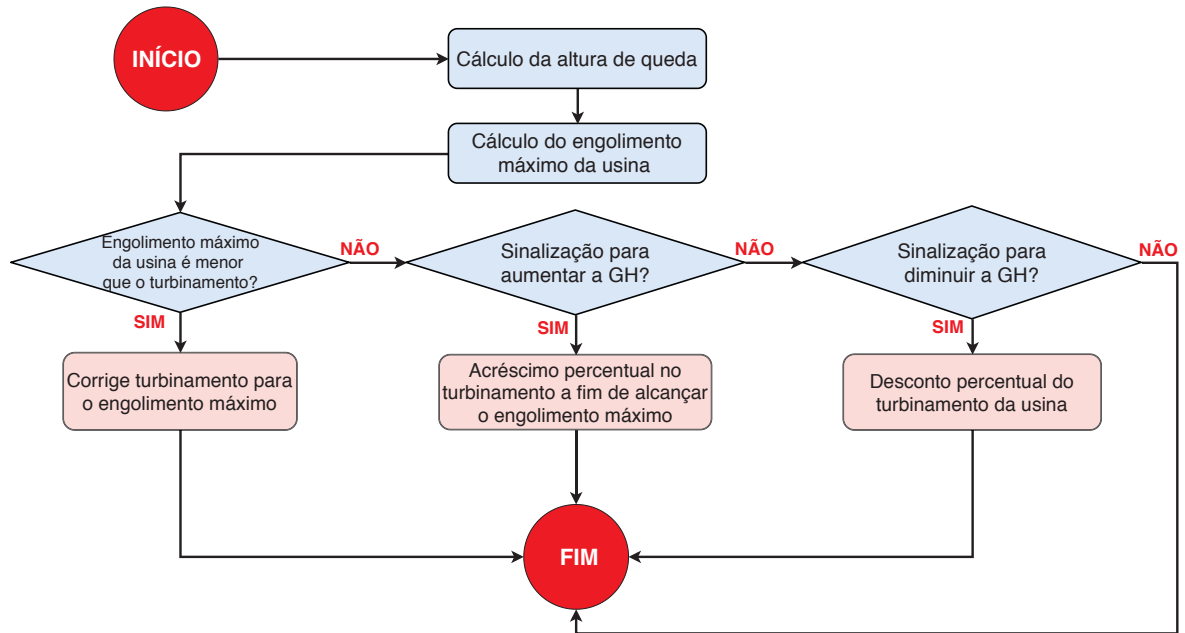


FIGURA 30 – Fluxograma da rotina EngolimentoMaximo.

Fonte: O autor.

refletem em QC para alcançar o engolimento máximo, sendo calculado como

$$QC = \min\{(1 + per_a) \cdot QC, QC + \min\{QVT, \bar{Q} - QC\}\}, \quad (4.7)$$

na qual per_a é o percentual de acréscimo definido em (4.3). Como mantém-se a defluência, o novo vertimento é dado por

$$QVT = \min\{QC_{max}, \bar{Q} - QC\}. \quad (4.8)$$

As alterações realizadas, neste caso, podem gerar um valor maior que QC_{max} . Logo, o valor que estiver acima é reajustado para posterior vertimento.

Já no caso de decréscimo de GH , QC sofre um desconto percentual de *superavit* (4.5), ou seja,

$$QC = \max\{QC_{min}, (1 - per_d) \cdot QC\}. \quad (4.9)$$

Caso o desconto reduza QC a um valor menor que QC_{min} , adota-se o valor mínimo. O vertimento é recalculado em (4.8).

As saídas desta rotina informam os valores referentes às vazões turbinada e vertida, implicando no cálculo de geração hidráulica a seguir.

4.2.1.3 Rotina GeracaoHidro

O cálculo de geração hidráulica contará com o incremento do rendimento das unidades geradoras e a restrição de geração hidráulica máxima da usina. O fluxograma representado na Figura 31 descreve o processo realizado por esta rotina.

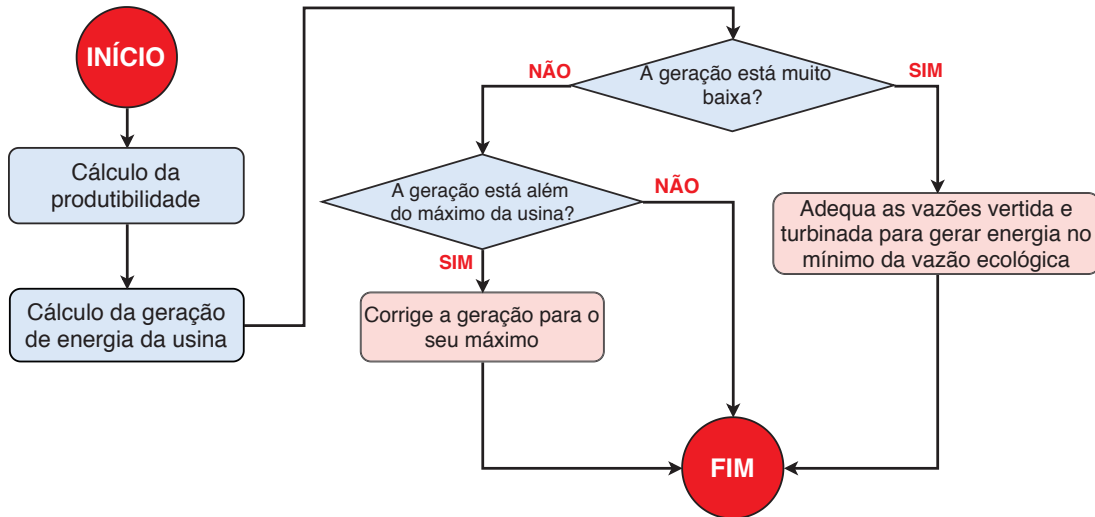


FIGURA 31 – Fluxograma da rotina GeracaoHidro.
Fonte: O autor.

O valor da produtividade específica da usina é calculado por (3.18). Como descrita na Seção 3.1.7 e reforçado por Vallejos et al. (2012a), Finardi (2003) e Bello et al. (2018), a modelagem adotada de rendimento do conjunto turbina-gerador é uma função não linear causada pelos fenômenos hidrodinâmicos exercidos durante o escoamento da turbina, que envolvem as funções de energia cinética do escoamento, expressa pela vazão turbinada ou a potência absorvida pela turbina, e da pressão estática, descrita pela altura de queda, podendo ser bruta ou líquida.

Quanto ao rendimento do conjunto turbina-gerador, o trabalho de Vallejos et al. (2012a) norteará o emprego de curvas colinas no simulador. Devido à dificuldade de acesso aos dados de curvas colina das turbinas das usinas, a quantidade de curvas colinas conjuntas é restrita. Para as usinas que não possuem curva colina conjunta, utiliza-se a produtividade específica conforme utilizado pelo NEWAVE (CEPEL, 2013a).

Os dados discretizados das curvas colinas conjuntas existentes são organizados em matrizes de duas dimensões. Para encontrar o valor de rendimento, cria-se no simulador a malha dos valores das variáveis vazão turbinada ou potência e altura de queda e utiliza-se o comando *interp2* do MATLAB®, no modo linear, para interpolar os valores da malha gerada com os respectivos dados de rendimento da matriz. Todo este processo envolvendo o cálculo da produtividade específica será realizado na sub-rotina *ProdutibilidadeEspecific*, retornando o valor de (3.19).

Munido da produtividade específica da usina, calcula-se a sua geração hidráulica por (3.17) e verifica-se o seu comportamento, isto é, se a geração hidráulica está infringindo os limites operativos da usina. Para essa análise, adotam-se as seguintes ações.

- Caso a geração da usina for ínfima, o simulador forçará a geração no mínimo da

vazão ecológica, visando não impactar as atividades realizadas a jusante do rio;

- Caso a geração esteja acima da capacidade máxima da usina, limita-se a geração da usina para o seu máximo operativo, recalculando a quantidade de turbinamento do estágio.

As saídas desta rotina são a geração hidráulica [MW mês] e valores relacionados às vazões vertida e turbinada.

4.2.2 Otimização de geração térmica, intercâmbio e *deficit* de energia

O processo de simulação de geração hidráulica realiza um refinamento que altera os valores de V , QVT e QC , influenciando na geração hidráulica resultante. Assim, com base nos resultados provenientes da simulação, é necessário obter novos valores otimizados para GT , INT , DEF . Para isso, optou-se por otimizar novamente o problema de despacho com a geração hidráulica fixada, reduzindo consideravelmente a escala e dificuldade do problema. Esta modelagem não englobará alguns tópicos relacionados às usinas termoelétricas, tais como o tempo de ligamento e desligamento dos geradores, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e eficiência do conjunto turbina-gerador.

Neste modelo, considera-se a variável de *superavit* (SUP) para subsistemas com o intuito de garantir a viabilidade e convergência deste otimizador. Para um controle de seu valor nesta otimização, será incluída uma penalidade na função objetivo do problema para cada unidade gerada, minimizando tal valor. Este valor de penalidade não será incluso no custo total do planejamento da operação do simulador.

O novo problema de otimização possui uma função objetivo não linear – quadrática para o custo de geração térmica e *deficit*, a mesma utilizada na Seção 4.1, e funções penalidades para o intercâmbio e *superavit* –, restrições de caixa para as variáveis GT , INT , DEF e SUP e restrições lineares de atendimento à demanda por subsistema. A restrição de demanda torna-se linear uma vez que a geração hidráulica do sistema já foi simulada e será considerada fixa.

Logo, o novo problema não linear a ser resolvido é dado por

minimizar

$$\sum_{t=1}^T \lambda_t \left[\sum_{j=1}^J CT_j(GT_{j,t}) + \sum_{s=1}^S [CD_s(DEF_{s,t}) + PS_s(SUP_{s,t})] \right] +$$

$$+ \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \sum_{n \in \Omega_s} PI_{(s,n)} \cdot INT_{(s,n),t}$$

sujeito a

$$DEM_{s,t} - \sum_{r \in R_s} GH_{r,t} = \tag{4.10}$$

$$\sum_{j \in J_s} GT_{j,t} + \sum_{n \in \Omega_s} (INT_{(n,s),t} - INT_{(s,n),t}) + DEF_{s,t} - SUP_{s,t}$$

$$GT_{min_j} \leq GT_{j,t} \leq GT_{max_j}$$

$$INT_{min_{(s,n),t}} \leq INT_{(s,n),t} \leq INT_{max_{(s,n),t}}$$

$$0 \leq DEF_{s,t}$$

$$0 \leq SUP_{s,t},$$

onde PS_s é uma penalidade quadrática para a variável SUP do subsistema s no período t . Para solução do problema (4.10) utiliza-se a rotina *quadprog* do MATLAB®. A Figura 32 representa o processo a ser executado neste otimizador quadrático.

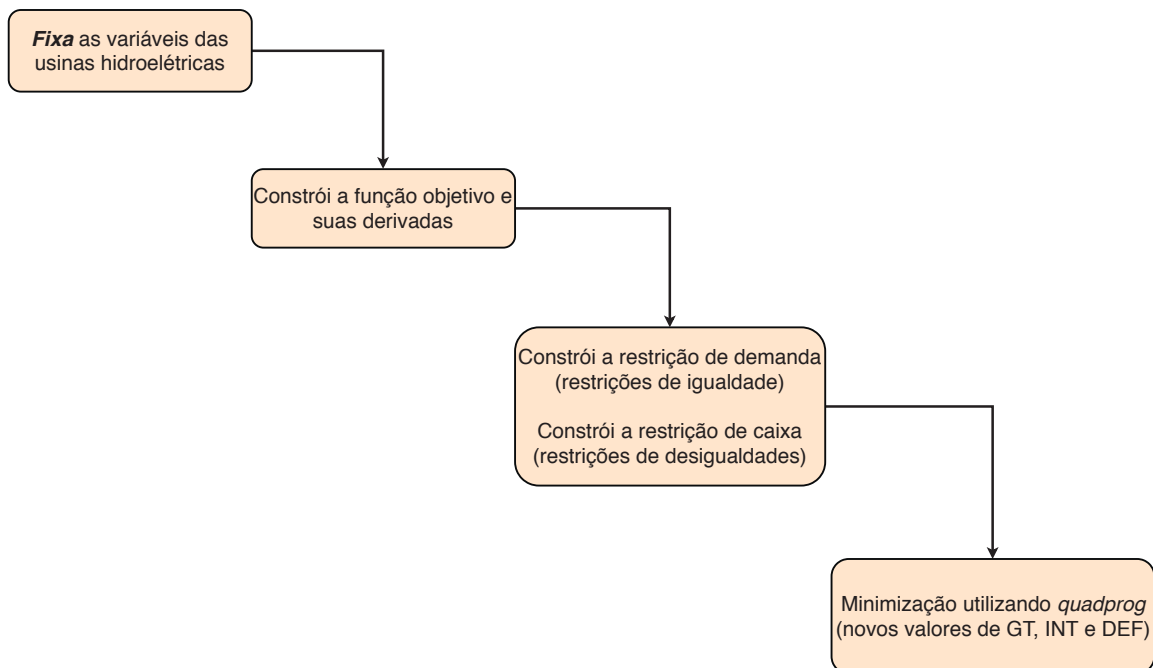


FIGURA 32 – Fluxograma da rotina OtimizadorQuadratico.
Fonte: O autor.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, discutiu-se a implementação das rotinas e sub-rotinas dos tópicos considerados para a simulação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Neste trabalho, a otimização do problema é resolvida por métodos de programação não linear, para o qual escolheu-se o método de Filtro. Quanto à simulação da operação das usinas hidroelétricas, implementaram-se heurísticas que consideram elementos que a otimização não considera, tal como a evaporação líquida sem considerar linearizações – em rotina *VolumeFinal* –, engolimento máximo das usinas – em rotina *EngolimentoMaximo* –, curvas colina conjuntas e restrição de geração hidráulica máxima – em rotina *GeracaoHidro* –, obtendo um plano de operação mais realístico. Fixando as variáveis simuladas para as usinas hidroelétricas, otimiza-se a geração térmica, intercâmbio de energia entre os subsistemas e possíveis *deficit* de energia nos subsistemas, obtendo, por fim, uma nova solução dada a série de afluência.

5 EXPERIMENTOS NUMÉRICOS

Foram realizados testes numéricos com o intuito de verificar o comportamento do simulador proposto para o problema de despacho hidrotérmico de médio prazo do atual SIN. As principais implicações dos testes numéricos são: validação dos resultados obtidos pelo método de otimização adotado; verificação dos impactos da evaporação nos reservatórios e da curva colina conjunta, quando disponível, das usinas hidroelétricas em sua geração; e análise da influência do rendimento das turbinas no custo da operação.

Para uma melhor análise da simulação das políticas operativas obtidas pela metodologia descrita neste trabalho, seria interessante comparar em trabalhos futuros resultados com os aplicativos desenvolvidos pelo CEPEL e utilizada pelo ONS. Dada as diferenças metodológicas explícitas nos Capítulos 2 e 4, não realiza-se, neste momento, tal comparação. Desta forma, as avaliações serão realizadas objetivando-se explorar a coerência dos resultados.

Nesta pesquisa, trata-se a estocasticidade das afluências de forma implícita, uma vez que os modelos estocásticos implícitos não consideram incertezas diretamente no problema (MARCILIO, 2014). Assim, foram geradas 81 séries de afluências, correspondentes ao histórico de vazões de janeiro de 1931 a dezembro de 2016, de acordo com a metodologia descrita na Seção 3.1.1, e otimizou-se, utilizando o método de Filtro, um planejamento da operação para cada série de afluência. A Tabela 2 descreve as séries hidrológicas utilizadas nos experimentos numéricos.

TABELA 2 – Séries hidrológicas nos testes.

Série	Início	...	Final
1	jan/1931	...	dez/1935
2	jan/1932	...	dez/1936
⋮	⋮	⋮	⋮
81	jan/2011	...	dez/2015

Fonte: O autor.

As rotinas citadas no Capítulo 4 foram implementadas na linguagem MATLAB®[®], versão R2011b. A simulação do planejamento da operação foi realizada em um *notebook* de processador Intel(R)®Core(TM) i5-3337U CPU @ 1.80GHz, 3,8GB de memória RAM utilizável e sistema operacional Windows®[®]7.

Para facilitar a compreensão e a exibição dos resultados, inicialmente é discutido o sistema teste na Seção 5.1. Na Seção 5.2 é realizada uma análise comparativa acerca dos dados otimizados e simulados, obtidos para todas as séries hidrológicas consideradas. Por

fim, na Seção 5.3 são realizados três estudos de caso sobre a simulação dos planejamentos otimizados encontrados.

5.1 SISTEMA TESTE

O sistema teste elaborado possui a finalidade de representar as principais características do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Para isso, selecionaram-se $R = 142$ usinas hidroelétricas (UHE) e $J = 106$ usinas termoeletricas (UTE) distribuídas pelas quatro regiões geoeletricas consideradas pelo ONS: Norte (N), Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Nordeste (NE). Devido ao elevado número de usinas, a listagem com maiores detalhes sobre as mesmas é apresentada nos Anexos A (usinas hidroelétricas) e B (usinas termoeletricas).

Também é considerado $S = 6$ subsistemas de geração, sendo as quatro regiões geoeletricas citadas mais o subsistema Itaipu, composto apenas pela UHE Itaipu, e Nó Fictício¹ (NO FIC), que não contém nenhuma usina. A Figura 33 destaca a topologia das UHEs consideradas no sistema teste, cujo símbolo triangular indica uma usina com reservatório de regularização e o símbolo circular indica uma usina fio d'água. Indicam-se também os subsistemas a que as usinas pertencem pelas cores, sendo a cor vermelha representando o subsistema SE/CO, a cor azul o subsistema S, a cor amarela o subsistema NE, a cor verde o subsistema N e, por fim, a cor preta indicando o subsistema Itaipu. A Tabela 3 demonstra a quantidade de usinas do sistema teste em cada subsistema.

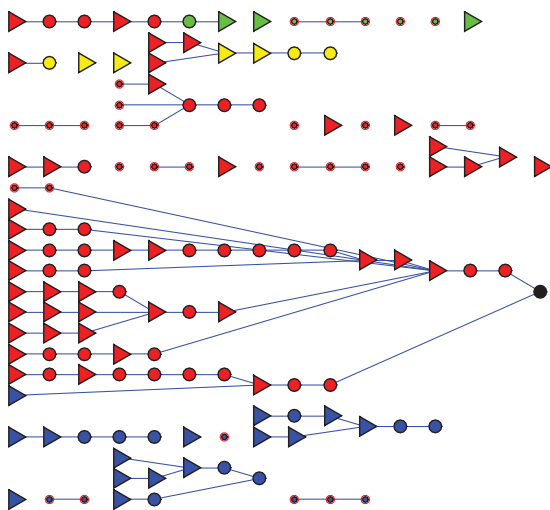


TABELA 3 – Composição do sistema teste.

Subsistema	UHE	UTE
<i>SE/CO</i>	95	36
<i>S</i>	30	14
<i>NE</i>	7	38
<i>N</i>	9	18
<i>Itaipu</i>	1	0
<i>NO FIC</i>	0	0
Total	142	106

Fonte: O autor.

FIGURA 33 – UHEs do sistema teste.

Fonte: LYNX (2018), LYNX (2019).

Quanto às conexões entre os subsistemas, consideram-se separadas as linhas de

¹ Este subsistema é considerado atualmente na modelagem do NEWAVE devido aos limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas SE/CO, N e NE.

intercâmbio de energia entre origem e destino, cuja a ilustração é feita na Figura 34 para as $I = 14$ linhas consideradas e numeradas. A Tabela 4 destaca os limites máximos de intercâmbio [MW mês] utilizados, uma vez que seus valores mínimos são nulos.

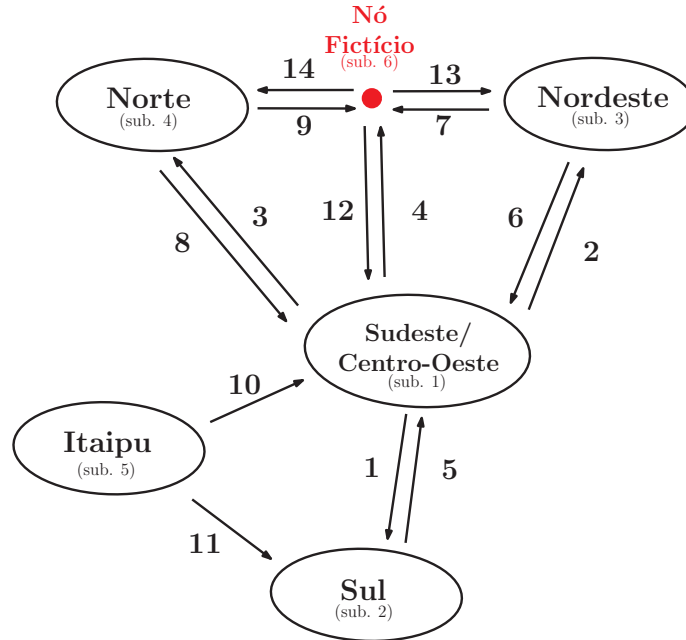


FIGURA 34 – Linhas de intercâmbio dos subsistemas no sistema teste.

Fonte: Adaptado de LYNX (2019).

TABELA 4 – Limites máximos de intercâmbio.

<i>Subsistemas</i>	<i>SE/CO</i>	<i>S</i>	<i>NE</i>	<i>N</i>	<i>Itaipu</i>	<i>NO FIC</i>
<i>SE/CO</i>	-	7917	850	0	-	4000
<i>S</i>	3649	-	-	-	-	-
<i>NE</i>	1000	-	-	-	-	3935
<i>N</i>	0	-	-	-	-	99999
<i>Itaipu</i>	12000	2000	-	-	-	-
<i>NO FIC</i>	1298	-	4700	4427	-	-

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

Os dados operativos do sistema hidrotérmico considerado foi adotado do *software* NEWAVE, sendo eles: volume inicial das UHEs; valores extremos de volume, turbinamento, geração hidráulica e térmica; coeficientes de evaporação líquida mensal dos reservatórios – $Coeff_{EVP}$ de (3.5) – e dos polinômios Cota de Montante – A_i de (3.2) –, Cota de Jusante – B_i de (3.3) – e Área x Cota – D_i de (3.4); composição das unidades geradoras das UHEs – quantidade de turbinas e altura, engolimento e potência efetivas –; limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

A demanda de energia dos subsistemas N, NE, SE/CO e S são as mesmas do *software* NEWAVE, sendo que a demanda não possui características constantes para o horizonte de planejamento de $T = 60$ meses. A demanda dos subsistemas Itaipu e NO

FIC são consideradas nulas, implicando que toda a energia gerada ou contida nos mesmos é distribuída pelas suas linhas de intercâmbio. A Figura 35 ilustra as demandas utilizadas.

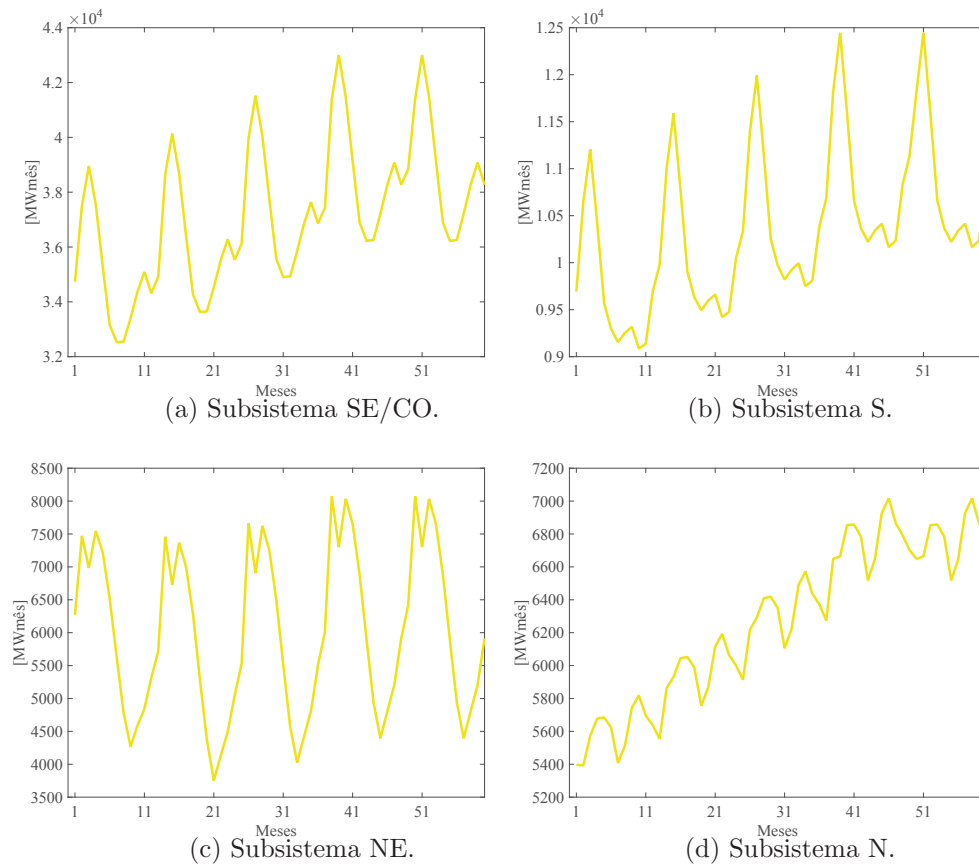


FIGURA 35 – Demanda considerada.

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

Para verificar a estabilidade do simulador, também realizou-se a otimização de planejamentos da operação – e sua simulação – considerando a demanda dos subsistemas aumentada em 30% em relação ao seu valor original. Como forma de distinção dos resultados, serão utilizados os termos *fator de demanda 1* e *fator de demanda 1,3* referentes aos planejamentos da operação empregando a demanda original (Figura 35) e a demanda 30% maior que a demanda original, respectivamente.

Por fim, dadas as considerações desta seção, de acordo com a Seção 4.1, o problema de planejamento da operação tem as seguintes dimensões: $m = 360$, $p = 8520$, $n = 6360 + 3 \cdot 8520 + 840 + 360 = 33120$.

5.2 RESULTADOS

A Figura 36 ilustra os valores escalares² de geração hidráulica, geração térmica e *deficit* de cada série após a otimização do planejamento com fator de demanda 1, ao qual

² Obtido pela soma de todos os valores das variáveis ao longo do horizonte.

salienta-se o irrisório índice de *deficit* de energia nesta bateria de testes para as séries - salvo o planejamento da série 10.

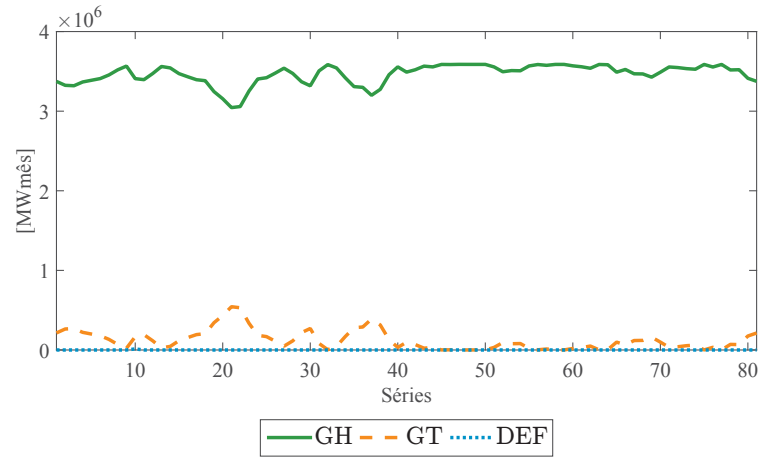


FIGURA 36 – Ilustração de *GH*, *GT* e *DEF* otimizados para as 81 séries.
Fonte: O autor.

O tempo de execução do simulador, para as 81 políticas ótimas, foi de 40 minutos - média de 30 segundos por série - quando utilizado o rendimento de máquinas com curva colina conjunta e 14 minutos quando empregada produtividade média - média de 11 segundos por série nesta modalidade. Essa diferença de tempo é justificada durante as tentativas de acréscimo ou decréscimo da geração hidráulica, cuja necessidade percentual para a execução de aumento ou redução de geração de energia hidráulica no sistema, com estes dados, recai em valores pequenos.

A Figura 37 ilustra, para todas as séries, a comparação dos custos otimizados da operação (linha cinza) e os resultados obtidos com o simulador proposto utilizando como rendimento a curva colina conjunta – Sim. C.C.C. (linha azul) – e produtividade média – Sim. P.M. (linha vermelha).

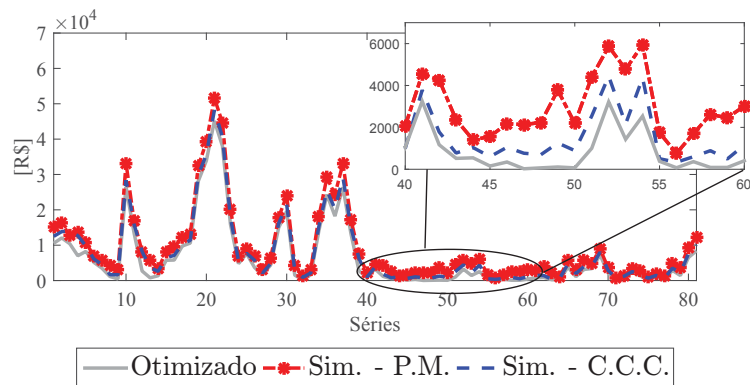


FIGURA 37 – Custos totais de operação das séries.
Fonte: O autor.

Nota-se, pela Figura 37, que para todas as séries ocorre uma aproximação mais realística dos custos, ao qual o emprego da curva colina conjunta faz com que, para as 81

séries de aflúncias, os custos de operação sejam menores quando comparado com emprego da produtividade média. Isto significa que, neste escopo, para as séries de baixa aflúncia – que tendem a elevar a geração térmica do sistema a fim de atender a demanda –, o uso de curva colina conjunta no simulador implica que o custo do planejamento da operação seja menor quando comparado com a utilização da produtividade média como rendimento das turbinas para a maioria dos casos.

Se apresenta, na Figura 38, comparações quanto ao comportamento da geração hidráulica, geração térmica e *deficit* determinados pela otimização e simulações com curva colina conjunta (Sim. C.C.C.) e produtividade média (Sim. P.M.).

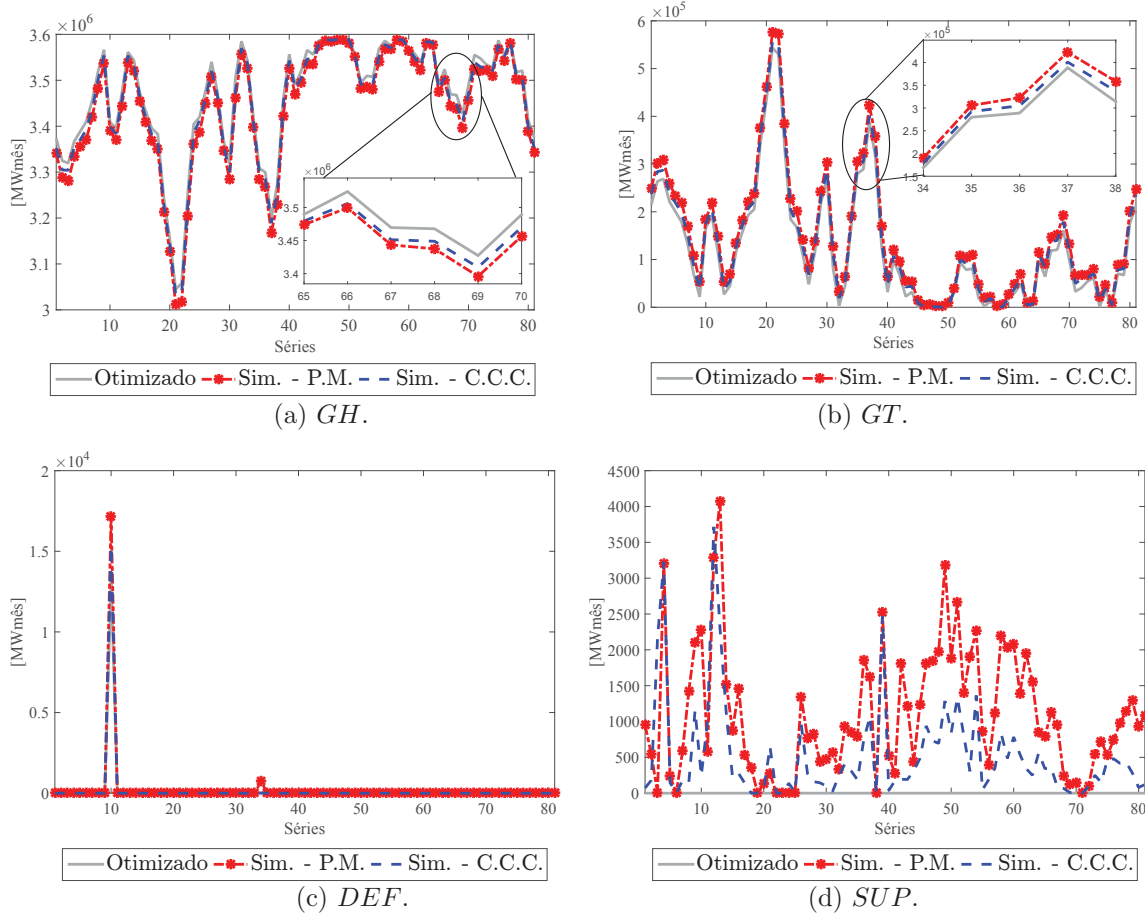


FIGURA 38 – Comparações entre otimização e simulação.

Fonte: O autor.

A Figura 38a mostra os valores escalares de geração hidráulica. Para aquelas séries que possuem os menores valores de geração hidráulica, busca-se o atendimento da demanda via geração térmica, no qual a Figura 38b representa valores escalares de geração térmica de cada série. Caso a geração térmica não seja suficiente, recorre-se ao intercâmbio de energia entre subsistemas para evitar o *deficit* de energia. A Figura 38c indica quais séries tiveram *deficit* de energia. Em contrapartida, nesta bateria de testes ocorreram

superavit de energia no sistema em grande parte do conjunto de séries de aflúências, conforme ilustra a Figura 38d.

As Figuras 38a-38c reforçam a conclusão quanto ao custo total de operação obtido nos processos de simulação. Observa-se que, devido às alterações propostas pelo simulador e ao refinamento provocado na solução obtida na fase de otimização, a geração hidráulica obtida para as séries com a simulação utilizando a curva colina conjunta foi melhor aproveitada em relação à geração obtida na simulação com a produtividade média, implicando posteriormente a determinação da geração térmica para o atendimento da demanda dos subsistemas – visível na Figura 38b. Quanto ao *superavit*, ilustrado na Figura 38d, identificaram-se dois motivos para o excesso de energia. O primeiro é o somatório de geração hidráulica no período durante a execução da simulação de usinas hidroelétricas resulta valores maiores que a demanda, escolhendo gerar o mínimo das usinas termoelétricas no período para os subsistemas envolvidos e particionar ao máximo o excesso de energia via intercâmbio visando minimizar o *superavit*. Também ocorreram casos, neste mesmo contexto, que algumas linhas de intercâmbio de energia entre subsistemas atingiram o seu máximo, sufocando-as.

Para verificar a estabilidade do modelo de simulação proposto, aumentou-se a demanda adotada em 30% nas 81 séries de aflúências, otimizando-as novamente. Nesta bateria de testes, a simulação com curva colina conjunta encerrou-se em 11 minutos – média de 8 segundos por série –, e a simulação com produtividade média finalizou em 7 minutos – média de 4 segundos por série, sendo mais rápida devido às condições de tentativas de acréscimo e decréscimo de geração de energia no sistema, (4.4) e (4.6), respectivamente, não terem sido satisfeitas na maior parte dos períodos das séries. A Figura 39 ilustra os valores escalares de geração hidráulica, geração térmica e *deficit* de cada série de otimização com fator de demanda 1,3.

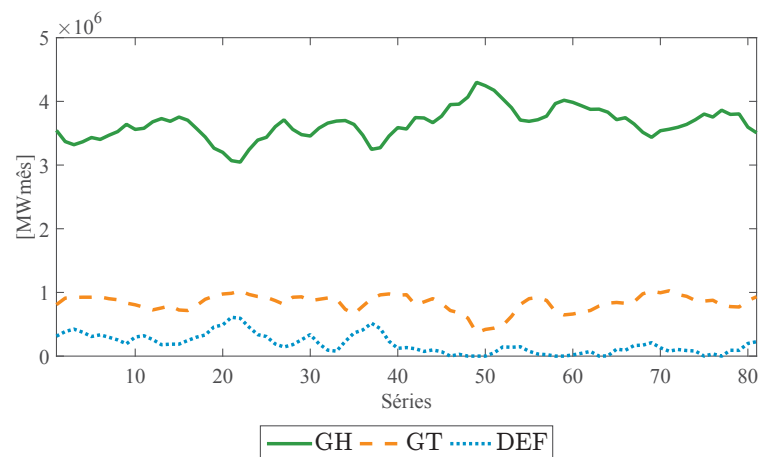


FIGURA 39 – Ilustração de *GH*, *GT* e *DEF* otimizados - Fator de demanda 1,3.

Fonte: O autor.

Os resultados pós-simulador acerca dos custos, geração hidráulica, geração térmica, *deficit* e *superavit* são ilustrados na Figura 40.

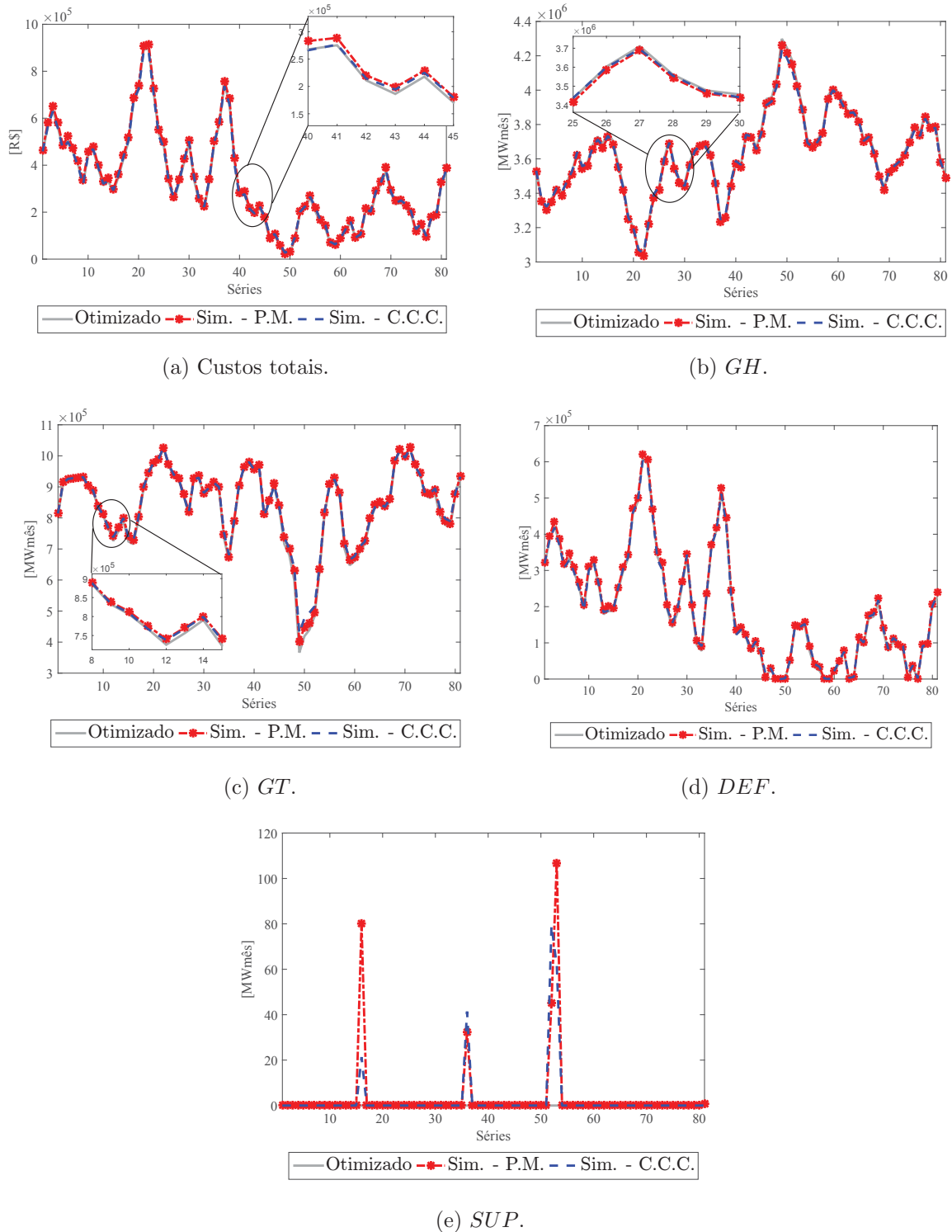


FIGURA 40 – Comparações dos resultados entre otimização e simulação - fator de demanda 1,3.

Fonte: O autor.

Novamente, verifica-se pela Figura 40 que os custos totais envolvendo a simulação

com curva colina conjunta são menores que os custos totais obtidos com a simulação com produtividade média, devido ao melhor refinamento do planejamento das UHEs. A Figura 40e indica a ocorrência de excesso de produção energética em 4 séries – 16, 36, 52, 53 – durante a simulação. Para estas séries, verificou-se o mesmo motivo apresentado na bateria de testes com a demanda original: a soma da geração hidráulica, durante a execução da simulação de usinas hidroelétricas, superava a demanda no período.

A seguir, se descreve na Seção 5.3 três estudos de caso realizados utilizando o simulador proposto. Os dois primeiros estudos de caso, descritos nas Seções 5.3.1 e 5.3.2, tratam, em uma primeira parte, aspectos gerais das séries de estudo, tais como seus custos mensais, geração, intercâmbios e *deficit*, e, posteriormente, serão analisados em suas subseções as influências dos aspectos operativos considerados no simulador para algumas usinas individualmente. O terceiro estudo de caso, discutido na Seção 5.3.3, analisa a influência da consideração da evaporação líquida linearizada no planejamento otimizado da operação, observando os resultados simulados para duas usinas.

5.3 ESTUDOS DE CASO

Devido a inviabilidade de realizar uma análise mais aprofundada da influência da simulação do planejamento da operação para as 81 séries de aflúências, foram escolhidas algumas simulações de planejamento para estudos de caso mais aprofundado. Para os dois primeiros estudos de caso, descritos nas Seções 5.3.1 e 5.3.2, se escolheu os planejamentos operativos com os maiores *deficit* de acordo com o fator de demanda (1 e 1,3). O último estudo de caso, retratado na Seção 5.3.3, utilizou duas séries caracterizadas de baixa e alta aflúências para um estudo direcionado à análise pós-simulação dos impactos na operação de duas usinas ao incluir o fenômeno da evaporação líquida no modelo de planejamento otimizado.

Como descrito previamente, os dois primeiros estudos de caso, relatados nas Seções 5.3.1 e 5.3.2, trazem, primeiramente, uma visão sobre aspectos gerais das séries, discutindo valores totais de algumas variáveis, e, posteriormente, descrevem-se os impactos dos elementos considerados no modelo de simulação para algumas usinas do sistema teste. Desta forma, a fim de executar uma análise individualizada das UHEs quanto à evolução do armazenamento de água, vertimento e geração hidráulica, escolheram-se as usinas do sistema teste instaladas no rio Iguaçu e bacia do São Francisco, especificamente as UHEs Sobradinho e Itaparica, cujas distribuições em suas cascatas são representadas nas Figuras 11 e 41, respectivamente.

As usinas analisadas no terceiro estudo de caso, na Seção 5.3.3, serão também as UHEs Sobradinho e Itaparica, devido à extensão dos reservatórios e influências operativas que a UHE Sobradinho possui sobre sua usina a jusante (PEREIRA et al., 2009).

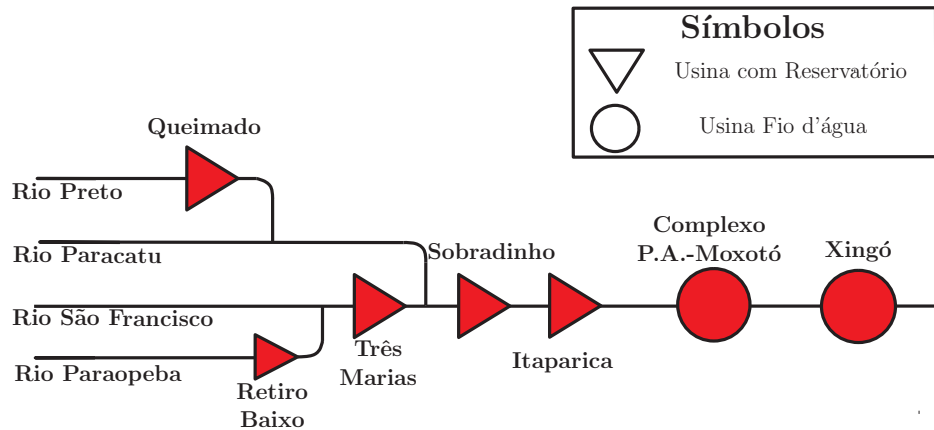
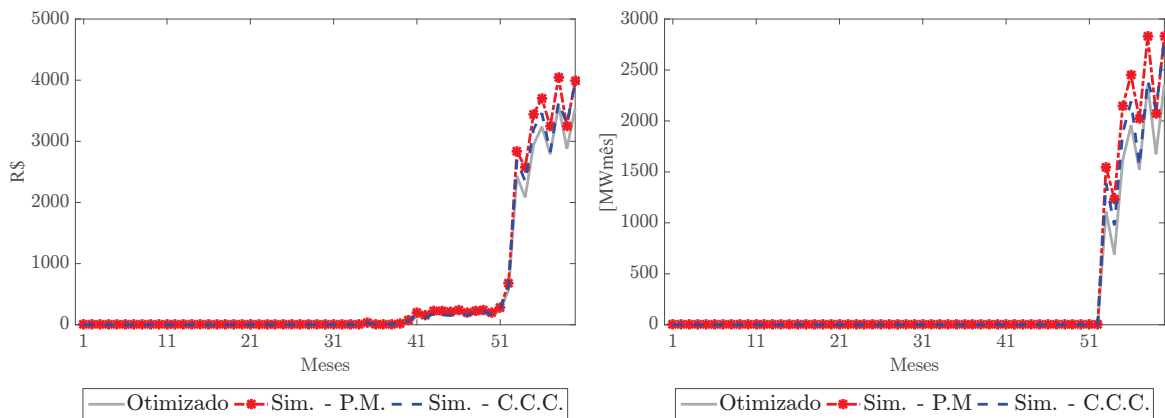


FIGURA 41 – Cascata do rio São Francisco.
Fonte: Adaptado de ONS (2018b).

5.3.1 Estudo de caso I: série 10, fator de demanda 1

Fixada a série de afluência 10 e fator de demanda unitário, o custo total otimizado de operação foi R\$ 26512,76, valor proveniente do custo de *deficit* ocorrido no final do planejamento. Após a simulação com curva colina conjunta, esse planejamento obteve como custo total de operação R\$ 28093,85, enquanto que a simulação com produtividade média passou a custar R\$ 30372,13, indicando a existência de valores maiores de *deficit* de energia. A Figura 42a compara os custos mensais do planejamento da operação nesta série, enquanto a Figura 42b compara o *deficit* do sistema.



(a) Custo mensal de operação.

(b) DEF do sistema.

FIGURA 42 – Custos e *deficit* - Série 10, fator de demanda 1.
Fonte: O autor.

A Figura 43 apresenta uma comparação dos valores otimizados e simulados quanto a geração de energia do sistema. Durante a simulação das UHEs, o sistema requisitou, para a simulação com curva colina, 21 tentativas de acréscimo e 19 para o decréscimo de geração de energia hidráulica, enquanto a simulação com produtividade média exigiu 40 tentativas de acréscimo e nenhuma para o decréscimo de geração de energia hidráulica,

dadas de acordo com as condições das desigualdades (4.4) e (4.6). A geração térmica no simulador, otimizada após fixada a geração hidráulica simulada, possui a característica semelhante àquela obtida durante o planejamento otimizado.

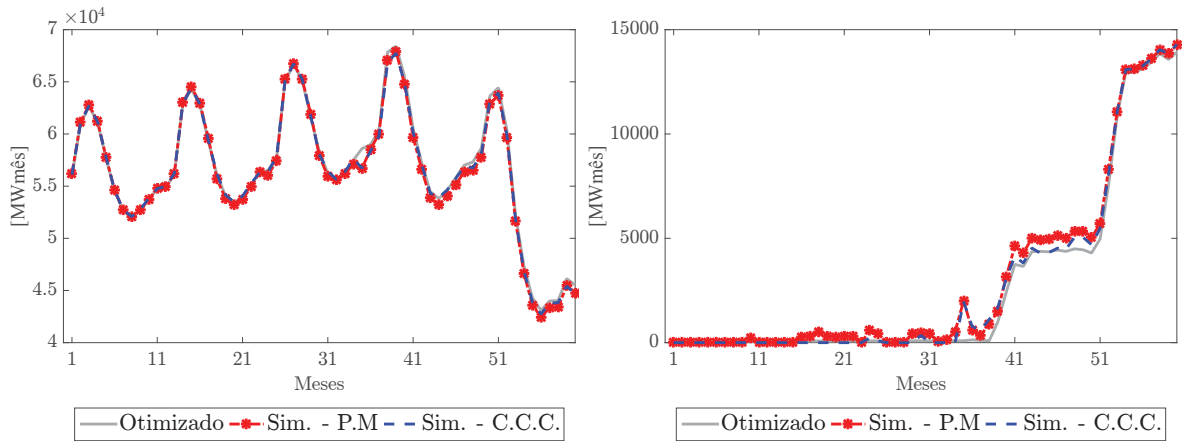
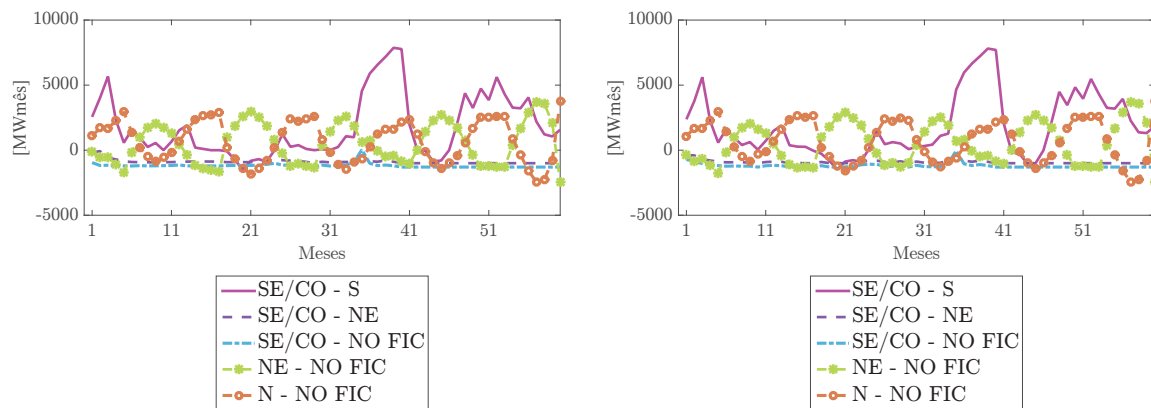
(a) *GH* do sistema.(b) *GT* do sistema.

FIGURA 43 – Geração do sistema - Série 10, fator de demanda 1.

Fonte: O autor.

O intercâmbio de energia, o balanço³ envolvendo os subsistemas SE/CO, S, NE, N e NO FIC obtidos pelo simulador utilizando curva colina conjunta e produtividade média, são ilustrados nas Figuras 44a e 44b, respectivamente.



(a) Simulação com curva colina conjunta.

(b) Simulação com produtividade média.

FIGURA 44 – Montantes de intercâmbio - Série 10, fator de demanda 1.

Fonte: O autor.

Pela Figura 44, observa-se que, no decorrer do horizonte de planejamento, o subsistema SE/CO, de maior demanda, exige energia dos subsistemas adjacentes, principalmente do NE e NO FIC – subsistemas nos quais atingem o máximo valor de intercâmbio

³ Isto é, dado os subsistemas n e s , o balanço de intercâmbio é calculado por $INT_{(n,s)} - INT_{(s,n)}$ para cada período do horizonte. Por ser um balanço de intercâmbio, os gráficos possuem valores positivos e negativos, indicando no caso positivo que o subsistema n está encaminhando energia ao subsistema s , e, no caso negativo, o subsistema s está encaminhando energia ao subsistema n .

para SE/CO no final do horizonte de planejamento. Desde que o intercâmbio de energia e a geração térmica para alguns subsistemas atingem valores máximos, verifica-se a existência de *deficit* de energia no período de seca da série – Figura 42b. Devido ao não atendimento da demanda, o custo do planejamento da operação desta série fica elevado.

O interessante, em relação aos resultados obtidos para esta série, é a existência de *superavit* de energia em alguns períodos na simulação, conforme ilustra a Figura 45. Vale salientar que a variável *SUP* viabiliza o equilíbrio da equação de atendimento à demanda, atendendo as restrições do modelo (4.10). Estes *superavit* foram registrados devido ao fato da geração hidráulica do sistema, em certos períodos, ser superior à demanda do sistema, em consequência da inclusão dos elementos operativos das usinas, não considerados durante a elaboração do planejamento otimizado, ou pelo acréscimo de energia promovido pelo simulador. Vale destacar que, os períodos em que valores de *superavit* são gerados não coincidem com a existência de *deficit*.

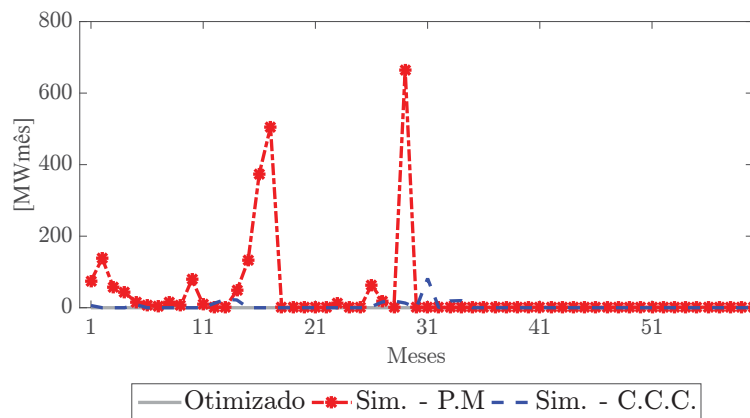


FIGURA 45 – *SUP* do sistema - série 10, fator de demanda 1.
Fonte: O autor.

A seguir, descrevem-se algumas influências do simulador para algumas usinas instaladas no rio Iguaçu e bacia do São Francisco, cujas distribuições das cascatas são representadas nas Figuras 11 e 41, respectivamente.

5.3.1.1 Influência da evaporação líquida na simulação da operação de usinas nos rios Iguaçu e São Francisco

Um fator crucial na manutenção do planejamento otimizado das UHEs é a inclusão da evaporação líquida no balanço hídrico. A evolução do armazenamento de água em usinas com reservatórios durante o horizonte da operação das UHE Foz do Areia, Segredo e Salto Santiago é destacada na Figura 46, cujas linhas tracejadas preta representam os valores extremos de volume operativo da usina, sendo que as simulações com curva colina conjunta e produtividade média coincidiram. As demais UHEs da cascata

– Salto Osório e Salto Caxias – são usinas fio d’água e, apesar de levar em consideração o cálculo da evaporação líquida, não verificam-se alterações gráficas de volume em seus reservatórios, uma vez que seu volume mínimo operativo é igual ao volume máximo operativo por definição. Na Figura 46 ilustra-se também que a inclusão da evaporação líquida na otimização do planejamento, mesmo que linearizada, reflete na manutenção das características do planejamento otimizado durante a simulação para estas usinas – especificamente nesta cascata, não ocorreu drástica diferença entre otimização e simulação.

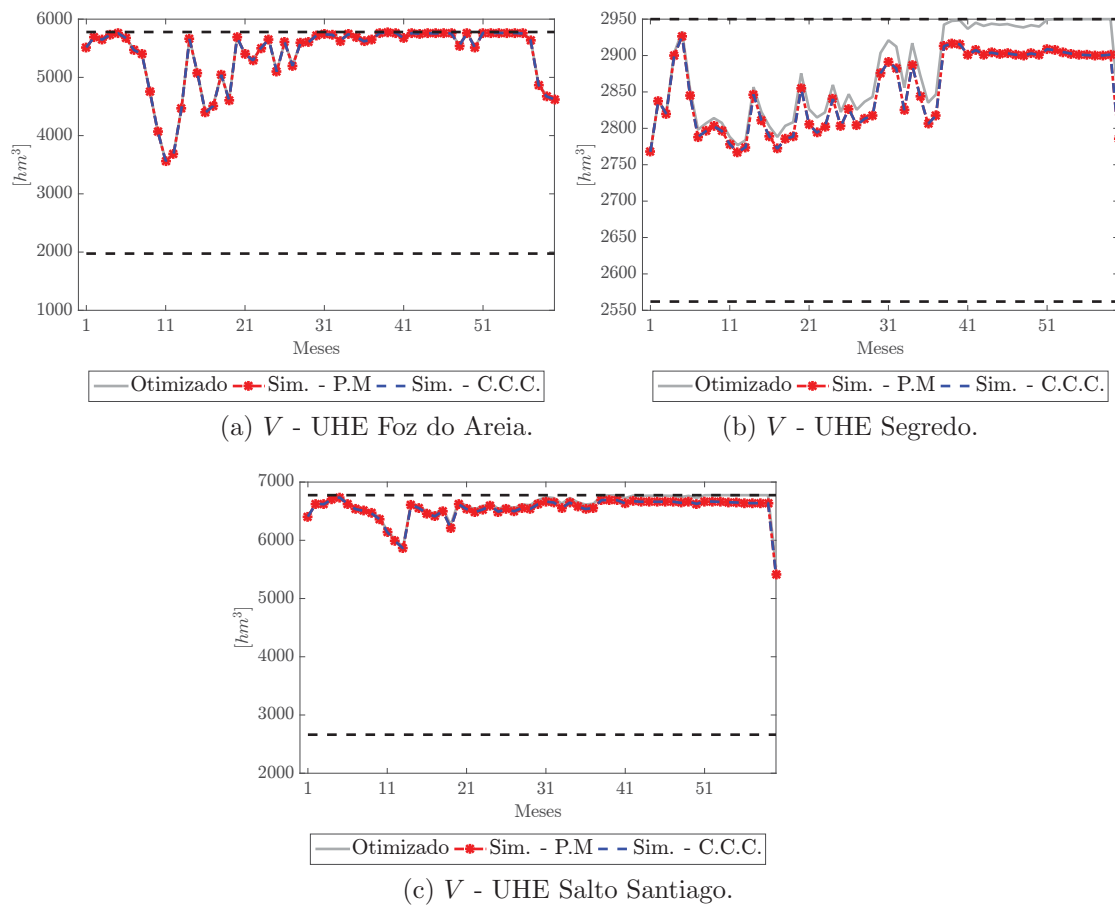


FIGURA 46 – Evolução do armazenamento de água - Série 10, fator de demanda 1.
Fonte: O autor.

Assim, tendo uma melhor noção quanto ao armazenamento de água no lago da represa, pode-se concluir um planejamento de operação da usina em relação ao turbinamento e vertimento de água. Para esta cascata, observam-se, na Figura 47, leves alterações gráficas de QC e QVT devido à exigência do sistema de acréscimo e/ou decréscimo de geração.

É notório observar também o impacto da evaporação líquida no planejamento operativo na cascata que possui os maiores coeficientes de evaporação do sistema, localizada no rio São Francisco. A Figura 48 ilustra os coeficientes mensais de evaporação utilizados no sistema, destacando as usinas instaladas na cascata do rio São Francisco.

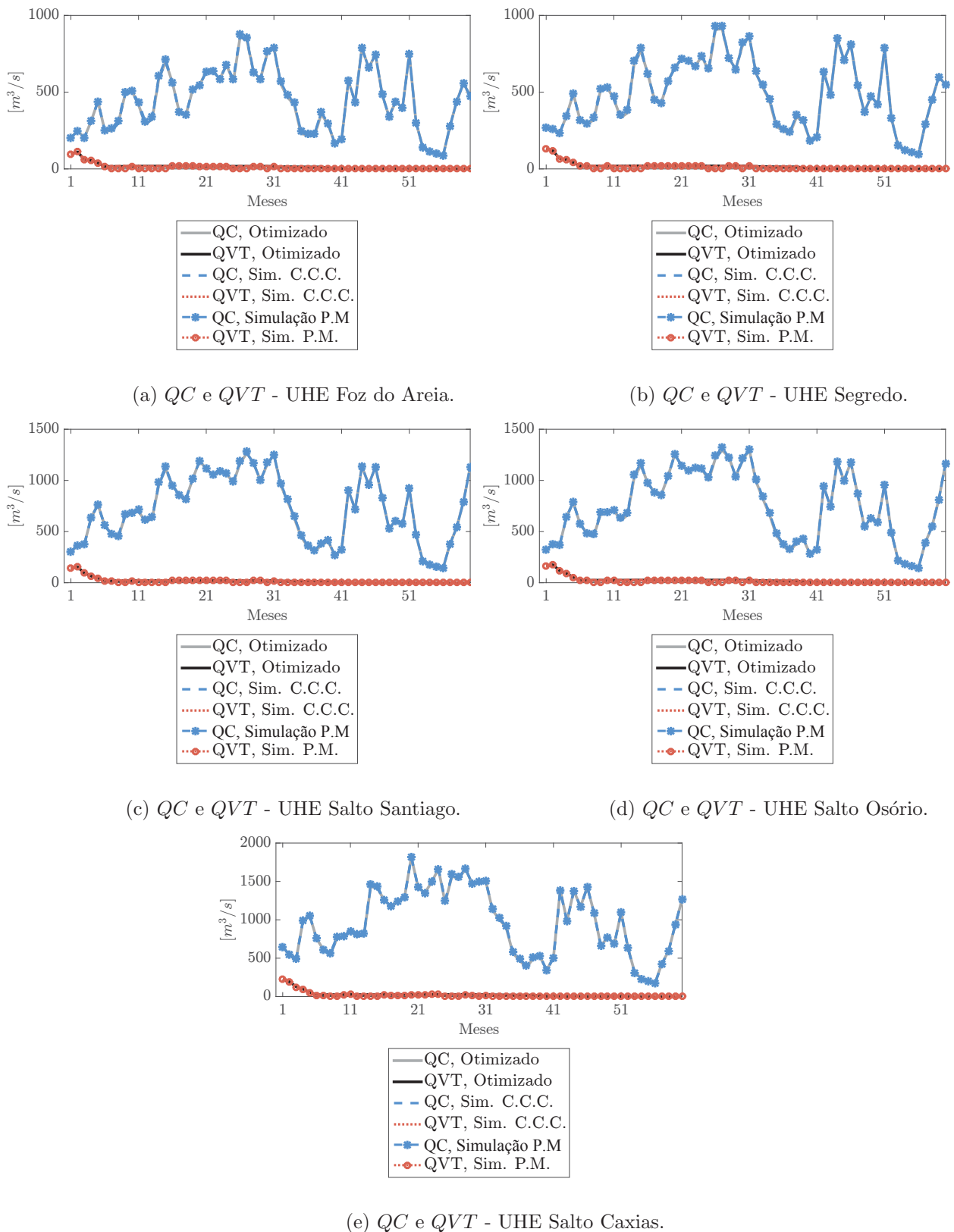


FIGURA 47 – Evolução do armazenamento de água - Série 10, fator de demanda 1.

Fonte: O autor.

Salienta-se que os coeficientes mensais de evaporação das UHEs Itaparica, Complexo Paulo Afonso-Moxotó e Xingó são idênticos.

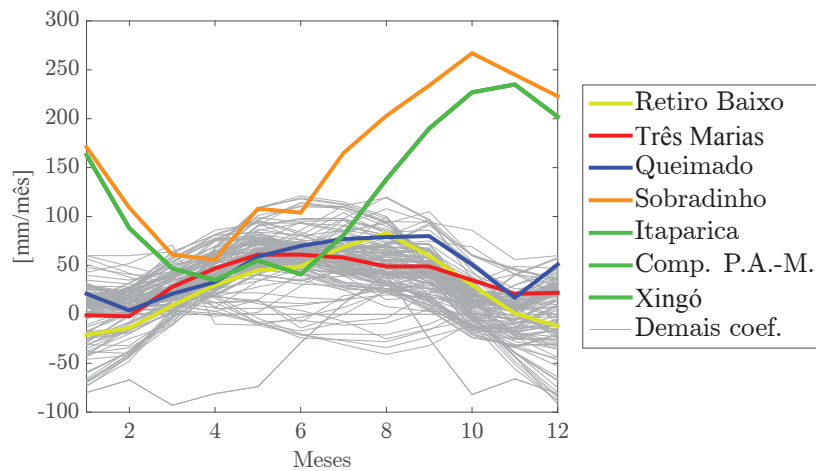


FIGURA 48 – Coeficientes de evaporação do sistema teste.
Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

De acordo com Pereira et al. (2009), o reservatório de Sobradinho possui implicações sobre a operação tanto da própria usina quanto para as usinas a jusante. Analisando os resultados simulados de armazenamento desse reservatório e do reservatório da usina imediatamente a jusante (Itaparica), observa-se a obtenção de valores idênticos independentes da escolha do rendimento das turbinas e verifica-se que a característica de seus planejamentos é conservada em relação ao planejamento otimizado, conforme ilustram as Figuras 49a e 49b.

O planejamento operativo das UHEs Sobradinho e Itaparica sofrem alterações de QC e QVT em determinados períodos, conforme ilustram as Figuras 49c e 49d, respectivamente. A tentativa de acréscimo de geração de energia hidráulica no sistema é destacada em alguns períodos das simulações para as usinas em questão – períodos 16,17 e 29 –, e apenas duas tentativas de decréscimo de geração de energia – períodos 38 e 40.

Nos períodos 34 e 35, verifica-se que o volume mínimo da UHE Sobradinho é atingido em ambas as simulações. Entretanto, essa manutenção do volume mínimo na simulação da operação provém da cessão do seu vertimento e a retirada parcial de turbinamento, de acordo com a rotina *VolumeFinal*. Esta ocorrência na UHE Sobradinho influencia, nos mesmos períodos, a usina imediatamente a jusante, ocasionando o mesmo efeito.

Portanto, conclui-se, para as cascatas analisadas, que a consideração da evaporação líquida no balanço hídrico em sua forma linear durante a elaboração do planejamento otimizado da operação – pelo modelo (4.1) – reduz o impacto no planejamento dessas usinas quando englobada a evaporação líquida em sua forma não linear no simulador, uma vez que o modelo de obtenção do planejamento da operação torna-se mais realístico operacionalmente.

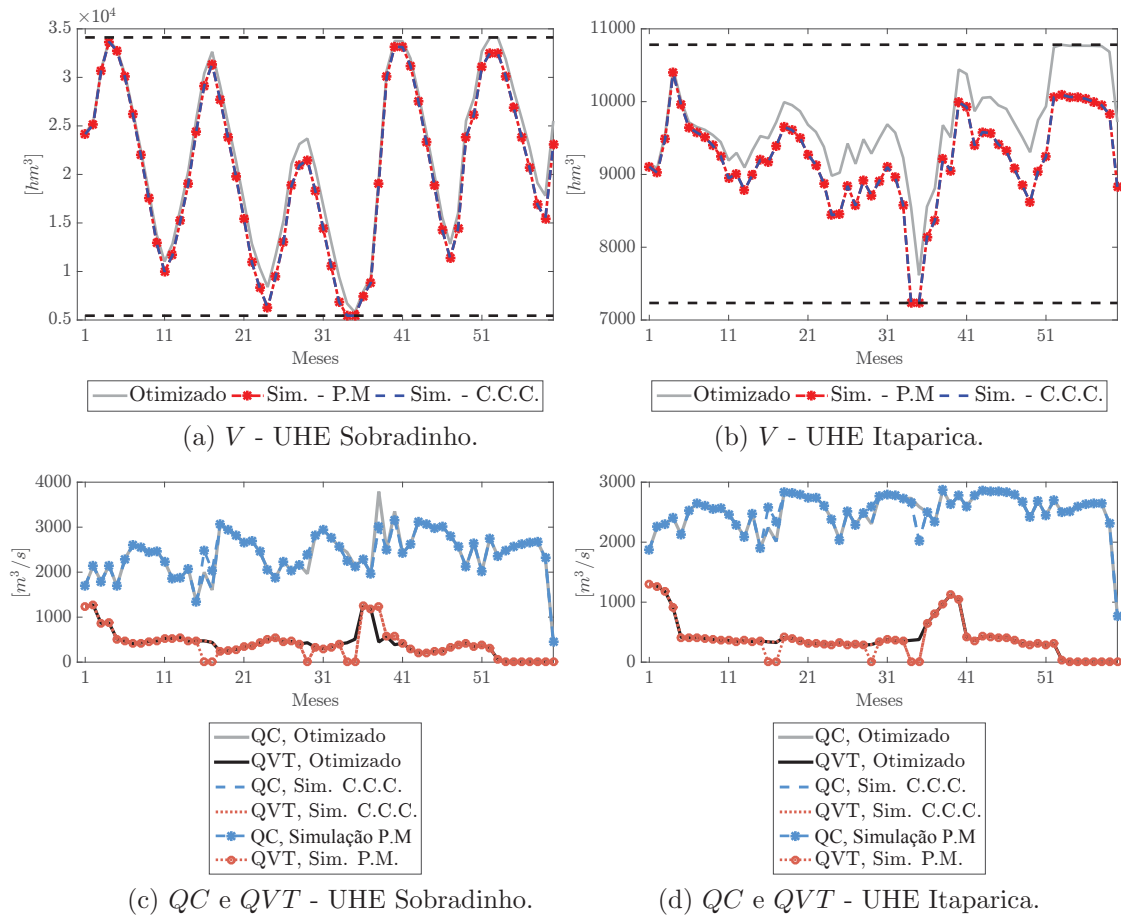


FIGURA 49 – Operação das UHEs Sobradinho e Itaparica - série 10, fator de demanda 1.
Fonte: O autor.

5.3.1.2 Análise da produtividade específica na geração das UHEs da cascata do rio Iguaçu

Analisando a GH das usinas observa-se uma pequena variação durante a simulação do plano operativo otimizado, quando considerado curva colina conjunta, porém mantendo a característica ótima de geração para as usinas da cascata. Representa-se a evolução da geração hidráulica das UHEs da cascata do rio Iguaçu que possuem curva colina conjunta ao longo do horizonte na Figura 50, sendo que seus planejamentos, tanto otimizado como simulados, não ultrapassam sua capacidade máxima de geração – linhas tracejadas pretas.

Nota-se, nas Figuras 50a, 50c, 50e e 50g, uma semelhança entre a geração hidráulica otimizada e da simulação com produtividade média. Isto é reflexo da consideração do rendimento de máquinas como produtividade média na otimização, o que não provoca uma variabilidade durante a determinação da geração. A variabilidade da produtividade específica para as UHEs Foz do Areia, Segredo, Salto Santiago e Salto Caxias são ilustradas nas Figuras 50b, 50d, 50f e 50h, respectivamente, onde se comparam os valores de produtividade obtidos pelo uso da curva colina conjunta com a produtividade específica média fornecida pelo NEWAVE.

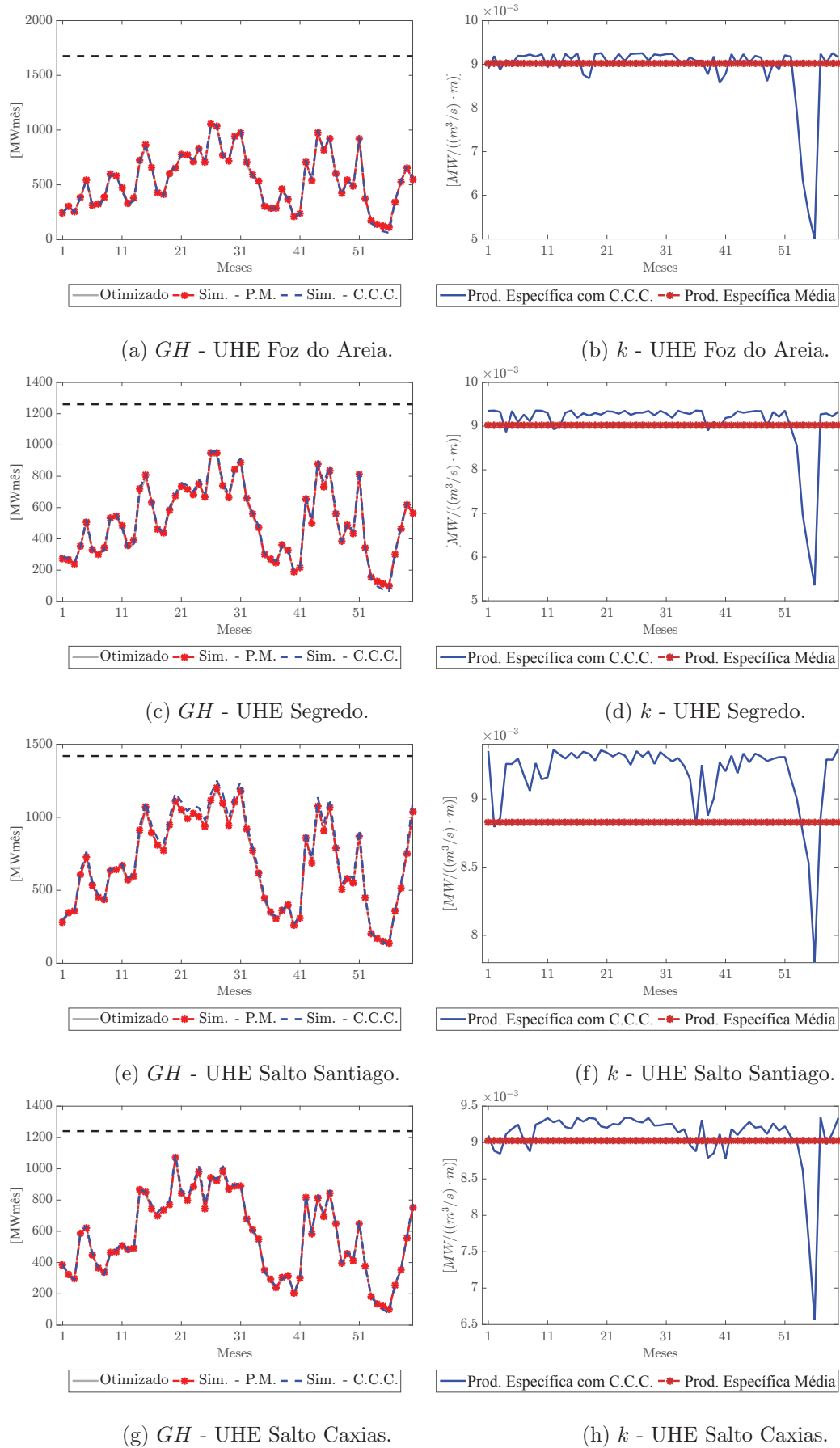
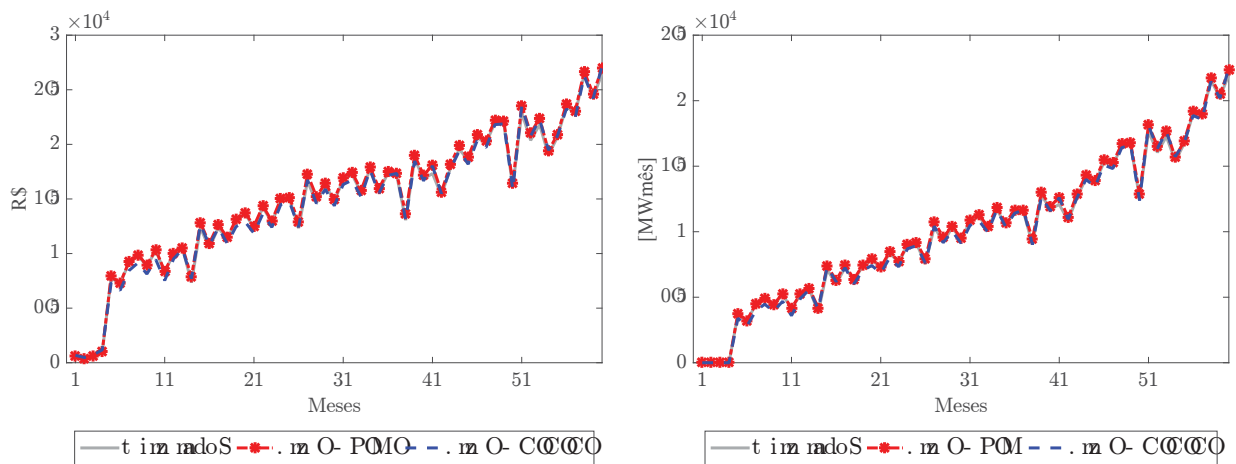


FIGURA 50 – *GH* das UHEs da cascata do rio Iguaçu - Série 10, fator de demanda 1.
Fonte: O Autor.

Apesar de se situarem em torno da média em grande parte do horizonte, a produtividade específica considerando a curva colina conjunta é eficiente por demonstrar, principalmente no período de baixa afluência da cascata - a partir do período 50, que a produtividade das usinas sofre quedas por operar em regiões que seriam prejudiciais às turbinas da usina, assim gerando valores menores de rendimento a fim de evitar quaisquer danos às máquinas.

5.3.2 Estudo de caso II: série 21, fator de demanda 1,3

A análise deste estudo de caso será elaborada seguindo a mesma estrutura da Seção 5.3.1. O custo total de operação otimizado, dada a série de afluência 21, é R\$ 892317,86 e, após a simulação com curva colina conjunta este planejamento obteve como custo total de operação R\$ 883174,64, enquanto a simulação com produtividade média passou a custar R\$ 908307,41. A Figura 51a compara os custos mensais do planejamento da operação nesta série, e a Figura 51b destaca os *deficit* de energia no sistema.



(a) Custo mensal de operação.

(b) *DEF* do sistema.

FIGURA 51 – Custos e *deficit* - Série 21, fator de demanda 1,3.

Fonte: O Autor.

A geração de energia do sistema, nesta série, é representada na Figura 52. Durante a simulação, independentemente do rendimento das máquinas, o sistema teste não requisitou tentativas de acréscimo ou decréscimo de geração de energia hidráulica. Isto ocorre devido ao alto valor de demanda neste teste, mesmo o sistema necessitando de tentativa de acréscimo. Refinada a geração hidráulica e fixando-a, otimizou-se novamente a geração térmica, intercâmbio e *deficit* de energia no simulador. Esta série exige geração térmica, realizada de forma gradual ao longo do horizonte, chegando a atingir a capacidade máxima do sistema em determinado momento.

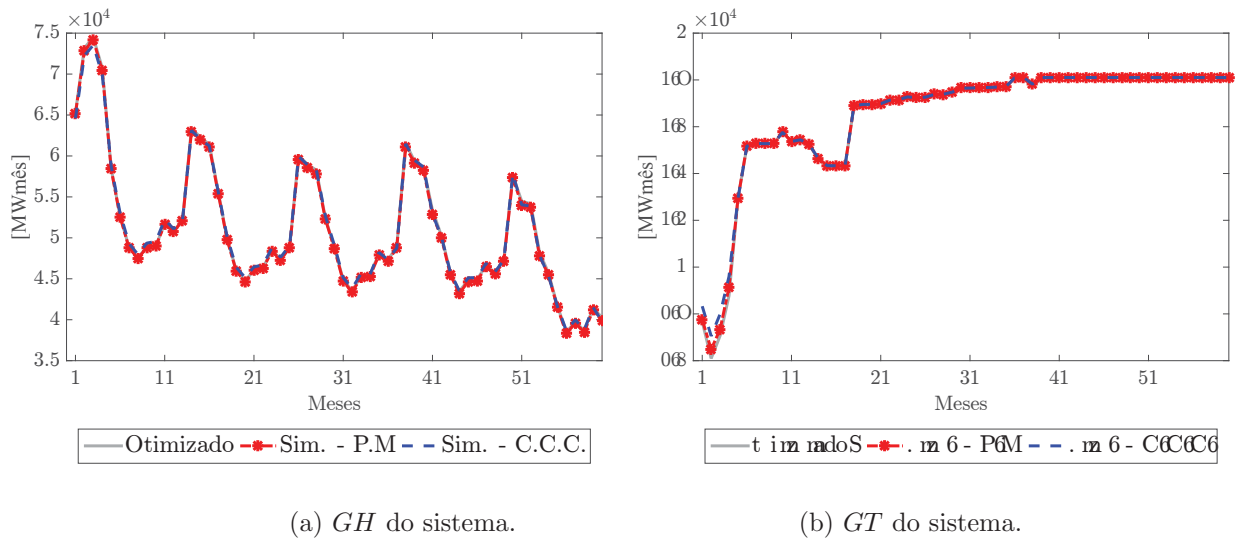


FIGURA 52 – Geração do sistema - Série 21, fator de demanda 1,3.
Fonte: O Autor.

Quanto ao intercâmbio de energia, o balanço envolvendo os subsistemas SE/CO, S, NE, N e NO FIC obtidos pelo simulador utilizando curva colina conjunta e produtividade média são ilustrados nas Figuras 53a e 53b, respectivamente.

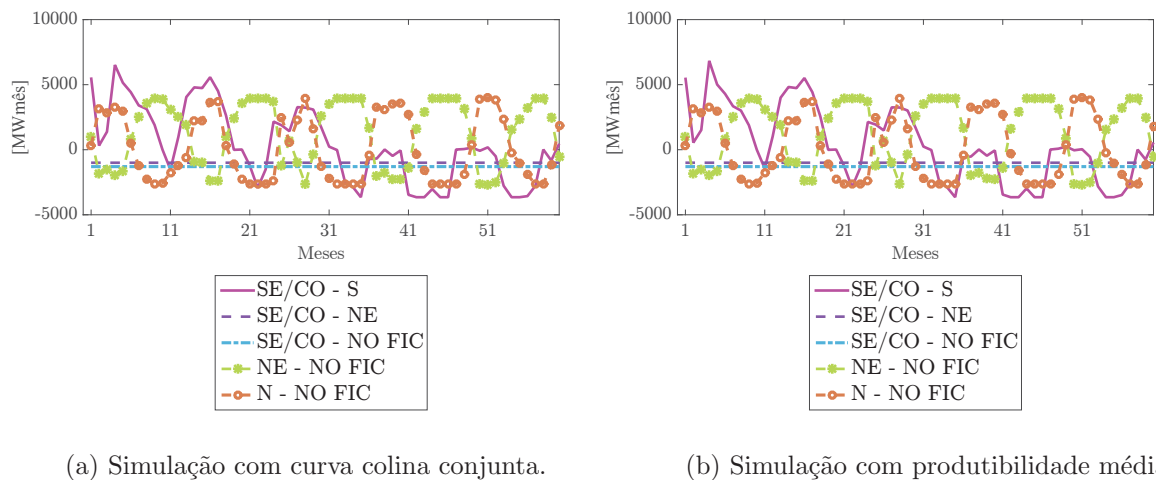


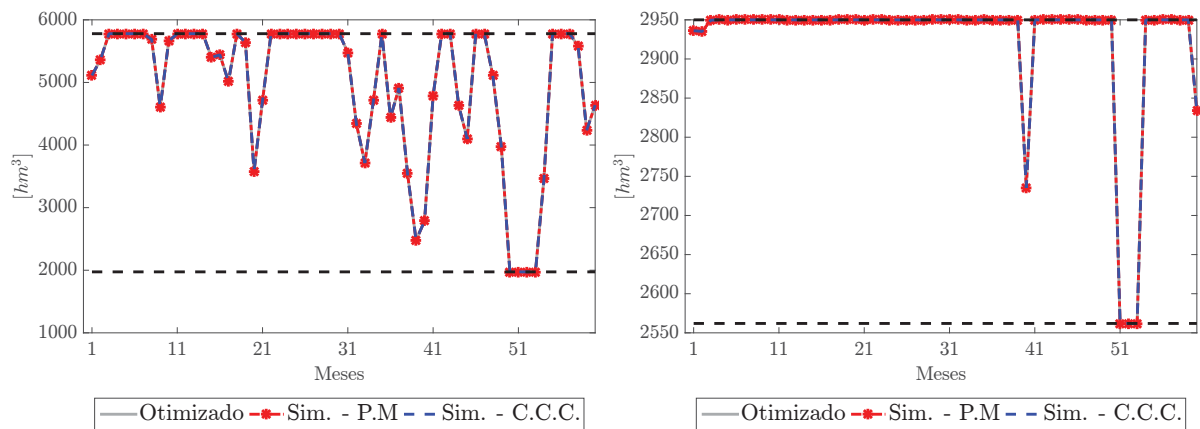
FIGURA 53 – Montantes de intercâmbio - Série 21, fator de demanda 1,3.
Fonte: O Autor.

Pela Figura 53, observa-se que, no decorrer do horizonte de planejamento, o subsistema SE/CO, de maior demanda, exige energia dos subsistemas adjacentes, principalmente do NE e NO FIC - subsistemas nos quais atinge o máximo valor de intercâmbio para SE/CO em todo o planejamento. Assim, como o intercâmbio de energia entre alguns subsistemas atinge seus valores máximos e a geração térmica dos mesmos também, verifica-se a existência de *deficit* de energia - Figura 51b. Devido ao não atendimento da demanda, o custo do planejamento da operação desta série fica elevado.

A seguir, descrevem-se algumas influências do simulador na cascata do rio Iguaçu.

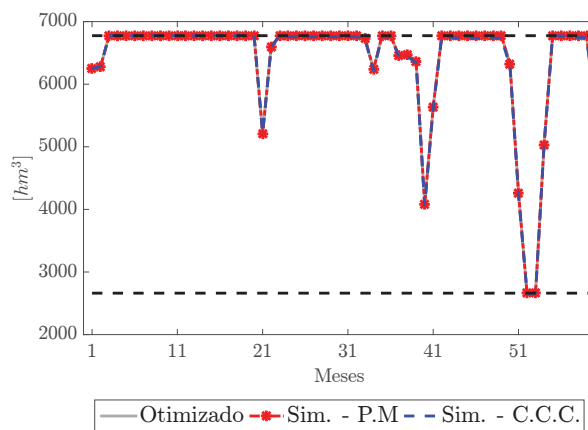
5.3.2.1 Influência da evaporação líquida na simulação da operação da cascata do rio Iguaçu

A evolução do armazenamento de água em usinas com reservatórios durante o horizonte da operação das UHE Foz do Areia, Segredo e Salto Santiago é destacada na Figura 54. Observa-se que a inclusão da evaporação líquida na otimização do planejamento, mesmo que linearizada, reflete na manutenção das características do planejamento otimizado durante a simulação para essas usinas - especificamente nesta cascata, não ocorreram grandes diferenças entre otimização e simulações.



(a) V - UHE Foz do Areia.

(b) V - UHE Segredo.



(c) V - UHE Salto Santiago.

FIGURA 54 – Evolução do armazenamento de água - Série 21, fator de demanda 1,3.

Fonte: O Autor.

Tendo o armazenamento de água mais realístico, pode-se concluir um planejamento de operação da usina mais verossímil. Para esta cascata, não observa-se graficamente, na Figura 55, grandes alterações de QC e QVT , mesmo considerando o engolimento máximo - satisfeito, em ambas as simulações, uma única vez para a UHE Salto Santiago no período 53. Conclui-se, para esta cascata, que a consideração da evaporação líquida no balanço hídrico em sua forma linear durante a elaboração do planejamento otimizado

da operação - pelo modelo (4.1) - reduz o impacto no planejamento destas usinas quando englobada a evaporação líquida em sua forma não linear no simulador, uma vez que o modelo de obtenção do planejamento torna-se mais realístico operacionalmente.

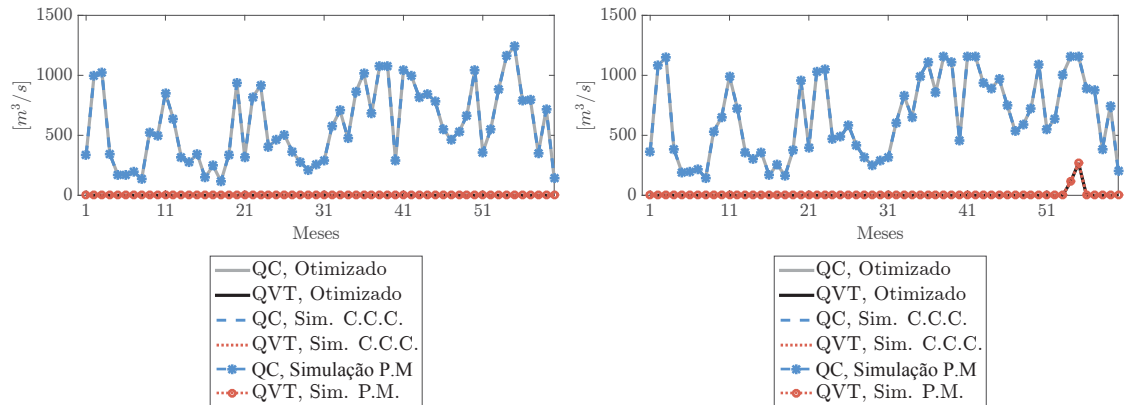
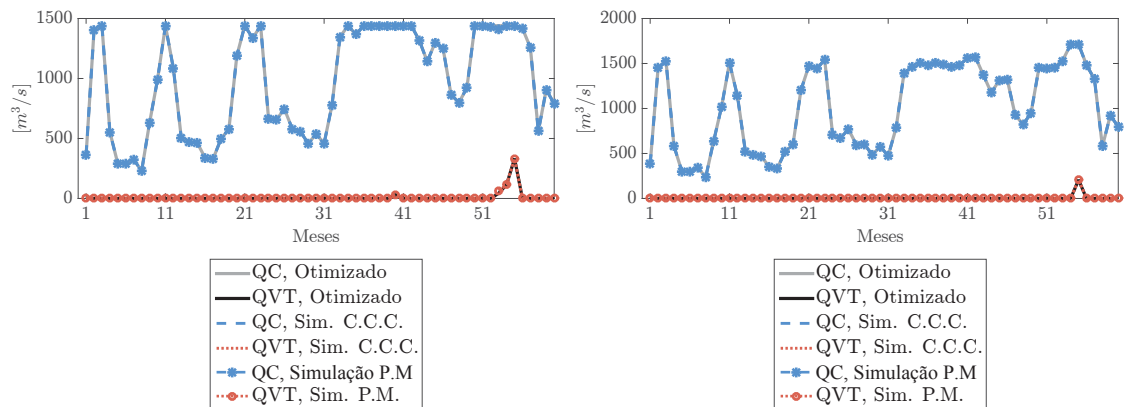
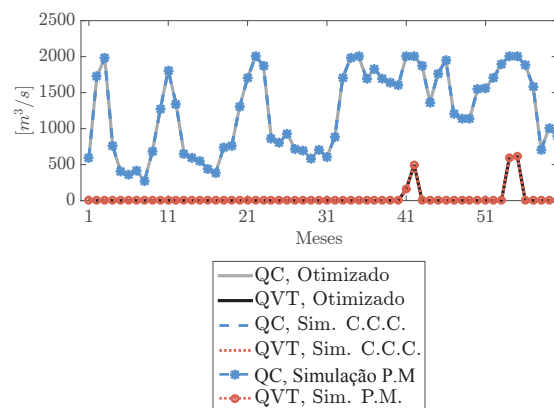
(a) *QC* e *QVT* - UHE Foz do Areia.(b) *QC* e *QVT* - UHE Segredo.(c) *QC* e *QVT* - UHE Salto Santiago.(d) *QC* e *QVT* - UHE Salto Osório.(e) *QC* e *QVT* - UHE Salto Caxias.

FIGURA 55 – Evolução do armazenamento de água - Série 21, fator de demanda 1,3.

Fonte: O autor.

Quanto à cascata do rio São Francisco, cujo destaque é justificado por possuir os maiores coeficientes de evaporação do sistema, analisa-se o volume dos reservatório

da UHE Sobradinho e sua usina imediatamente a jusante, verificando, nesta série, que a característica do planejamento otimizado de armazenamento é idêntico aos simulados, bem como os valores de turbinamento e vertimento. A Figura 56 destaca a evolução do armazenamento de água, turbinamento e vertimento, sendo as linhas tracejadas pretas nas Figuras 56a e 56b indicam os extremos operativos de volume.

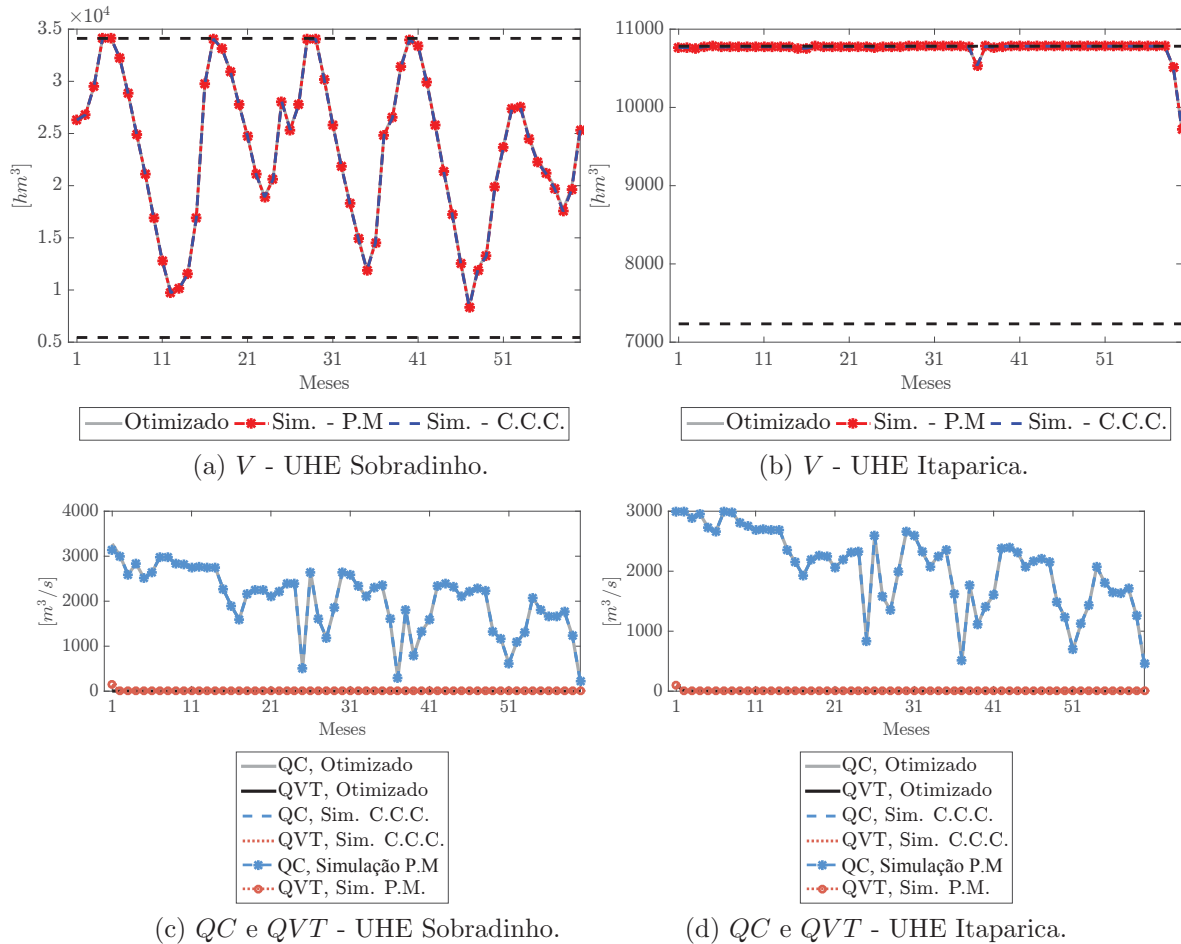


FIGURA 56 – Operação das UHEs Sobradinho e Itaparica - série 21.
Fonte: O autor.

5.3.2.2 Influência da evaporação líquida na simulação da operação de usinas nos rios Iguaçu e São Francisco

Neste planejamento, a GH das usinas também sofre uma variabilidade durante a simulação com curva colina conjunta – mesmo que pequena –, porém mantendo, durante as simulações, a característica ótima de geração para as usinas da cascata. Representa-se, na Figura 57, a evolução da geração hidráulica das UHEs da cascata do rio Iguaçu ao longo do horizonte evidenciando a respectiva produtibilidade específica da usina, sendo que as linhas tracejadas pretas representam a geração hidráulica máxima da usina.

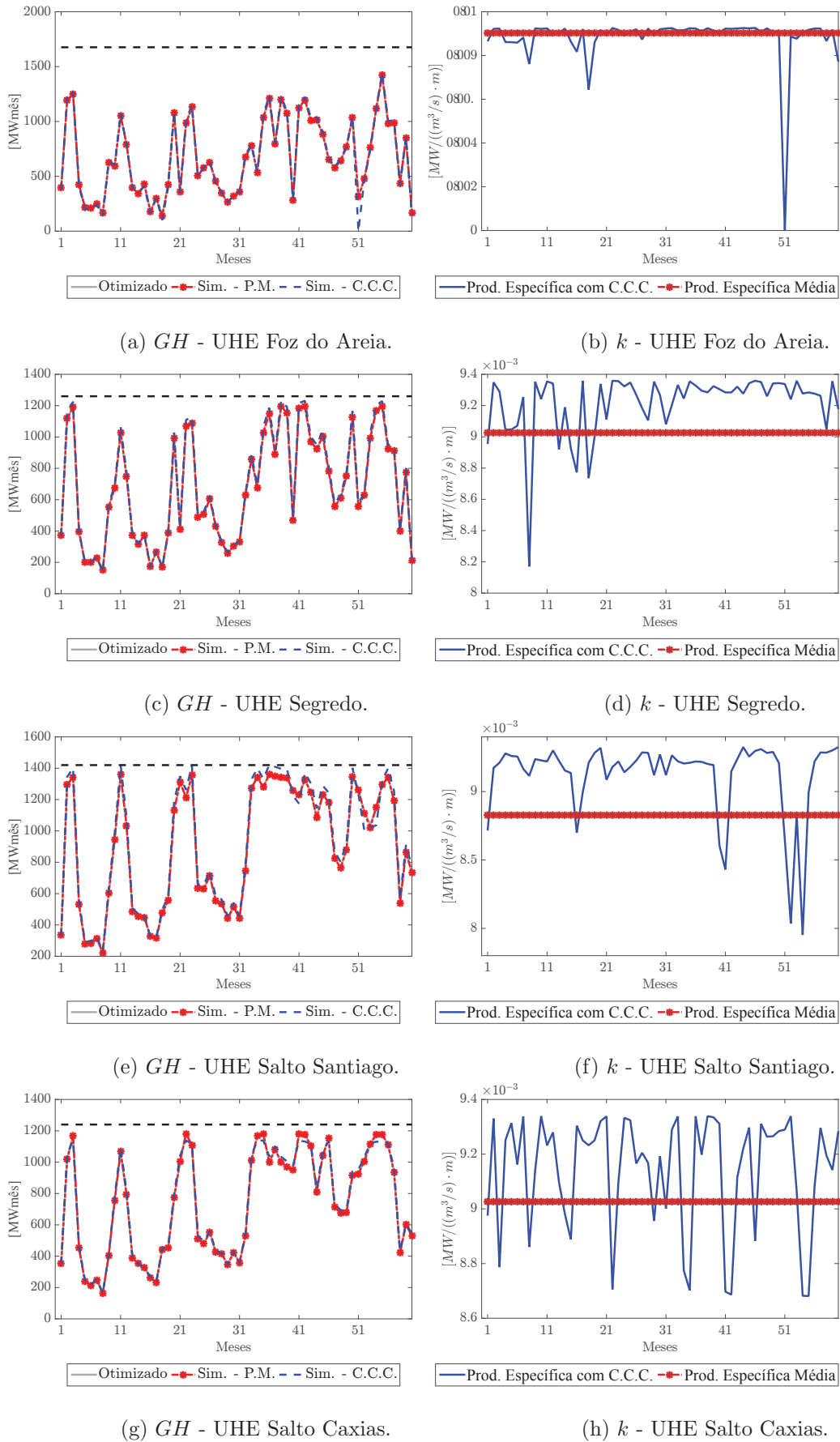


FIGURA 57 – GH das UHEs da cascata do rio Iguaçu - Série 21, fator de demanda 1,3.
 Fonte: O autor.

A Figura 57a mostra a GH da UHE Foz do Areia obtida pela simulação com curva colina conjunta. No período 51 a GH se anula, isto é, a condição operativa da UHE Foz do Areia, neste período, em teoria é prejudicial aos equipamentos. Na prática, especificamente este evento não possui tal justificativa: explica-se este valor nulo de produtibilidade devido à não convexidade da curva colina conjunta da UHE Foz do Areia (VALLEJOS et al., 2012a; VALLEJOS et al., 2012b).

Por fim, a variabilidade de produtibilidade específica nesta cascata reflete na diferença obtida na geração hidráulica das usinas, mesmo que este desvio ocorra em torno da produtibilidade específica média. Além disso, o aumento de geração provocado na simulação com curva colina conjunta faz com que os custos da operação sejam menores pelo melhor aproveitamento dos recursos hídricos.

5.3.3 Estudo de caso III: impacto da evaporação líquida linearizada no planejamento da operação

Conforme observado nos estudos de caso anteriores, a consideração da evaporação líquida no modelo de planejamento otimizado da operação, mesmo que linearizada, faz com que a sua respectiva simulação não sofra demasiadas alterações, uma vez que o modelo de planejamento otimizado está mais próximo da realidade. Desta forma, esta seção se motiva analisar o impacto da consideração da evaporação líquida para o planejamento otimizado.

Para este estudo, considera-se:

- duas séries de afluições históricas, sendo a série 20 – cujo período de afluição é janeiro de 1950 até dezembro de 1954 – e a série 45 – correspondente ao mês de janeiro de 1970 até dezembro de 1974. A série 20 é destacada por representar um período de baixa afluição durante o planejamento, e a série 45 o caso contrário;
- o modelo (4.1) para o planejamento otimizado destas séries em sua forma descrita e não considerando a evaporação líquida linearizada no balanço hídrico das UHEs. Isto significa que no primeiro caso a evaporação é considerada na modelagem, enquanto no segundo, não;
- a demanda original, isto é, fator de demanda 1, e os rendimentos das máquinas como curva colina conjunta. Salienta-se que nesta seção não são discutidos fatores de geração e custos de operação;
- as UHEs Sobradinho e Itaparica, usinas presentes na cascata do rio São Francisco, para ilustrar os resultados. Como mencionado anteriormente, as usinas instaladas na bacia do rio São Francisco possuem os maiores coeficientes de evaporação em-

pregados no sistema teste (ver Figura 48). Assim, esta cascata torna-se o pior caso de estudo relativo à influência da evaporação no planejamento.

Desta forma, otimizou-se os planos de operação, com e sem evaporação líquida linearizada, para as séries 20 e 45 e comparando os resultados obtidos com a sua respectiva simulação, obtiveram-se os valores de volume armazenado nos reservatórios e suas operações durante o horizonte de planejamento descritos a seguir.

- Série 20

A Figura 58 retrata uma comparação entre o planejamento otimizado da série 20 não considerando a evaporação linearizada (linha cinza) e sua respectiva simulação (linha pontilhada) nas Figuras 58a e 58c, e considerando a evaporação linearizada (linha cinza) e sua respectiva simulação (linha traço-asterisco) nas Figuras 58b e 58d para as usinas Sobradinho e Itaparica.

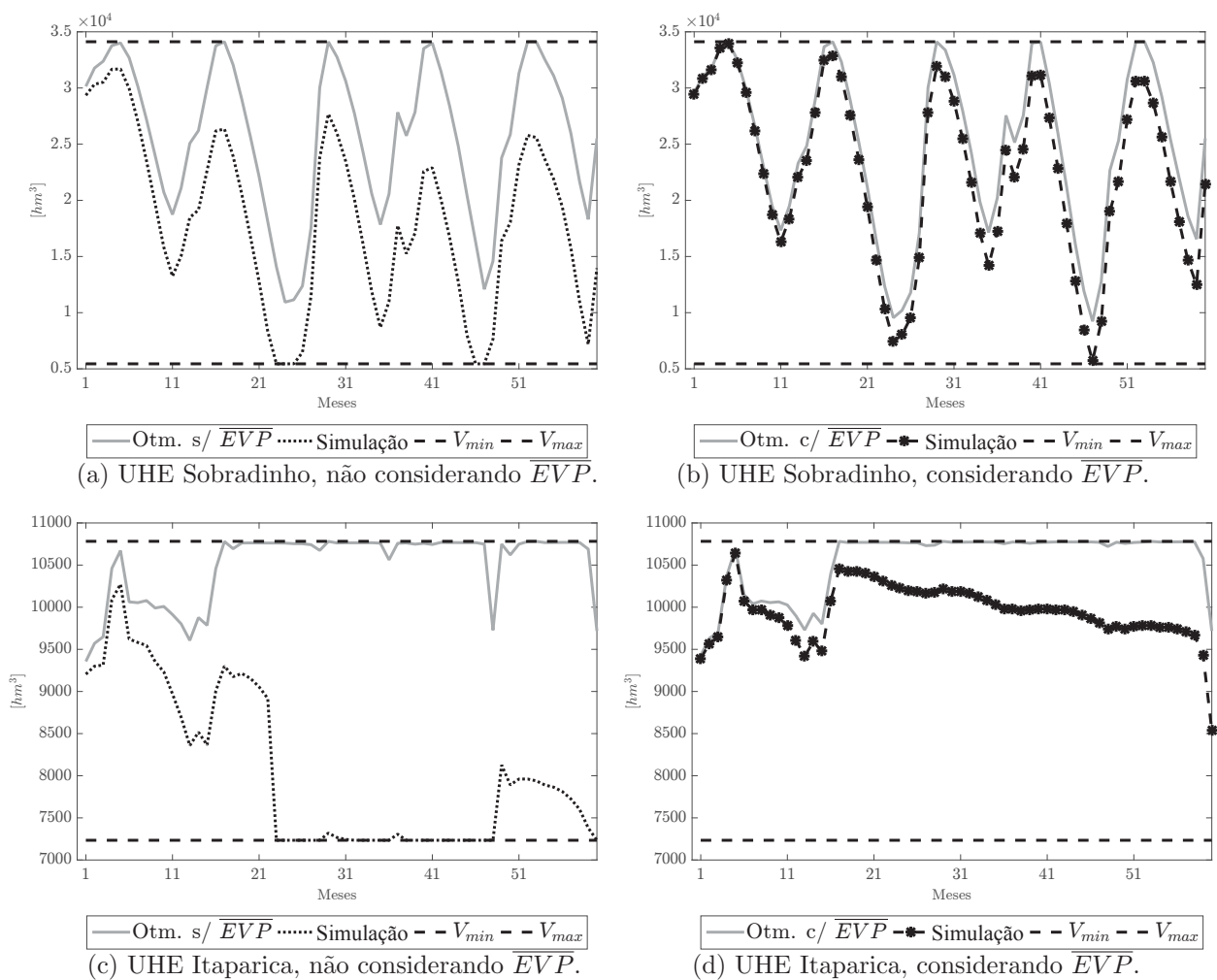


FIGURA 58 – V - série 20.

Fonte: O autor.

Percebe-se na Figura 58, além da influência da evaporação no lago da UHE So-

bradinho sobre a UHE Itaparica, que quando considerada a evaporação linearizada na otimização, a evaporação não linear inclusa no simulador não chega a realizar alterações drásticas no armazenamento de água nos reservatórios de Sobradinho e Itaparica (Figuras 58b e 58d). Fixada a série 20 considerando o planejamento otimizado da operação das usinas sem a evaporação linear, verifica-se que o volume dos reservatórios de Sobradinho e Itaparica fica reduzido, em média, 33% e 23%, respectivamente, no horizonte do planejamento pelo processo de simulação. Quando se considera a evaporação linearizada no planejamento da operação, os valores percentuais médios de redução de volume para os reservatórios caem para 11% e 6% após a simulação, respectivamente.

A Figura 59 mostra os planejamentos operativos de turbinamento (cor azul) e vertimento (cor vermelha) destas usinas, comparando os resultados otimizados (cor cinza) sem considerar \overline{EVP} com sua respectiva simulação.

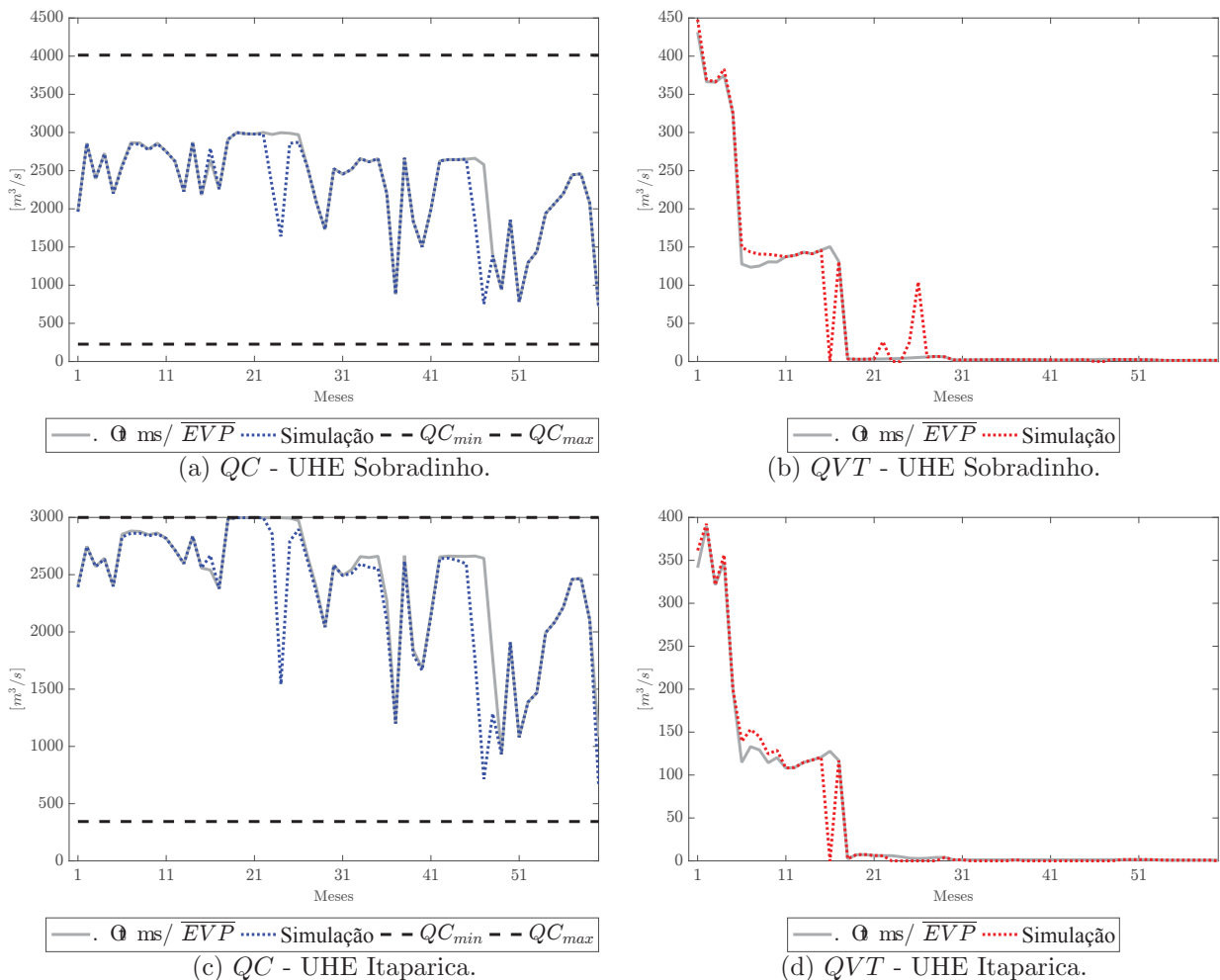


FIGURA 59 – QC e QVT otimizados e simulados sem considerar \overline{EVP} - série 20.

Fonte: O autor.

Verifica-se que a redução de turbinamento e acréscimo de vertimento da UHE Sobradinho nas Figuras 59a e 59b durante os períodos 22, 25 e 26 para a simulação dos dados otimizados sem considerar a evaporação líquida é reflexo da satisfação do engoli-

mento máximo da usina.

A Figura 60 apresenta os planejamentos operativos de turbinamento e vertimento comparando, neste momento, o resultado otimizado considerando \overline{EVP} com sua respectiva simulação.

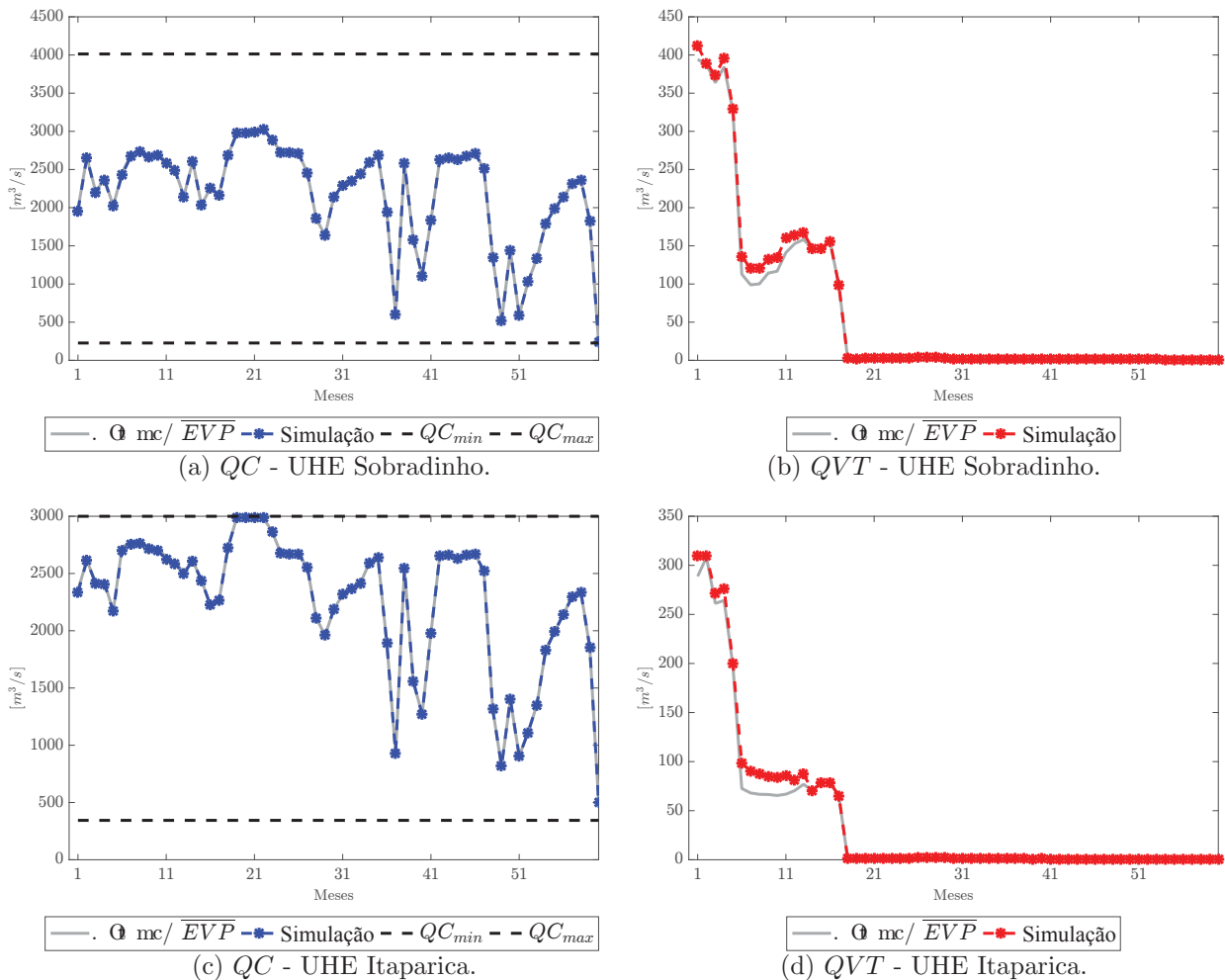


FIGURA 60 – QC e QVT otimizados e simulados considerando \overline{EVP} - série 20.

Fonte: O autor.

A consideração ou não de \overline{EVP} reflete na diferença entre os planejamentos operativos e sua simulação quanto ao volume armazenado nos reservatórios. Entretanto, verifica-se que a evolução dos valores das variáveis de QC e QVT possuem características semelhantes com o término da simulação para a UHEs Sobradinho e Itaparica. A Figura 61 ilustra uma comparação dos resultados da simulação para o turbinamento e vertimento das UHEs Sobradinho e Itaparica, sendo a linha pontilhada os valores simulados de armazenamento de água quando não considerado \overline{EVP} no planejamento otimizado e a linha traço-asterisco os valores simulados quando considerado \overline{EVP} .

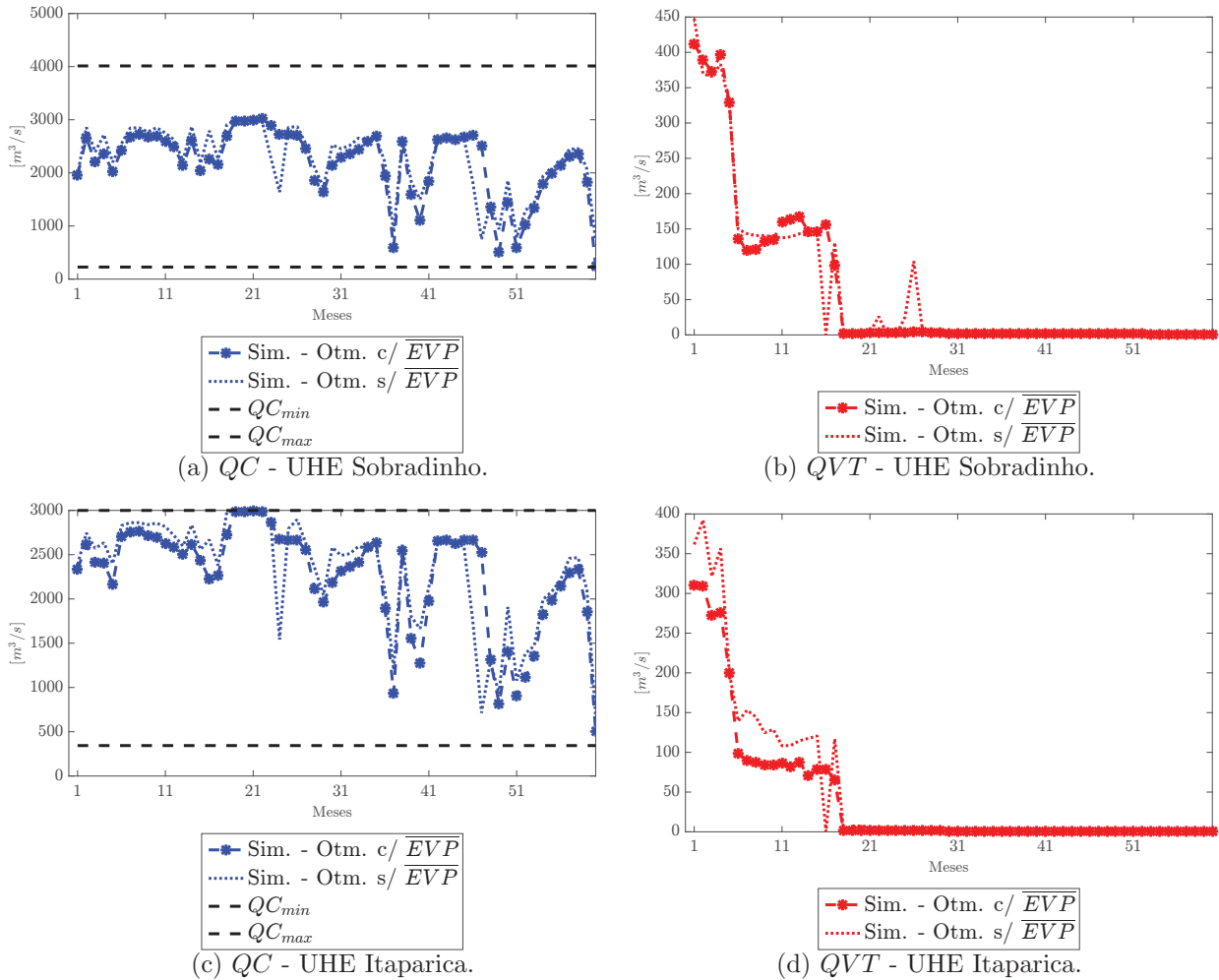


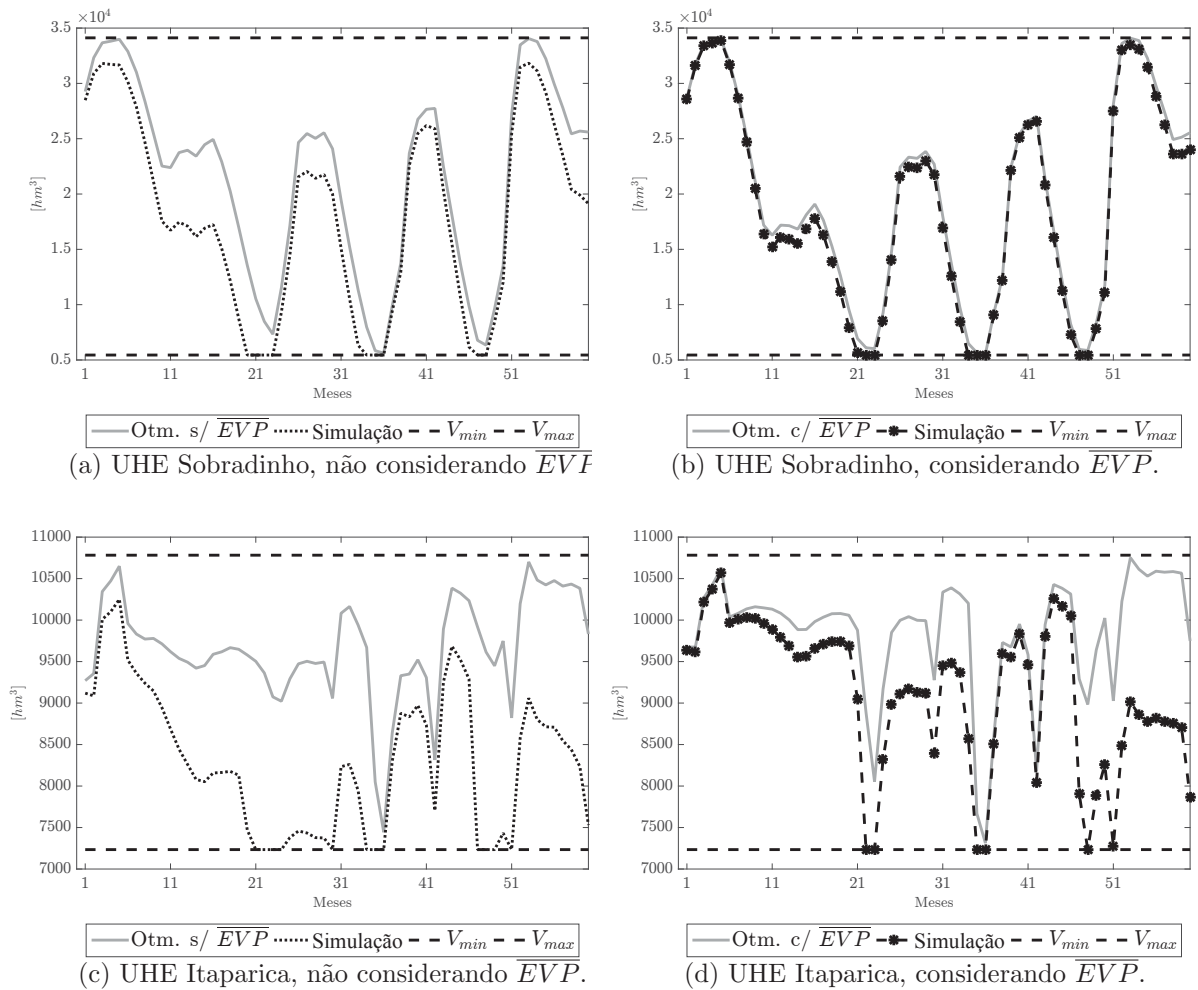
FIGURA 61 – QC e QVT simulados - série 20.

Fonte: O autor.

Analisando as Figuras 59-61 em conjunto com a Figura 58, nota-se para UHE Sobradinho a principal influência da consideração da evaporação durante a elaboração do planejamento da operação: nos períodos 24 e 46 da simulação do plano otimizado sem considerar \overline{EVP} , o limite mínimo operativo de volume desta usina foi atingido na simulação, fazendo ocorrer a cessão de vertimento e redução de turbinamento na usina nos mesmos períodos, afetando a operação da UHE Itaparica, usina imediatamente a jusante.

- Série 45

Analogamente ao realizado na série 20, é destacada para a série 45 a evolução do armazenamento de água das UHEs Sobradinho e Itaparica na Figura 62. Conclui-se que os reservatórios de Sobradinho e Itaparica sofrem uma redução percentual média de 19% e 14% de volume na simulação quando não considerada a evaporação linearizada na otimização, enquanto que quando considerada a evaporação linearizada, a redução cai para 5% e 7%, respectivamente, com o término da simulação.

FIGURA 62 – V - série 45.

Fonte: O autor.

A Figura 63 apresenta os planejamentos operativos de turbinamento (cor azul) e vertimento (cor vermelho) destas usinas, comparando os resultados otimizados (cor cinza) sem considerar \overline{EVP} com sua respectiva simulação.

Verifica-se que a redução de turbinamento e acréscimo de vertimento da UHE Sobradinho nas Figuras 63a e 63b durante os períodos 31, 43-46, 48-50, 52 e 56-59 para a simulação dos dados otimizados sem considerar a evaporação líquida é reflexo da satisfação do engolimento máximo da usina.

A Figura 64 mostra os planejamentos operativos de turbinamento e vertimento comparando, neste momento, o resultado otimizado considerando \overline{EVP} com sua respectiva simulação.

A operação das usinas para esta série é destacada na Figura 65. Obtêm-se as mesmas conclusões destacadas na série 20 – com alterações nos períodos.

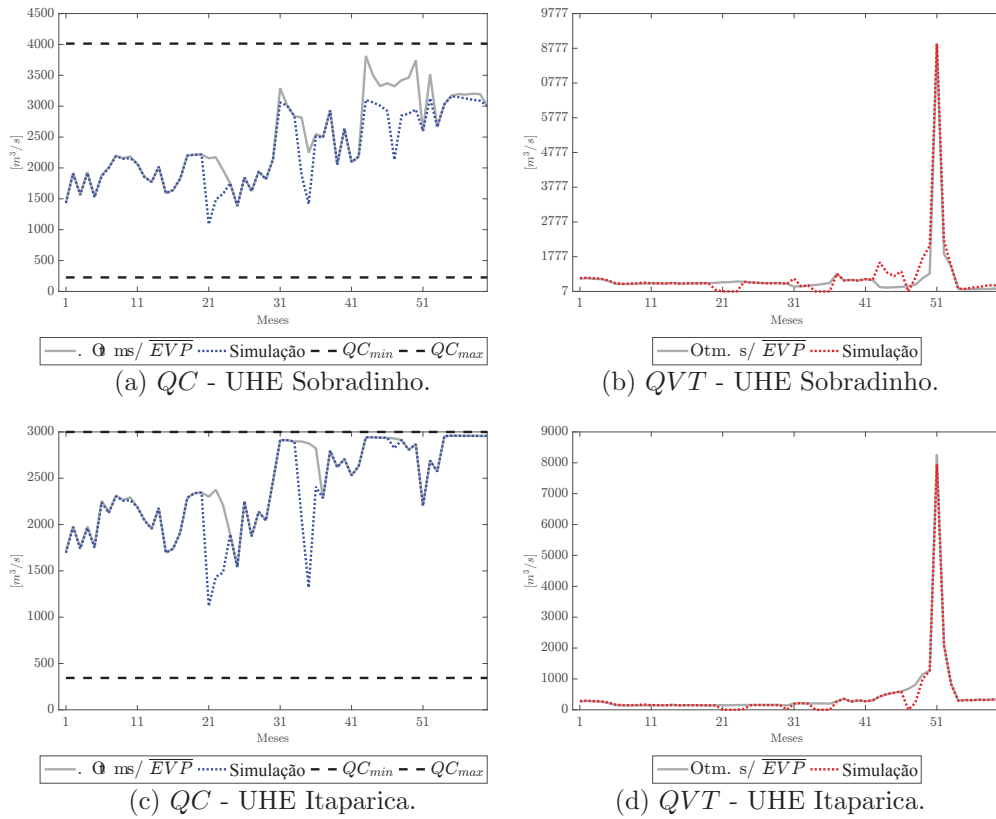


FIGURA 63 – QC e QVT otimizados e simulados sem considerar \overline{EVP} - série 45.
 Fonte: O autor.

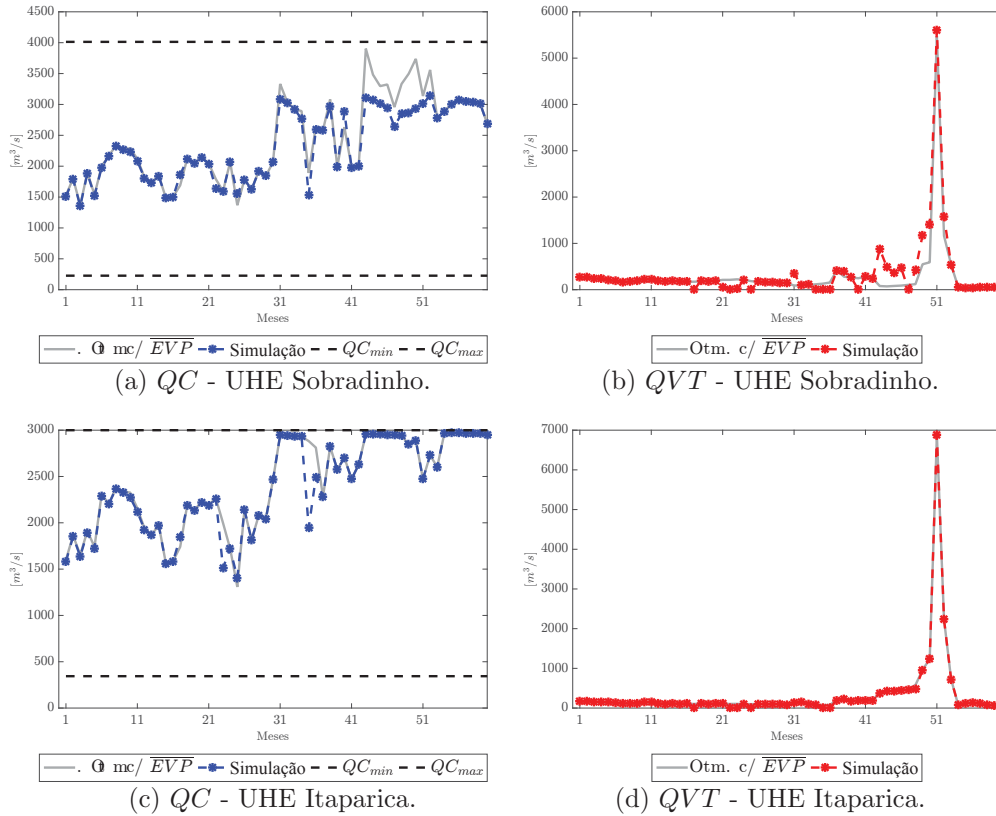
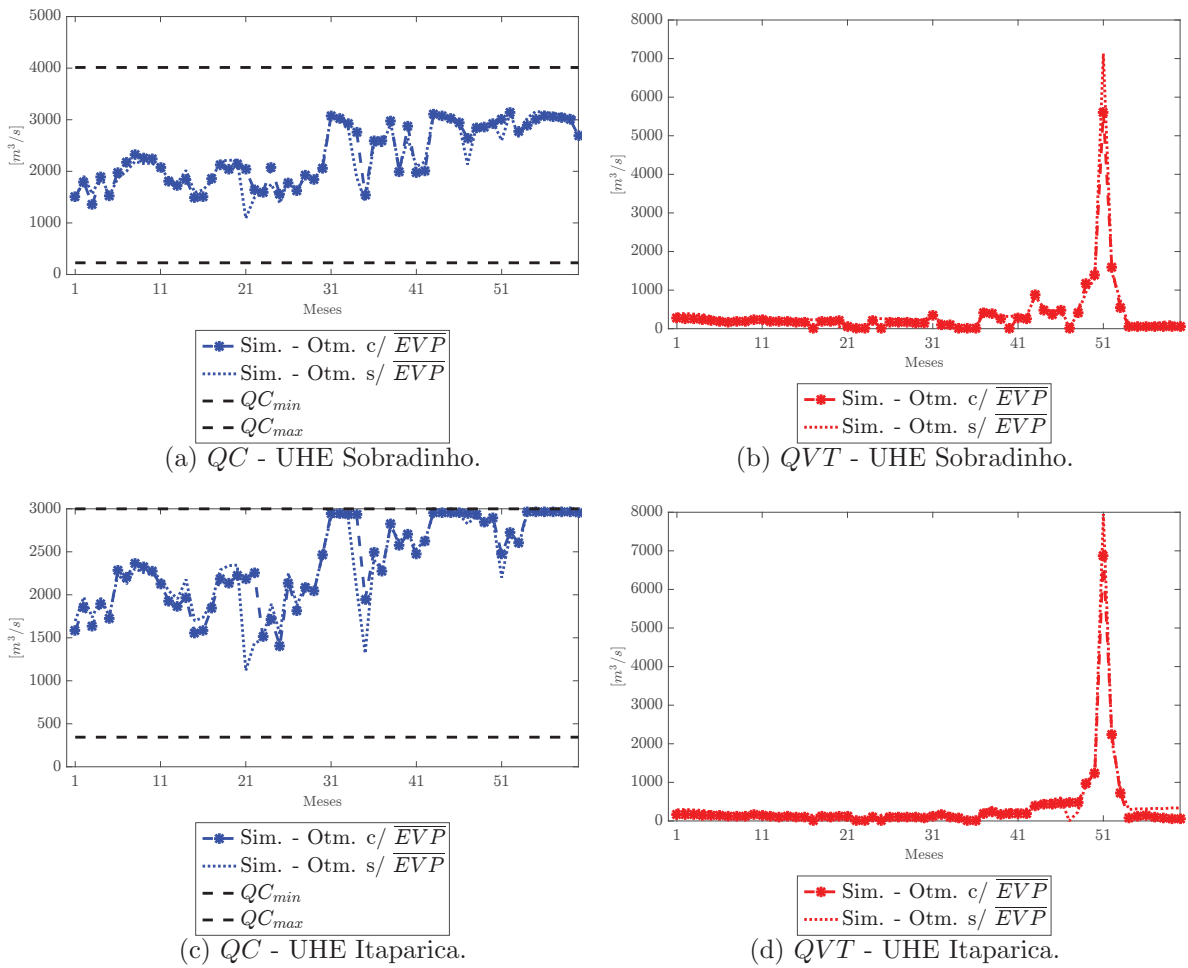


FIGURA 64 – QC e QVT otimizados e simulados considerando \overline{EVP} - série 45.
 Fonte: O autor.

FIGURA 65 – QC e QVT simulados - série 45.

Fonte: O autor.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foi apresentado, neste capítulo, os testes numéricos envolvendo o simulador de planos otimizados de operação. Considerou-se um sistema teste composto por 142 UHEs e 106 UTEs presentes no SIN. Os resultados foram discutidos sob o ponto de vista do planejador do sistema, além de analisar alguns fatores que apenas o simulador proposto considera em três estudos de casos.

Os estudos de caso da simulação com os cenários de planejamentos com *deficit* de energia mostram a manutenção da característica ótima das variáveis, tanto total quanto das cascatas trabalhadas. Verificou-se também que o emprego da curva colina conjunta para o cálculo da produtividade específica das usinas reduz, na maioria dos cenários de operação, os custos de operação quando comparados ao custos obtidos com o emprego da produtividade específica média.

Quanto ao estudo de caso relacionado ao impacto da evaporação líquida linearizada no planejamento da operação, para duas séries históricas de baixa e alta afluência

para planejamento, não ocorrem drásticas influências operativas – quanto ao turbinamento e vertimento de água – pós-simulação nas usinas presentes na cascata de maior índice de evaporação líquida no sistema teste, considerando ou não a evaporação linearizada durante a obtenção do planejamento otimizado, mesmo alterando a evolução do armazenamento de água nos reservatórios destas usinas.

6 CONCLUSÕES

O foco principal desta pesquisa é o desenvolvimento de uma metodologia de simulação de planejamentos da operação de sistemas hidrotérmicos que possa ser aplicado ao SIN.

Na metodologia proposta, respeitaram-se as principais características do Setor Elétrico Brasileiro, em que as usinas hidro e termoelétricas foram consideradas individualizadas, tanto no planejamento da operação quanto na simulação. Além disso, no simulador foram consideradas explicitamente as não linearidades constantes nas equações de produção energética, polinômios cota de montante/cota de jusante/cota de área, os limitantes de geração e intercâmbio de energia, e a evaporação líquida dos reservatórios. Incluindo tais fatores físicos e operativos, elaborou-se uma metodologia para tentar alterar a geração de energia hidráulica do sistema, maximizando-a ou realizando decréscimos quando necessários. Considerou-se também o caso da geração térmica de usinas sendo nulas, algo que não acontece em todas as UTEs do SIN, a fim de simplificar os planejamentos otimizados/simulados.

Os experimentos numéricos para validar a metodologia do simulador foram realizados em um sistema teste que possui a essência do sistema brasileiro. Verifica-se a coerência dos resultados apresentados no Capítulo 5, representados pelos custos simulados para os planejamentos otimizados obtidos e a manutenção da característica ótima de operação das usinas, alterando-as somente nos casos que ocorrem infrações operativas – volume armazenado fora de limites operativos, engolimento máximo do canal adutor – e aproximando-as à realidade, conforme os resultados apresentado para os 81 planejamentos otimizados.

De modo geral, as baterias de testes envolvendo a demanda original e a demanda alterada (fator de demanda 1,3) seguiram a mesma característica do planejamento otimizado. Isto implica, também, que a metodologia de otimização do planejamento da operação adotada está bem definida e válida para aplicações no mundo real. Quanto aos estudos de caso realizados, verificou-se, de acordo com as características das afluentes utilizadas, as influências dos elementos considerados no simulador na operação de usinas selecionadas presentes nos rios Iguazu e São Francisco. Estes casos de estudos ressaltaram a importância do simulador durante o planejamento da operação das usinas, uma vez que fatores operativos não considerados na otimização do planejamento interferem na execução do plano operativo da usina, aproximando, assim, à realidade da aplicação destes planejamentos obtidos. Devido a tais análises, os resultados obtidos podem ser considerados promissores.

Por fim, o simulador de políticas ótimas de despacho hidrotérmico proposto, que detalha a representação do sistema de forma individual e engloba fatores que interferem na execução do planejamento para as usinas, mostrou-se uma alternativa a ser considerada em estudos futuros.

Sugestões para pesquisas futuras

Considerar outros aspectos operativos das usinas hidro e termoelétricas durante a simulação, principalmente o volume mínimo de vertimento para as UHEs e extremos de geração térmica, bem como suas restrições de rampa de carga, eficiência, entre outros, para as UTEs. Outra consideração relevante é comparar os resultados simulados obtidos pela proposta com o *software* de simulação utilizado pelo ONS. Também sugerem-se a inclusão do problema de restrições elétricas do SIN no simulador proposto, e também elaborar outro simulador considerando como premissa a manutenção do volume otimizado e alterando a defluência a fim de comparar as estratégias de operação pós-simulação.

REFERÊNCIAS

- BELLO, T. L.; MATIOLI, L. C.; OENING, A. P.; MARCILIO, D. C. Desenvolvimento de um simulador de despacho de usinas hidroelétricas. In: *Anais do III Simpósio de Métodos Numéricos em Engenharia*. Curitiba, Brasil: [s.n.], 2018.
- BUENO, A. *Estudo do comportamento de materiais e efeitos de parâmetros de processo para aumento de vida útil de turbinas hidráulicas tipo Francis*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.
- CENTRAN. *Base de dados Georreferenciada/Divisão Política: Brasil*. 2006. Disponível em https://sites.google.com/site/joabelb/Home/Estados_do_Brasil.zip?attredirects=0&d=1. Acesso em 25 fev 2019.
- CEPEL. *Manual de Referência do Programa NEWAVE*. [S.l.]: CEPEL Rio de Janeiro, 2013.
- CEPEL. *Modelo DECOMP: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo - Manual do Usuário*. [S.l.]: CEPEL Rio de Janeiro, 2013.
- CEPEL. *Manual de Referência do Programa SUISHI-O*. [S.l.]: CEPEL Rio de Janeiro, 2018.
- CEPEL. *Modelo DESSEM: Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos por Unidade Geradora com Representação Detalhada da Rede Elétrica - Manual do Usuário*. [S.l.]: CEPEL Rio de Janeiro, 2018.
- CICOGNA, M. A. *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 1999.
- CICOGNA, M. A. *Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- DETZEL, D. H. M.; MINE, M. R. M.; BESSA, M.; BLOOT, M. Cenários sintéticos de vazões para grandes sistemas hídricos através de modelos contemporâneos e amostragem. *RBRH: Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 19, n. 1, p. 17–28, 2014.
- FINARDI, E. C. *Alocação de unidades geradoras hidrelétricas em sistemas hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana e programação quadrática seqüencial*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- FORTUNATO, L. A.; ARARIPE NETO, T. A. M.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica. 1990.
- GONZAGA, C. C.; KARAS, E. W.; VANTI, M. A globally convergent filter method for nonlinear programming. *SIAM Journal on Optimization*, SIAM, v. 14, n. 3, p. 646–669, 2004.

KLIGERMAN, A. S. *Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica dual*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 1992.

LYNX. *Relatório Técnico: Equipe Otimização - Ano 1*. 2018.

LYNX. *Relatório Técnico: Equipe Otimização - Ano 2*. 2019.

MACEIRA, M. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMÁZIO, J. M.; MELO, A. 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*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 24–28.

MARCATO, A. L. M. *Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação de médio prazo de sistemas de potência de grande porte*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.

MARCATO, R. M. *Redistribuição ótima em patamares de carga da geração mensal de usinas hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado) — IMPA, 2007.

MARCILIO, D. C. *Otimização do despacho hidrotérmico utilizando o método de Lagrangeano Aumentado com Gradiente Espectral Projetado*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Paraná, 2014.

MELLO, O. D. *Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2006.

MME. *Boletim de monitoramento do sistema elétrico - junho - 2018*. 2018. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/boletins-2018>. Acesso em 04 set 2018.

NACIF, L. A. *Modelagem econômica para tomada de decisões na programação diária da operação de usinas hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2013.

ONS. Submódulo 23.5 - critérios para estudos de hidrologia operacional. 2001.

ONS. Planejamento da operação energética 2016/2020 - sumário executivo. 2016.

ONS. Plano anual da operação energética dos sistemas isolados para 2018. 2017.

ONS. *Deck do software NEWAVE*. 2018.

ONS. *Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN - Setembro/2018*. 2018. Disponível em http://www.ons.org.br/PublishingImages/paginas/sobre_sin/mapas/Hidroeletricas_2018-2022_Setembro2018.jpg. Acesso em 04 nov 2018.

ONS. *Sistemas Isolados*. 2018. Disponível em <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em 04 set 2018.

ONS. *Operador Nacional do Sistema*. 2019. Disponível em <http://ons.org.br>. Acesso em 16 fev 2019.

- PEREIRA, S. B.; PRUSKI, F. F.; SILVA, D. D.; RAMOS, M. M. Evaporação líquida no lago de sobradinho e impactos no escoamento devido à construção do reservatório. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, SciELO Brasil, 2009.
- PERIÇARO, G. A. *Algoritmos de filtro globalmente convergentes*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Paraná, 2012.
- PERIÇARO, G. A.; KARAS, E. W.; MATIOLI, L. C.; MARCILIO, D. C.; OENING, A. P.; GONZAGA, C. C. Optimal scenarios for the operation of hydrothermal power systems using a filter-sqp algorithm. In: *Proceedings of XII Chilean Conference on Operations Research*. Viña del Mar, Chile: [s.n.], 2017.
- RAMOS, T. P. *Modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em técnicas de programação não linear integrado com o modelo de decisão estratégica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- RODRIGUES, R. N. *Despacho de unidades geradoras hidrelétricas utilizando lagrangeano aumentado*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- SCARCELLI, R. O. C. *Afluências agregadas na programação dinâmica estocástica aplicada ao planejamento da operação energética*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2016.
- SCHREIBER, G. P. *Usinas hidrelétricas*. Edgard Blucher, 1977.
- SILVA FILHO, D. *Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2003.
- SOUZA, Z.; FUCHS, R. D.; SANTOS, A. H. M. *Centrais, hidro e termelétricas*. E. Blucher/Centrais, 1983.
- TOSCANO, A. E. *Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2009.
- VALLEJOS, C. A. V.; DETZEL, D. H. M.; MAINARDES, S. C.; MARCILIO, D. C.; OENING, A. P.; BESSA, M. R.; MINE, M. R. M.; BLOOT, M. L.; CARNEIRO, C. D. B.; ESTRÓCIO, J. P. F. Modelagem da eficiência de turbinas hidráulicas para o planejamento da operação em médio-longo prazo. In: *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Curitiba, Brasil: [s.n.], 2012.
- VALLEJOS, C. A. V.; MAINARDES, S. C. C.; GARCIA, L. F. P.; ALMEIDA, P. H. B. M.; BESSA, M. R. *Caderno Curvas Colina Conjuntas*. [S.l.]: Lactec, 2012.
- ZAMBELLI, M. d. S. *Planejamento da operação energética do sistema interligado nacional baseado em modelo de controle preditivo*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2009.

ANEXO A – DESCRIÇÃO DAS USINAS HIDROELÉTRICAS

A Tabela 5 lista as 142 usinas hidroelétricas utilizadas no sistema teste. Para tal, elenca-se o nome da usina, sua potência [MW], o subsistema que a usina pertence, de acordo com a consideração do trabalho, e, os rios que se encontram, de acordo com o ONS. Aos reservatórios de regulação de vazão que não possuem conjunto turbina-gerador, isto é, represas cadastradas no ONS que não geram energia, não é apresentado sua potência.

TABELA 5 – Usinas hidroelétricas consideradas.

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Rio
SALTO	116	SE/CO	VERDE
SALTO VERDINHO	93	SE/CO	VERDE
ESPORA	32,1	SE/CO	CORRENTE
CAÇU	65	SE/CO	CLARO
BARRA DOS COQUEIROS	90	SE/CO	CLARO
FOZ DO RIO CLARO	68,4	SE/CO	CLARO
CAMARGOS	46	SE/CO	GRANDE
ITUTINGA	52	SE/CO	GRANDE
FUNIL-GRANDE	180	SE/CO	GRANDE
FURNAS	1312	SE/CO	GRANDE
M. DE MORAES	478	SE/CO	GRANDE
L. C. BARRETO	1104	SE/CO	GRANDE
JAGUARA	424	SE/CO	GRANDE
IGARAPAVA	210	SE/CO	GRANDE
VOLTA GRANDE	380	SE/CO	GRANDE
PORTO COLÔMBIA	328	SE/CO	GRANDE
CACONDE	80,4	SE/CO	PARDO
EUCLIDES DA CUNHA	108,8	SE/CO	PARDO
A. S. OLIVEIRA	32	SE/CO	PARDO
MARIMBONDO	1488	SE/CO	GRANDE
A. VERMELHA	1396,2	SE/CO	GRANDE
NOVA PONTE	510	SE/CO	ARAGUARI
MIRANDA	408	SE/CO	ARAGUARI
CAPIM BRANCO 1	240	SE/CO	ARAGUARI
CAPIM BRANCO 2	210	SE/CO	ARAGUARI
BATALHA	52,5	SE/CO	SÃO MARCOS
SERRA DO FACÃO	212,6	SE/CO	SÃO MARCOS
EMBORCAÇÃO	1192	SE/CO	PARANAÍBA

Tabela 5 - Usinas hidroelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Rio
CORUMBÁ IV	127	SE/CO	CORUMBÁ
CORUMBÁ III	96,5	SE/CO	CORUMBÁ
CORUMBÁ I	375	SE/CO	CORUMBÁ
ITUMBIARA	2082	SE/CO	PARANAÍBA
CACHOEIRA DOURADA	658	SE/CO	PARANAÍBA
SÃO SIMÃO	1710	SE/CO	PARANAÍBA
BARRA BONITA	140	SE/CO	TIETÊ
A. S. LIMA	144	SE/CO	TIETÊ
IBITINGA	131,4	SE/CO	TIETÊ
PROMISSÃO	264	SE/CO	TIETÊ
N. AVANHANDAVA	347,4	SE/CO	TIETÊ
ILHA SOLTEIRA EQV. ¹	3444+807,5	SE/CO	PARANÁ
JUPIÁ	1551,2	SE/CO	PARANÁ
PORTO PRIMAVERA	1540	SE/CO	PARANÁ
A. A. LAYDNER	100,96	SE/CO	PARANAPANEMA
PIRAJU	80	SE/CO	PARANAPANEMA
CHAVANTES	414	SE/CO	PARANAPANEMA
OURINHOS	44,1	SE/CO	PARANAPANEMA
L. N. GARCEZ	73,8	SE/CO	PARANAPANEMA
CANOAS II	72	SE/CO	PARANAPANEMA
CANOAS I	82,5	SE/CO	PARANAPANEMA
CAPIVARA	617,57	SE/CO	PARANAPANEMA
TAQUARUÇU	525	SE/CO	PARANAPANEMA
ROSANA	354	SE/CO	PARANAPANEMA
GUARAPIRANGA	-	SE/CO	GUARAPIRANGA
BILLINGS	-	SE/CO	PINHEIROS
HENRY BORDEN	889	SE/CO	PINHEIROS
JAURU	118	SE/CO	JAURU
TELES PIRES	1820	SE/CO	TELES PIRES
SÃO MANOEL	175,07 ²	SE/CO	TELES PIRES
RONDON II	73,5	SE/CO	COMEMORAÇÃO
PONTE PEDRA	176,1	SE/CO	CORRENTES
GUAPORÉ	120	SE/CO	GUAPORÉ
JIRAU	3750	SE/CO	MADEIRA

¹ A UHE Ilha Solteira Equivalente é a unificação das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos.

² A UHE São Manoel possuirá 4 conjuntos de máquinas de 175,07MW, sendo a primeira máquina instalada em 2018.

Tabela 5 - Usinas hidroelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Rio
SANTO ANTÔNIO	3568,3	SE/CO	MADEIRA
DARDANELOS	261	SE/CO	ARIPUANÃ
JAGUARI	27,6	SE/CO	JAGUARI
PARAIBUNA	87	SE/CO	PARAÍBA DO SUL
SANTA BRANCA	56,1	SE/CO	PARAÍBA DO SUL
FUNIL	222	SE/CO	PARAÍBA DO SUL
LAJES	-	SE/CO	RIBEIRÃO DAS LAJES
PICADA	50	SE/CO	PEIXE
SOBRAGI	60	SE/CO	PARAIBUNA
ILHA DOS POMBOS	187,2	SE/CO	PARAÍBA DO SUL
SALTO GRANDE	102	SE/CO	SANTO ANTÔNIO
PORTO ESTRELA	112	SE/CO	SANTO ANTÔNIO
CANDONGA	140	SE/CO	DOCE
GUILMAN-AMORIM	140	SE/CO	PIRACICABA
SÁ CARVALHO	78	SE/CO	PIRACICABA
BAGUARI	140	SE/CO	DOCE
AIMORÉS	330	SE/CO	DOCE
MASCARENHAS	198	SE/CO	DOCE
ROSAL	55	SE/CO	ITABAPOANA
SAMUEL	216,8	SE/CO	JAMARI
SANTA CLARA - MG	60	SE/CO	MUCURI
MANSO	210	SE/CO	MANSO
ITIQUIRA I	60,8	SE/CO	ITIQUIRA
ITIQUIRA II	96,6	SE/CO	ITIQUIRA
IRAPÉ	399	SE/CO	JEQUITINHONHA
RETIRO BAIXO	82	SE/CO	PARAOPEBA
TRÊS MARIAS	396	SE/CO	SÃO FRANCISCO
QUEIMADO	105	SE/CO	PRETO
SERRA DA MESA	1275	SE/CO	TOCANTINS
CANA BRAVA	450	SE/CO	TOCANTINS
SÃO SALVADOR	243,2	SE/CO	TOCANTINS
PEIXE ANGICAL	498,75	SE/CO	TOCANTINS
LAJEADO	902,5	SE/CO	TOCANTINS
QUEBRA QUEIXO	120	S	CHAPECÓ
SÃO JOSÉ	51	S	IJUÍ
PASSO SÃO JOÃO	77	S	IJUÍ

Tabela 5 - Usinas hidroelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Rio
BARRA GRANDE	690	S	PELOTAS
GARIBALDI	189	S	CANOAS
CAMPOS NOVOS	879,9	S	CANOAS
MACHADINHO	1140	S	URUGUAI
ITÁ	1450	S	URUGUAI
PASSO FUNDO	226	S	PASSO FUNDO
MONJOLINHO	74	S	PASSO FUNDO
FOZ CHAPECÓ	855	S	URUGUAI
CASTRO ALVES	130	S	TAQUARI-ANTAS
MONTE CLARO	130	S	TAQUARI-ANTAS
14 DE JULHO	100	S	TAQUARI-ANTAS
ERNESTINA	-	S	JACUÍ
PASSO REAL	158	S	JACUÍ
JACUÍ	180	S	JACUÍ
ITAÚBA	500	S	JACUÍ
DONA FRANCISCA	125	S	JACUÍ
G. P. SOUZA	260	S	CAPIVARI
SALTO PILÃO	191,9	S	ITAJAÍ
SANTA CLARA - PR	120	S	JORDÃO
FUNDÃO	120	S	JORDÃO
JORDÃO	-	S	JORDÃO
FOZ DO AREIA	1676	S	IGUAÇU
SEGREDO	1260	S	IGUAÇU
SALTO SANTIAGO	1420	S	IGUAÇU
SALTO OSÓRIO	1078	S	IGUAÇU
SALTO CAXIAS	1240	S	IGUAÇU
MAUÁ	352,1	S	TIBAGI
ITAPEBI	462	NE	JEQUITINHONHA
PEDRA DO CAVALO	160	NE	PARAGUAÇU
BOA ESPERANÇA	237,3	NE	PARNAÍBA
SOBRADINHO	1050	NE	SÃO FRANCISCO
ITAPARICA	1479,6	NE	SÃO FRANCISCO
COMP. P.A.-MOXOTÓ	4281,6	NE	SÃO FRANCISCO
XINGÓ	3162	NE	SÃO FRANCISCO
ESTREITO	1087,2	N	TOCANTINS
TUCURUI	4245	N	TOCANTINS

Tabela 5 - Usinas hidroelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Rio
BALBINA	250	N	UATUMÃ
CACHOEIRA CALDEIRÃO	219	N	ARAGUARI
COARACY NUNES	78	N	ARAGUARI
FERREIRA GOMES	252	N	ARAGUARI
STO. ANTÔNIO DO JARI	370	N	JARI
PIMENTAL	233	N	XINGÚ
CURUÁ-UNA	30	N	CURUÁ-UNA
ITAIPU	7000	ITAIPU	PARANÁ

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

ANEXO B – DESCRIÇÃO DAS USINAS TERMOELÉTRICAS

A Tabela 6, lista as 106 usinas termoeletricas utilizadas no sistema teste. Para tal, elenca-se o nome da usina, sua potência [MW], extremo máximo de geração - o extremo mínimo considerado neste trabalho é nulo - e seus combustíveis, de acordo com o ONS, e o subsistema que a usina está de acordo com a consideração do trabalho.

TABELA 6 – Usinas termoeletricas consideradas.

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Combustível	GT_{max}
ANGRA 1	640	SE/CO	NUCLEAR	537,02
ANGRA 2	1350	SE/CO	NUCLEAR	1205,50
B. FLUMINENSE	530	SE/CO	GÁS	466,02
CARIOBA	36	SE/CO	ÓLEO	36
CCBS ¹ L1	157	SE/CO	GÁS	144,04
CCBS L13	59	SE/CO	GÁS	54,13
CUIBÁ	529	SE/CO	GÁS	365,53
DAIA	44	SE/CO	DIESEL	35,27
DO ATLÂNTICO	235	SE/CO	RESÍDUOS	204,08
EBOLT L1	321	SE/CO	GÁS	257,37
EBOLT L13	65	SE/CO	GÁS	52,11
F. GASPARIAN	572	SE/CO	GÁS	469,56
GOIÂNIA II	140	SE/CO	DIESEL	75,75
IBIRITERMO	226	SE/CO	GÁS	194,51
IGARAPÉ	131	SE/CO	ÓLEO	50,17
JUIZ DE FORA	87	SE/CO	GÁS	79,42
LINHARES	204	SE/CO	GNL ²	194,37
NORTE FLU. 1	400	SE/CO	GÁS	400
NORTE FLU. 2	100	SE/CO	GÁS	84,20
NORTE FLU. 3	200	SE/CO	GÁS	168,40
NORTE FLU. 4	127	SE/CO	GÁS	106,93
PALMEIRAS	176	SE/CO	DIESEL	91,63
PIRAT. 1 E 2	200	SE/CO	GÁS	162,70
R. SILVEIRA	25	SE/CO	DIESEL	11,86
S. CRUZ 3 E 4	436	SE/CO	ÓLEO	231,60
S. CRUZ NOVA	500	SE/CO	GNL	409
TRÊS LAGOAS L1	134	SE/CO	GÁS	113,37

¹ UTE Central de Cogeração da Baixada Santista.

² Gás natural liquefeito.

Tabela 6 - Usinas termoelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Combustível	GT_{max}
TRÊS LAGOAS L13	216	SE/CO	GÁS	182,75
T. NORTE 2	340	SE/CO	ÓLEO	290,58
TERMO-MACAÉ	929	SE/CO	GÁS	836,65
TERMO-RIO L1	700	SE/CO	GÁS	668,66
TERMO-RIO L13	266	SE/CO	GÁS	230,99
BRASÍLIA	10	SE/CO	DIESEL	7,36
VIANA	175	SE/CO	ÓLEO	157,20
W. ARJONA	206	SE/CO	GÁS	162,78
XAVANTES	54	SE/CO	DIESEL	52,54
ARAUCÁRIA	485	S	GÁS	424,61
CANDIOTA 3	350	S	CARVÃO	209,19
CANOAS	249	S	DIESEL	236,74
CISFRAMA	4	S	BIOMASSA	3,25
FIGUEIRA	20	S	CARVÃO	7,91
J. LACERDA A1	100	S	CARVÃO	53,48
J. LACERDA A2	132	S	CARVÃO	102,39
J. LACERDA B	262	S	CARVÃO	189,58
J. LACERDA C	363	S	CARVÃO	280,16
NUTEPA	24	S	ÓLEO	23,21
P. MÉDICE A	126	S	CARVÃO	4,62
P. MÉDICE B	320	S	CARVÃO	11,74
SÃO JERÔNIMO	20	S	CARVÃO	6,11
URUGUAIANA	640	S	GÁS	465,15
ALTOS	31	NE	DIESEL	4,44
ARACATI	11	NE	DIESEL	3,07
BAHIA I	31	NE	ÓLEO	26,81
BATURITE	11	NE	DIESEL	3,66
CAMAÇARI D/G	347	NE	DIESEL	201,53
CAMAÇARI PI	150	NE	ÓLEO	122,64
CAMPINA GRANDE	169	NE	ÓLEO	131,36
CAMPO MAIOR	13	NE	DIESEL	3,75
CAUCAIA	15	NE	DIESEL	4,58
CRATO	13	NE	DIESEL	3,66
ENGUIA PECEM	15	NE	DIESEL	5,07
FAFEN	138	NE	GÁS	87,83
FORTALEZA	327	NE	GÁS	305,31

Tabela 6 - Usinas termoelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot. [MW]	Subsistema	Combustível	GT_{max}
GLOBAL I	149	NE	ÓLEO	119,33
GLOBAL II	149	NE	ÓLEO	112,38
IGUATU	15	NE	DIESEL	4,32
J. DO NORTE	15	NE	DIESEL	5,50
MARACANAU I	168	NE	ÓLEO	124,53
MARAMBAIA	13	NE	DIESEL	2,87
MURICY	147	NE	ÓLEO	127,31
NAZARIA	13	NE	DIESEL	3,34
PECÉM I	720	NE	CARVÃO	577,29
PECÉM II	365	NE	CARVÃO	342,18
PAU FERRO I	94	NE	DIESEL	92,14
PERNAMBUCO III	201	NE	ÓLEO	136,15
PETROLINA	136	NE	ÓLEO	130,72
POTIGUAR	53	NE	DIESEL	49,29
POTIGUAR III	66	NE	DIESEL	63,97
SUAPE II	381	NE	ÓLEO	327,35
SYKUE I	30	NE	BIOMASSA	28,65
CELSO FURTADO ³	186	NE	GÁS	148,90
TERMOCABO	50	NE	ÓLEO	45,45
TERMOCEARA	223	NE	GÁS	134,35
TERMOMANAUS	143	NE	DIESEL	139,53
TERMONE	171	NE	ÓLEO	140,43
TERMOPB	171	NE	ÓLEO	136,79
TERMOPE	533	NE	GÁS	423,36
VALE DO AÇU	368	NE	GÁS	281,23
APARECIDA	166	N	GÁS	142,56
FLORES LT1	40	N	DIESEL	40
FLORES LT2	40	N	DIESEL	40
GERAMAR I	166	N	ÓLEO	153,75
GERAMAR II	166	N	ÓLEO	152,93
IRANDUBA	25	N	ÓLEO	25
MARANHÃO III	519	N	GÁS	499,84
MARANHÃO IV	338	N	GÁS	320,99
MARANHÃO V	338	N	GÁS	324,44
MAUÁ 3		N	GÁS	165,87

³ A UTE Celso Furtado é a antiga UTE TermoBahia.

Tabela 6 - Usinas termoelétricas consideradas (continuação).

Nome	Pot.[MW]	Subsistema	Combustível	GT_{max}
MAUÁ B3	110	N	GÁS	100,19
MAUÁ B4	150	N	ÓLEO	80,62
NOVA VENÉCIA 2	178	N	GÁS	160,52
PARNAÍBA IV	56	N	GÁS	46,61
PORTO DO ITAQUI	360	N	CARVÃO	292,64
SANTANA LM	50	N	DIESEL	35,51
SANTANA W	58	N	DIESEL	52,71
SÃO JOSÉ	42	N	DIESEL	50

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).