

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”  
Faculdade de Engenharia de Bauru

WAGNER DE FREITAS CIARELLI

**Modelo de Planejamento da Geração de Médio Prazo em Mercados de  
Energia de Sistemas Hidrotérmicos**

Bauru – SP

2017

WAGNER DE FREITAS CIARELLI

**Modelo de Planejamento da Geração de Médio Prazo em Mercados de  
Energia de Sistemas Hidrotérmicos**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – Campus de Bauru, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru – SP

2017

Ciarelli, Wagner de Freitas.

Modelo de Planejamento da Geração de Médio Prazo em Mercados de Energia de Sistemas Hidrotérmicos / Wagner de Freitas Ciarelli, 2017  
195f.

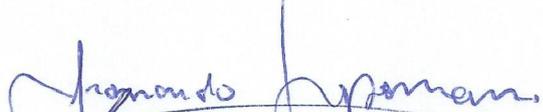
Orientador: Leonardo Nepomuceno

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2017

1. Mercado hidrotérmico. 2. Despacho centralizado.  
3. Leilão de energia. 4. Médio prazo I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

**ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE WAGNER DE FREITAS CIARELLI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.**

Aos 26 dias do mês de maio do ano de 2017, às 09:00 horas, no(a) Anfiteatro da Diretoria Técnica de Informática/FEB, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Doutor MARCELO AUGUSTO CICOGNA do(a) - / HydroByte Software, Profa. Dra. EDMEA CASSIA BAPTISTA do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de WAGNER DE FREITAS CIARELLI, intitulada **MODELO DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO EM MERCADOS DE ENERGIA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final:      APROVADO     . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO



Doutor MARCELO AUGUSTO CICOGNA



Profa. Dra. EDMEA CASSIA BAPTISTA



## **Agradecimentos**

À minha esposa Vanessa, que esteve sempre ao meu lado me apoiando para que eu mantivesse o foco em concluir mais este objetivo.

Aos meus pais que desde a conclusão da graduação me incentivaram continuar os estudos e me especializar ainda mais.

À AES Tietê e gestores por permitirem a minha participação no programa de mestrado da UNESP.

Aos professores Balbo, Edilaine e Edméa pelos ensinamentos recebidos durante as disciplinas do programa de pós-graduação em engenharia elétrica, pois sem vocês este trabalho não teria modelos matemáticos.

Ao professor Leonardo pela orientação em todo o programa de mestrado, pelos ensinamentos recebidos durante disciplinas do programa de pós-graduação e pela troca de experiências sobre mercados de energia elétrica.

Aos professores das bancas do exame de qualificação e de avaliação final - Edméa, Balbo, Marcelo e Leonardo - que ajudaram a lapidar este trabalho.

Aos funcionários da seção técnica de pós-graduação, pela atenção dispendida e pelo pronto atendimento sempre que eu precisei.

*“O período de maior ganho de conhecimento e experiência é o período de maior  
dificuldade na vida de cada um.”  
(Dalai Lama)*

## Resumo

No ambiente regulado, o planejamento da geração de energia é coordenado por um operador do sistema, que procura minimizar os custos da energia gerada e garantir a segurança energética para os consumidores e o atendimento da demanda. Este tipo de planejamento de geração não representa a lei de oferta e procura que ocorre em mercados de energia elétrica. No ambiente de mercado, os agentes apresentam suas ofertas de compra e venda em um ambiente competitivo que promove a livre concorrência. Este trabalho propõe um modelo de planejamento de geração de médio prazo, baseado na concorrência pela geração/consumo, em que empresas geradoras e consumidores fornecem lances em um leilão de energia de médio prazo. O modelo proposto é comparado ao modelo de planejamento centralizado de geração de energia. Os testes realizados no *software* GAMS, com pacote de solução CPLEX, indicam que o modelo proposto é uma alternativa para promover uma matriz energética mais variada e robusta a variações climáticas, além de manter a concorrência justa tanto para os consumidores quanto para os produtores de energia.

**Palavras-chave:** Mercado hidrotérmico, Despacho centralizado, Leilão de energia, Médio prazo.

## Abstract

In regulated hydrothermal electricity markets, power generation dispatch is coordinated by an independent system operator, that works to guarantee energy for consumers in the long-term, to meet the demand and to minimize the cost of generation. This type of dispatch does not represent the laws of supply and demand in the electricity market. In the deregulated auction market, the participants present their bids to purchase and sell, without the guarantee of being accepted, promoting free competition. This work presents a bibliographical research on electricity markets and the existing uncertainties of energy planning. Through optimization models, regulated dispatch is compared to an auction model for medium-term planning horizons. The tests performed in the GAMS software, with CPLEX solution package, indicate that the energy auction model is an alternative to promote the variation of the energy matrix, to turn it more robust to climate changes, in addition to maintaining fair competition for both the consumer and the producer.

**Key-words:** Hydrothermal market, Regulated dispatch, Auction model, Medium-term.

## Lista de figuras

Figura 1 – Agentes de Geração, de Transmissão e de Distribuição . . . . .	28
Figura 2 – Dinâmica dos mercados de eletricidade . . . . .	31
Figura 3 – Funcionamento do mercado descentralizado . . . . .	33
Figura 4 – Mercado descentralizado e mercados de futuros . . . . .	35
Figura 5 – Árvore de cenários para um problema de otimização estocástico bi-estágio	43
Figura 6 – Exemplo de bacia hidrográfica . . . . .	51
Figura 7 – Corte da construção física de uma UHE . . . . .	54
Figura 8 – Restrições de volume em UHEs . . . . .	57
Figura 9 – Representação gráfica - Usina com Reservatório de Regularização . . .	58
Figura 10 – Representação gráfica - Usina com Reservatório à Fio D'água. . . . .	58
Figura 11 – Exemplo de Ofertas/Lances em Blocos de Energia Dados em MW e \$/MW. . . . .	62
Figura 12 – Gráfico de equilíbrio de mercado (Bem Comum) . . . . .	68
Figura 13 – Usinas Hidrelétricas da Bacia do Paraná . . . . .	74
Figura 14 – Gráfico de lances da demanda nas semanas do primeiro mês de simulação.	83
Figura 15 – Gráfico de ofertas dos geradores para $t = 1$ . . . . .	84
Figura 16 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE AGV no PEC. . . . .	86
Figura 17 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE SSI no PEC. . . . .	86
Figura 18 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE ILS no PEC. . . . .	87
Figura 19 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE PRO no PEC. . . . .	87
Figura 20 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE NAV no PEC. . . . .	88
Figura 21 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE TRI no PEC. . . . .	88
Figura 22 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE JUP no PEC. . . . .	89
Figura 23 – Vazão afluyente e defluyente na UHE AGV no PEC. . . . .	89
Figura 24 – Vazão afluyente e defluyente na UHE SSI no PEC. . . . .	90
Figura 25 – Vazão afluyente e defluyente na UHE PRO no PEC. . . . .	90
Figura 26 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE AGV no PEC. . . . .	90
Figura 27 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE SSI no PEC. . . . .	91
Figura 28 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE ILS no PEC. . . . .	91
Figura 29 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE PRO no PEC. . . . .	91

Figura 30 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE NAV no PEC. . . . .	92
Figura 31 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE TRI no PEC. . . . .	92
Figura 32 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE JUP no PEC. . . . .	92
Figura 33 – Geração de Energia no PEC. . . . .	95
Figura 34 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE AGV no PEMPL. . .	96
Figura 35 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE SSI no PEMPL. . .	96
Figura 36 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE ILS no PEMPL. . .	96
Figura 37 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE PRO no PEMPL. . .	97
Figura 38 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE NAV no PEMPL. . .	97
Figura 39 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE TRI no PEMPL. . .	97
Figura 40 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE JUP no PEMPL. . .	98
Figura 41 – Vazão afluente e defluente na UHE AGV no PEMPL. . . . .	98
Figura 42 – Vazão afluente e defluente na UHE SSI no PEMPL. . . . .	99
Figura 43 – Vazão afluente e defluente na UHE PRO no PEMPL. . . . .	99
Figura 44 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE AGV no PEMPL. . . . .	100
Figura 45 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE SSI no PEMPL. . . . .	100
Figura 46 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE ILS no PEMPL. . . . .	100
Figura 47 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE PRO no PEMPL. . . . .	101
Figura 48 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE NAV no PEMPL. . . . .	101
Figura 49 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE TRI no PEMPL. . . . .	101
Figura 50 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE JUP no PEMPL. . . . .	102
Figura 51 – Geração de Energia no PEMPL. . . . .	104
Figura 52 – Comparativo dos volumes armazenados nos modelos de despacho. . . .	105
Figura 53 – Comparativo da Geração Termelétrica nos Modelos de Despacho. . . .	106
Figura 54 – Gráfico comparativo dos volumes armazenados nos dois modelos de despacho após alterações de lances das UHEs. . . . .	109
Figura 55 – Gráfico comparativo da geração hidrelétrica nos dois modelos de despa- cho após alterações de lances das UHEs. . . . .	109
Figura 56 – Processo de Modelagem. . . . .	124
Figura 57 – Exemplo de diagrama Hidráulico . . . . .	126

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplo de Caracterização das Vazões Afluentes para Junho . . . . .	41
Tabela 2 – Cenários para as Vazões Afluentes em Junho e Julho. . . . .	42
Tabela 3 – Índices do Modelo de PEC . . . . .	49
Tabela 4 – Dados do Modelo de PEC . . . . .	49
Tabela 5 – Variáveis do Modelo de PEC . . . . .	50
Tabela 6 – Conjuntos do Modelo de PEC . . . . .	50
Tabela 7 – Índices do Modelo de PEMPL . . . . .	64
Tabela 8 – Dados do Modelo de PEMPL . . . . .	65
Tabela 9 – Variáveis do Modelo de PEMPL . . . . .	66
Tabela 10 – Conjuntos do Modelo de PEMPL . . . . .	67
Tabela 11 – Quantidade de semanas mês a mês . . . . .	75
Tabela 12 – Potência Instalada das UHEs . . . . .	76
Tabela 13 – Potência Instalada das UTEs . . . . .	76
Tabela 14 – Volumes Máximos e Mínimos das UHEs . . . . .	78
Tabela 15 – Dados de Produtibilidade das UHEs . . . . .	79
Tabela 16 – Coeficientes de Custo das UTEs . . . . .	79
Tabela 17 – Vazões Incrementais 100% da MLT . . . . .	81
Tabela 18 – Vazões defluentes mínimas e máximas . . . . .	82
Tabela 19 – Demanda de Energia Simulada ( $MW$ ) . . . . .	82
Tabela 20 – Blocos de lances de energia e preços ofertados pelos consumidores. . . . .	83
Tabela 21 – Ofertas dos Produtores para $t = 1$ . . . . .	84
Tabela 22 – Geração Termelétrica no PEC . . . . .	93
Tabela 23 – Geração Termelétrica no PEMPL . . . . .	102
Tabela 24 – Produção média semanal de energia por tipo de fonte. . . . .	106
Tabela 25 – Custo total da produção termelétrica . . . . .	107
Tabela 26 – Ofertas dos produtores em $t = 14$ a $t = 31$ com aumento de preço da energia hidrelétrica . . . . .	108
Tabela 27 – Produção média semanal de energia por fonte após alteração de lances das UHEs. . . . .	108
Tabela 28 – Vazões por UHE, após alteração de lances das UHEs, em $t = 25$ . . . . .	110

Tabela 29 – Geração Hidrelétrica no PEMPL para Vazões Estocásticas . . . . .	111
Tabela 30 – Geração Termelétrica no PEMPL para Vazões Estocásticas . . . . .	113
Tabela 31 – Cenário 2 de Vazões Incrementais - 60% da MLT . . . . .	130
Tabela 32 – Cenário 3 de Vazões Incrementais - 120% da MLT . . . . .	131
Tabela 33 – Histórico mensal de energia consumida no sistema elétrico brasileiro ( <i>GW</i> médios) . . . . .	131
Tabela 34 – Resultados para UHE AGV no PEC . . . . .	132
Tabela 35 – Resultados para UHE AGV no PEMPL . . . . .	134
Tabela 36 – Resultados para UHE SSI no PEC . . . . .	136
Tabela 37 – Resultados para UHE SSI no PEMPL . . . . .	138
Tabela 38 – Resultados para UHE ILS no PEC . . . . .	140
Tabela 39 – Resultados para UHE ILS no PEMPL . . . . .	142
Tabela 40 – Resultados para UHE PRO no PEC . . . . .	144
Tabela 41 – Resultados para UHE PRO no PEMPL . . . . .	146
Tabela 42 – Resultados para UHE NAV no PEC . . . . .	148
Tabela 43 – Resultados para UHE NAV no PEMPL . . . . .	150
Tabela 44 – Resultados para UHE TRI no PEC . . . . .	152
Tabela 45 – Resultados para UHE TRI no PEMPL . . . . .	154
Tabela 46 – Resultados para UHE JUP no PEC . . . . .	156
Tabela 47 – Resultados para UHE JUP no PEMPL . . . . .	158
Tabela 48 – Geração Termelétrica no PEC . . . . .	160
Tabela 49 – Geração Termelétrica no PEMPL . . . . .	162
Tabela 50 – Resultados para UHE AGV no PEC . . . . .	164
Tabela 51 – Resultados para UHE AGV no PEMPL . . . . .	166
Tabela 52 – Resultados para UHE SSI no PEC . . . . .	168
Tabela 53 – Resultados para UHE SSI no PEMPL . . . . .	170
Tabela 54 – Resultados para UHE ILS no PEC . . . . .	172
Tabela 55 – Resultados para UHE ILS no PEMPL . . . . .	174
Tabela 56 – Resultados para UHE PRO no PEC . . . . .	176
Tabela 57 – Resultados para UHE PRO no PEMPL . . . . .	178
Tabela 58 – Resultados para UHE NAV no PEC . . . . .	180
Tabela 59 – Resultados para UHE NAV no PEMPL . . . . .	182
Tabela 60 – Resultados para UHE TRI no PEC . . . . .	184

Tabela 61 – Resultados para UHE TRI no PEMPL . . . . .	186
Tabela 62 – Resultados para UHE JUP no PEC . . . . .	188
Tabela 63 – Resultados para UHE JUP no PEMPL . . . . .	190
Tabela 64 – Geração Termelétrica no PEC . . . . .	192
Tabela 65 – Geração Termelétrica no PEMPL . . . . .	194

## Lista de abreviaturas e siglas

AML	Linguagem de Modelagem Algébrica ( <i>Algebraic Modeling Language</i> )
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
GAMS	Sistema de Modelagem Algébrica Geral( <i>General Algebraic Modeling System</i> )
FERC	Comissão Federal de Regulação de Energia dos Estados Unidos da América ( <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> )
MLT	Média de Longo Termo de Vazões Afluentes
PEC	Planejamento Energético de Médio Prazo
PEMPL	Planejamento Energético de Médio Prazo por Leilão
OIS	Operador Independente do Sistema
OM	Operador de Mercado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
UHE	Usina Hidrelétrica
UHE AGV	Usina Hidrelétrica de Água Vermelha
UHE ILS	Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira
UHE JUP	Usina Hidrelétrica de Jupia
UHE NAV	Usina Hidrelétrica de Nova Avanhandava
UHE PRO	Usina Hidrelétrica de Promissão
UHE SSI	Usina Hidrelétrica de São Simão
UHE TRI	Usina Hidrelétrica de Três Irmãos
UTE	Usina Termelétrica

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	19
1.1	<i>Motivação</i>	21
1.2	<i>Objetivos</i>	23
1.3	<i>Estrutura da Dissertação</i>	23
<b>2</b>	<b>Mercados de Eletricidade</b>	25
2.1	<i>Introdução</i>	25
2.2	<i>Agentes dos Mercados de Eletricidade</i>	25
2.2.1	Agentes Reguladores	25
2.2.2	Operador Independente do Sistema (OIS)	26
2.2.3	Operador de Mercado (OM)	26
2.2.4	Consumidores	27
2.2.5	Agentes de Geração, de Transmissão e de Distribuição	27
2.2.6	Comercializadores de Energia	28
2.3	<i>Atratividade do Mercado de Eletricidade</i>	28
2.3.1	Crescimento do Setor de Geração	29
2.3.2	Crescimento do Setor de Transmissão	29
2.3.3	Crescimento do Setor de Distribuição	30
2.4	<i>Dinâmica dos Mercados de Eletricidade</i>	30
2.5	<i>Mercados de Curto Prazo</i>	32
2.5.1	Mercados Descentralizados	32
2.5.2	Mercados Centralizados	34
2.6	<i>Mercados de Futuros</i>	35
2.6.1	Contratos Bilaterais	36
2.6.2	Contratos <i>Take-or-Pay</i>	36
2.7	<i>Mercados de Ajuste</i>	36
<b>3</b>	<b>As Incertezas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica</b>	38
3.1	<i>Introdução</i>	38
3.2	<i>Programação Determinística</i>	38
3.3	<i>Programação Estocástica</i>	39

3.3.1	Variáveis aleatórias . . . . .	40
3.3.2	Processo estocástico . . . . .	41
3.3.3	Decisão em estágios . . . . .	42
3.3.4	Métricas de Qualidade em Processos Estocásticos . . . . .	44
3.3.5	Aplicação da programação estocástica neste trabalho . . . . .	46
<b>4</b>	<b>O Modelo de Planejamento Energético Centralizado de Médio Prazo . . . . .</b>	<b>48</b>
	<b>Prazo . . . . .</b>	<b>48</b>
4.1	<i>Introdução . . . . .</i>	48
4.2	<i>Nomenclatura do Modelo . . . . .</i>	49
4.3	<i>A Função Objetivo do Despacho Centralizado . . . . .</i>	50
4.4	<i>Restrições do Modelo . . . . .</i>	51
4.4.1	Restrição de Balanço Hidráulico . . . . .	51
4.4.2	Função de Produção de Energia Hidrelétrica . . . . .	53
4.4.3	Restrição de Atendimento à Demanda . . . . .	54
4.4.4	Restrições de Vazão . . . . .	54
4.4.5	Restrições de Produção de Energia . . . . .	55
4.4.6	Restrição de Volume . . . . .	56
4.5	<i>Modelo Matemático Completo de Despacho Centralizado . . . . .</i>	59
<b>5</b>	<b>Planejamento Energético de Médio Prazo por Leilão . . . . .</b>	<b>61</b>
5.1	<i>Introdução . . . . .</i>	61
5.2	<i>Modelos de Leilão em Mercados do dia Seguinte . . . . .</i>	61
5.3	<i>Modelos de Leilão em Mercados de Futuros . . . . .</i>	62
5.4	<i>Nomenclatura do Modelo . . . . .</i>	64
5.5	<i>A Função Objetivo do Leilão de Energia . . . . .</i>	67
5.6	<i>Restrições do Modelo . . . . .</i>	69
5.6.1	Restrições de Valores Máximos Aceitos . . . . .	69
5.6.2	Restrição de Totalização dos Valores Aceitos em Cada Período . . . . .	69
5.6.3	Restrição de Atendimento à Demanda . . . . .	70
5.6.4	Restrição de Produção Mínima . . . . .	70
5.6.5	Variável Binária $\mu_{j,t}(\omega)$ . . . . .	71
5.7	<i>Modelo Matemático Completo de Leilão de Energia . . . . .</i>	71

<b>6</b>	<b>Caso Simulado e Resultados</b>	74
6.1	<i>Introdução</i>	74
6.2	<i>Dados do Caso Simulado</i>	75
6.2.1	Potência Instalada	76
6.2.2	Volume de Armazenamento	77
6.2.3	Produção de Energia Hidrelétrica	78
6.2.4	Produção de Energia Termelétrica	78
6.2.5	Vazões Afluentes	80
6.2.6	Vazões Defluentes	81
6.2.7	Demanda de Energia e Lances de Consumidores	81
6.2.8	Produção de Energia no Despacho por Leilão	83
6.3	<i>Resultados Numéricos</i>	85
6.3.1	Planejamento Energético Centralizado	85
6.3.2	Despacho por Leilão de Energia	95
6.3.3	Discussões sobre os resultados dos modelos	104
6.3.4	Simulação após Alteração de Dados de Entrada	107
6.3.5	Resultados de uma Simulação Estocástica	110
<b>7</b>	<b>Conclusões</b>	115
	<b>Referências<sup>1</sup></b>	118
	<b>Apêndice A – Metodologia de Solução</b>	123
A.1	<i>Introdução</i>	123
A.2	<i>Pesquisa Operacional</i>	123
A.3	<i>Modelagem de Problemas</i>	124
A.4	<i>GAMS</i>	125
A.5	<i>Programação utilizando o GAMS</i>	125
	<b>Apêndice B – Dados do Sistema</b>	130
B.1	<i>Vazões Afluentes</i>	130
B.2	<i>Demanda de Energia</i>	131

<sup>1</sup> De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

	<b>Apêndice C – Resultados: Cenários 2 e 3</b> . . . . .	132
<i>C.1</i>	<i>Conjunto de Resultados para o Cenário 2</i> . . . . .	132
C.1.1	Resultados de Geração das Usinas Termelétricas . . . . .	160
<i>C.2</i>	<i>Conjunto de Resultados para o Cenário 3</i> . . . . .	164
C.2.1	Resultados de Geração das Usinas Termelétricas . . . . .	192

## 1 Introdução

O consumo de energia elétrica *per capita* tem sido utilizado como indicador de desenvolvimento econômico, já que a energia é um recurso básico para todos os setores da economia. Com o aumento do uso de energia em residências, comércios e indústrias, as fontes de energia com custo mais elevado precisam ser utilizadas para suprir a demanda, o que eleva o preço final para os consumidores.

Uma lei de mercado que tende a reduzir os preços finais para o consumidor é a lei da oferta e procura, a qual, em geral, é praticada para comercialização da maioria dos bens de consumo e de produção. Pela lei da oferta e procura, o consumidor que está interessado em utilizar um recurso escasso pagará mais caro para tê-lo, e o recurso que é abundante pode ser comprado por preços mais baixos, pois está sobrando no mercado. A energia elétrica é um bem de consumo quando o consumidor a utiliza em sua residência para iluminação, mas se torna um bem de produção quando a indústria a utiliza para confecção de um produto que será adquirido pelo consumidor. Desta forma, é importante que a lei de oferta e procura, que ocorre nos mercados de energia, também esteja representada nos modelos de planejamento e operação da geração de energia elétrica.

Diferentes tipos de mercado de energia têm sido estruturados em diversos países e regiões do mundo. Normalmente, estas estruturas de mercado são ajustadas de acordo com a matriz energética específica, de forma a garantir mecanismos para que o negócio de geração de energia seja atrativo para investimentos constantes. No ambiente regulado, o planejamento e programação da geração são feitos de forma centralizada pelo operador do sistema, normalmente vinculado ao governo, com base na minimização dos custos de geração. Neste ambiente, o operador é soberano no que diz respeito às decisões de quais unidades e quais produtores devem gerar energia. Já no ambiente de mercados de eletricidade, o objetivo é a promoção da concorrência entre produtores de energia, de modo a tornar a energia mais barata para o consumidor final. Em modelos de curto prazo, esta competição se dá por meio de lances e ofertas em leilões de energia. Outra forma de competição ocorre por meio de contratos bilaterais entre produtores e consumidores, os quais, em geral, ocorrem para períodos de médio a longo prazo. No ambiente de mercados de eletricidade a função de operação de mercado é feita pelo Operador de Mercado (OM) e a operação do sistema fica a cargo do Operador Independente do Sistema (OIS).

No Brasil, a matriz energética tem grande participação de geração hidrelétrica, além de um mercado excessivamente “amarrado”, no sentido de que pouca competição entre as companhias geradoras ocorre efetivamente. A água, necessária à produção hidrelétrica tem custo zero, por ser renovável (após o ciclo de chuvas a água, utilizada para a geração de energia, retornará para o reservatório). Entretanto, observa-se que anos de seca resultam em necessidade de ajustes nos preços do mercado de energia elétrica para garantir o suprimento de energia. Estes ajustes têm sido feitos através de imposição de leis e regras que aumentam bruscamente o preço da energia elétrica para os consumidores, protegendo financeiramente as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e acabam por desaquecer a economia, já que os grandes consumidores industriais têm perda de lucro. Alguns trabalhos descritos na literatura têm argumentado que os mercados de eletricidade de sistemas hidrotérmicos possuem dificuldades adicionais tais como o gerenciamento hidrológico de usinas hidrelétricas pertencentes a diferentes companhias geradoras de energia em uma mesma cascata de rio (BARROSO et al., 2002) (LINO et al., 2003). Alguns trabalhos (ALMEIDA; CONEJO, 2013) argumentam que a produção máxima de uma determinada usina hidrelétrica é dependente da produção das usinas imediatamente à montante desta usina. Segundo esses trabalhos, o acoplamento dinâmico torna mais difícil a implantação de mecanismos de mercados que promovam, ao mesmo tempo, a competição e a segurança operativa atual e futura do sistema. “O aspecto dinâmico da geração hidrelétrica promove estas práticas anti-competitivas que não existem ou estão, ou são, menos significantes em mercados com maior participação de termelétricas” (RANGEL, 2008).

Ainda sobre a grande participação de hidrelétricas na composição das fontes de geração de energia, os autores Lino et al. (2003) afirmam que este problema pode ser resolvido por um mercado estendido, o qual envolveriam um mercado atacadista de água (*wholesale water market*), além do mercado de eletricidade tradicional. Ao final do artigo os autores propõem o chamado mecanismo de realocação de energia (MRE) como forma de contornar a criação de um mercado de água associado ao mercado de energia. O MRE é utilizado somente no Brasil, contudo, assim como no mercado de energia brasileiro, na Nova Zelândia o OIS também é responsável por um despacho centralizado, enquanto na Noruega a programação da geração é de responsabilidade de cada empresa geradora (ALMEIDA; CONEJO, 2013). Sendo assim, é possível concluir que o problema ainda não chegou a um consenso e os modelos ainda devem evoluir, já que estes três países, tomados

como exemplo, possuem alta participação de hidrelétricas e trabalham com mercados com diferentes modelagens.

Para ambientes de curto prazo, como em mercados do dia seguinte, por exemplo, muitas pesquisas já foram desenvolvidas propondo regras de despacho de geração em mercados de energia, e muitos se especializam no conceito de leilões, no qual os agentes geradores apresentam ofertas de geração enquanto os consumidores apresentam lances de compra. A maioria das modelagens de mercado de energia de curto prazo que envolvem lances de compra e venda tem sua matriz energética baseada principalmente em usinas termelétricas -UTES- e ignora as usinas hidrelétricas -UHEs (STEEGER; BARROSO; REBENNACK, 2014), principalmente em países onde diferentes empresas possuem empreendimentos na mesma cascata, já que a capacidade de geração de uma usina poderia ser teoricamente influenciada pelas outras, e isto já seria um fator que impediria a livre concorrência.

### *1.1 Motivação*

Atualmente, nos países que trabalham com despacho centralizado de energia elétrica, as empresas geradoras estão sujeitas ao despacho centralizado do OIS, e o ponto ótimo de despacho nem sempre é respeitado, pois as empresas não podem fornecer ofertas sobre a quantidade de energia e sobre os preços que estão dispostas a praticar para produzir energia elétrica.

Da mesma forma, o consumidor não compreende claramente o porquê de reduções e aumentos nos preços da energia elétrica em sua conta mensal, já que ele não participa e nem possui um “representante” na compra de energia que defenda a estabilização e/ou a redução dos preços. Quando o mercado de energia elétrica visa equilíbrio entre os interesses, seus participantes são beneficiados já que possuem a escolha de participar ou não de um leilão dependendo dos valores negociados.

O estudo comparativo entre o despacho de energia elétrica centralizado por um OIS e o despacho por leilões de energia é importante para explicar aos produtores e aos consumidores as vantagens e desvantagens de cada tipo de modelo, além de mostrar as razões pelas quais cada modelo é adotado.

No despacho centralizado, a programação da geração está baseada em modelos que buscam a minimização dos custos variáveis de produção de energia. Com a minimização

destes custos, espera-se que os preços para o consumidor final sejam reduzidos. Entretanto, isso nem sempre ocorre em sistemas hidrotérmicos com despacho centralizado. No sistema elétrico brasileiro, por exemplo, as decisões de aumento e redução nos preços da energia são definidas de forma centralizada pelo operador, e tais decisões nem sempre estão diretamente associadas à relação oferta-demanda.

No despacho por meio de leilão utilizado em mercados de energia, a programação da geração busca a maximização da chamada função de bem comum, dada pela soma dos excedentes de produção e consumo. Neste caso, os custos de produção são geridos pelas companhias geradoras, e o operador de mercado (OM) busca minimizar as ofertas (quantidade e preços ofertados) das companhias geradoras, ao mesmo tempo em que busca maximizar os lances (quantidade e preços dos lances) dos consumidores no leilão de energia. Dessa forma, o operador viabiliza a concorrência de preços entre produtores e consumidores de energia, promovendo de forma direta a redução dos preços ao consumidor.

O leilão de energia tem sido muito utilizado na prática em mercados de curto prazo. Entretanto, esta estrutura de leilão ainda não foi utilizada em mercados de futuros, para o médio e longo prazo. Em geral, a comercialização de médio e longo prazo tem sido feita por meio de mercados bilaterais não organizados, os quais não contam com participação direta do OM. Os mercados de futuros de outras *commodities*, coordenados pelo OM, têm sido uma forma importante de mitigação de riscos futuros (períodos de médio e longo prazos). Assim, uma das motivações deste trabalho consiste em investigar e propor modelos de mercados de futuros de eletricidade que envolvam os leilões de energia. Espera-se que estes modelos sejam ferramentas adicionais para os OM, que possam aumentar a coordenação e mitigação de riscos hidrológicos do sistema. Para as companhias geradoras, estes mercados podem ser eficientes para a mitigação de riscos financeiros.

Conforme já comentado anteriormente, ainda não há na literatura consenso quanto à melhor forma de planejamento e programação da geração no ambiente de mercados de eletricidade, especialmente no que diz respeito aos mercados de futuros. Assim, é importante investigar e comparar estas estratégias de planejamento e programação da geração em sistemas hidrotérmicos, tanto do ponto de vista acadêmico quanto do ponto de vista de aplicação prática no setor elétrico.

## 1.2 *Objetivos*

O objetivo principal deste trabalho consiste em propor um modelo de mercado de futuros envolvendo negociações de compra e venda de energia de sistemas hidrotérmicos, no período de médio prazo. O modelo de mercado de futuros proposto é formulado como um problema de leilão de energia, cujo objetivo é a maximização do bem comum no horizonte de médio prazo, sujeito às restrições relacionadas às usinas hidrelétricas e termelétricas. O modelo proposto foi formulado com vistas a promover a concorrência entre produtores e consumidores pela energia. Para fins de comparação, o modelo tradicional de despacho centralizado para sistemas com grande participação de geração hidrelétrica é também analisado e implementado. As estratégias de planejamento da geração calculadas pelo modelo centralizado e o modelo proposto são comparadas para um ambiente de mercados de energia, no que diz respeito ao planejamento da geração de UHEs e UTEs.

A partir do modelo de leilão proposto se estabelece uma base conceitual que visa explicar como ocorre a livre concorrência com lances de compradores e de vendedores de energia. Outro objetivo é avaliar se existem oportunidades de livre competição dentro de cada tipo de mercado e se há algum tipo de prejuízo para os participantes em algum dos mercados.

## 1.3 *Estrutura da Dissertação*

O trabalho está estruturado da seguinte forma: este capítulo trouxe a motivação e objetivos estabelecidos para o trabalho realizado além de uma breve introdução sobre os assuntos percorridos dentro desta dissertação; o Capítulo 2 apresenta a estrutura básica de mercados de energia; no Capítulo 3 são discutidas as incertezas para o despacho de energia elétrica em sistemas com alta participação de hidrelétricas; um modelo de despacho centralizado de médio prazo típico para sistemas hidrotérmicos é apresentado no Capítulo 4; o modelo de leilão proposto neste trabalho para o ambiente de médio prazo, isto é, para o cálculo de equilíbrio de mercados de futuros, é apresentado no Capítulo 5. Finalmente a apresentação do caso simulado, resultados numéricos das simulações e comparações entre os modelos de despacho são apresentados nos Capítulos 6 e 7; os métodos de solução dos modelos de otimização são discutidos no Apêndice A; no Apêndice B encontram-se os dados

complementares dos estudos e simulações desenvolvidas e no Apêndice C apresentam-se os resultados complementares das simulações realizadas neste trabalho.

## 2 Mercados de Eletricidade

### 2.1 Introdução

Este capítulo descreve de forma resumida uma estrutura geralmente adotada para os mercados de eletricidade e suas dinâmicas de operação e de tomada de decisão na compra e venda de energia elétrica, bem como as principais dificuldades encontradas por seus participantes. Entre os participantes destes mercados estão as empresas de geração, de transmissão e de distribuição de energia, os consumidores e comercializadores, os operadores do sistema e os operadores de mercado e, também, os órgãos de operação e regulação do mercado e do sistema de energia. Como descrito no Capítulo 1, os mercados de eletricidade devem sempre ser atrativos aos investimentos, para garantir o crescimento do setor.

Na seção 2.2 são apresentados os principais participantes dos mercados de eletricidade, em seguida, na seção 2.3 são apresentados os mecanismos para garantir o constante desenvolvimento do setor de energia. A dinâmica dos mercados de energia é discutida em 2.4 e as seções seguintes apresentam os mercados de curto-prazo, os mercados de futuros e os mercados de ajuste, os quais se constituem na base dos modelos de planejamento da energia elétrica, que é o principal assunto desta pesquisa.

### 2.2 Agentes dos Mercados de Eletricidade

Independentemente dos tipos de despacho de geração de energia de curto e médio prazos adotados, os mercados de eletricidade seguem um padrão típico, com um ou mais agentes reguladores, que criam as regras para o OIS e OM, e as empresas que se relacionam com os agentes citados anteriormente para comprar, vender e entregar eletricidade. A seguir, definem-se cada um desses agentes.

#### 2.2.1 Agentes Reguladores

Os agentes reguladores são agências ligadas ao governo, responsáveis pela definição das regras e das leis de mercado que o setor de energia elétrica deve seguir. Estes agentes, além de definir regras, fiscalizam os participantes do mercado de eletricidade.

Estes agentes têm grande importância na garantia da atratividade da indústria de eletricidade, porque também definem as regras de como novas usinas podem ser construídas ou até mesmo como e quando antigas instalações de eletricidade devem ser descomissionadas.

Como exemplo, nos Estados Unidos da América, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) além de ser responsável por criar as regras para o mercado de eletricidade e para a geração de energia hidrelétrica, ainda regula os preços e taxas para a distribuição de gás natural e petróleo (FERC, 2016), já que estes combustíveis também são amplamente utilizados para a geração termelétrica. No Brasil, o papel da regulação é desempenhado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (ANEEL, 2016).

### 2.2.2 Operador Independente do Sistema (OIS)

Subordinado às legislações definidas pelos agentes reguladores, o OIS é “uma empresa sem fins lucrativos responsável por gerenciar tecnicamente o sistema de elétrico de um mercado de energia” (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). As dificuldades técnicas de um sistema elétrico estão concentradas, em grande parte, nas restrições de consumo e de despacho de energia, limitados pela rede de transmissão e seus equipamentos. Sendo assim, o OIS é responsável por controlar o atendimento ao mercado de eletricidade em tempo real da operação, garantir a confiabilidade do sistema elétrico e informar ao OM sobre as restrições existentes.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o OIS responsável por realizar o despacho de energia elétrica no Brasil, e prover previsões de preços de energia, que posteriormente são validados, publicados e contabilizados pelo OM.

### 2.2.3 Operador de Mercado (OM)

Em alguns países, o OIS pode acumular a função de OM, pois também é uma empresa sem fins lucrativos, vinculada e subordinada às leis determinadas pelos agentes reguladores, e é responsável por operar a compra e venda de energia. O OM é responsável por avaliar e aprovar contratos de fornecimento de energia, integrar novos agentes geradores e novos agentes consumidores de energia no mercado de compra e venda, e também divulgar

o preço da eletricidade no curto prazo com base nos resultados de leilões ou nos resultados de outros modos de despacho de energia.

No Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é o operador que realiza as atividades descritas no parágrafo acima. Já nos Estados Unidos da América, existem diferentes mercados de energia regionais que executam as funções de OM e OIS ao mesmo tempo, a exemplo do PJM, mercado de energia dos estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o distrito de Columbia (PJM, 2016).

#### 2.2.4 Consumidores

Os consumidores de energia são o ponto de início e fim dos mercados de eletricidade, pois são os agentes que movem este processo, mostrando seu interesse em pagar para receber determinada quantia de eletricidade. Quando o preço excede o valor aceitável para o consumidor, o mesmo poderá deixar de utilizar a eletricidade de forma abundante. Nas residências, comércios ou indústrias, os consumidores recebem a energia através do sistema de distribuição e/ou do sistema de transmissão.

#### 2.2.5 Agentes de Geração, de Transmissão e de Distribuição

Os agentes de geração, são empresas detentoras das usinas geradoras, que produzem a eletricidade por meio da conversão de energia de diversos combustíveis. Os agentes geradores também são comercializadores, conhecidos por serem vendedores do mercado de energia e, da mesma forma que os consumidores, estes agentes podem optar por não produzir eletricidade, caso o preço oferecido não atinja um valor que justifique a sua operação.

Os agentes de transmissão, são empresas que conectam as usinas geradoras à rede de distribuição. Responsáveis pelos equipamentos da rede elétrica, são remunerados por taxas pagas pelos agentes de geração e distribuição.

Já os agentes de distribuição, são empresas que operam e mantêm equipamentos da rede elétrica de baixa tensão e levam a eletricidade até os consumidores finais em suas residências. Estas empresas também representam os consumidores no processo de compra

de energia elétrica. A figura 1 apresenta um esquema simplificado da atuação de cada um destes agentes.

Figura 1 – Agentes de Geração, de Transmissão e de Distribuição



Fonte: Adaptado de Australian-Curriculum-Physics (2016)

### 2.2.6 Comercializadores de Energia

Outros agentes participantes do mercado de eletricidade, são as empresas comercializadoras de energia, que compram energia dos geradores e vendem no mercado livre de eletricidade. Para participar do mercado livre de energia, os consumidores devem se enquadrar em regras específicas que não serão tratadas neste trabalho, mas normalmente são grandes consumidores que pagam uma taxa pelo uso do sistema elétrico (redes de transmissão e distribuição) e compram energia diretamente das comercializadoras. As empresas comercializadoras sempre fazem contratos de compra e contratos de venda de eletricidade, com aprovação do OM, trabalhando de forma a obter lucro com os riscos envolvidos na variação dos preços da eletricidade.

### 2.3 Atratividade do Mercado de Eletricidade

Qualquer negócio visa o lucro de suas atividades, e nos mercados de eletricidade isso não é diferente, pois a construção e a operação de usinas precisa ser rentável e atrair investidores. Já foi mencionado no Capítulo 1 que o crescimento do setor elétrico pode ser mensurado como indicador de desenvolvimento econômico, pois quanto maior o consumo

*per capita*, maior a produção industrial, e quanto maior o consumo, mais atrativo é o setor para grandes investidores.

### 2.3.1 Crescimento do Setor de Geração

Não só o aquecimento da economia pode contribuir para o crescimento do setor de geração de energia elétrica, mas também as regras de mercado definidas pelos agentes reguladores. Segundo Moreno et al. (2010), um desbalanceamento entre oferta e consumo devido ao aumento do consumo, por exemplo, resulta em aumento dos preços *spot* e, portanto, causa um incentivo para construção de novas usinas (de geração de energia).

Entretanto, a volatilidade e a variação dos preços em alguns mercados, por fatores externos, tais como falta de combustíveis ou aumento do custo do petróleo, podem causar uma falsa impressão de oportunidade de investimento e acabar por inviabilizar usinas em construção em questão de poucos meses.

O Brasil e o Chile implementaram simultaneamente modelos de leilão de concessão de usinas, seguindo o mesmo conceito, para garantir investimentos na geração (MORENO et al., 2010). Estes modelos de leilões de concessão de energia de longo prazo garantem que o vencedor do leilão, ao finalizar a construção de sua usina geradora de energia, será remunerado a um preço compatível com o retorno esperado para o investimento. Este mecanismo age como uma forma de financiamento da construção do empreendimento.

É importante destacar a diferença conceitual dos leilões de concessão e os leilões de energia discutidos neste trabalho. Nos leilões de concessão adotados pelo setor elétrico brasileiro, negocia-se a concessão de exploração da geração para uma determinada empresa, por um determinado período. No modelo proposto neste trabalho de mestrado, os leilões negociam somente energia. Assim, no caso aqui investigado, parte-se do pressuposto de que o mercado é livre, e que novas empresas podem comercializar energia neste mercado sem necessidade de obter concessões para a sua construção.

### 2.3.2 Crescimento do Setor de Transmissão

Com a construção de novas usinas geradoras e com o crescimento da demanda, faz-se necessário o reforço do sistema elétrico mantido pelas empresas transmissoras e

distribuidoras. Normalmente estas empresas também participam de processos de leilão para expandir suas operações, porém o valor negociado nestes leilões são os preços de construção das redes somados às taxas de remuneração durante os anos da concessão de operação.

As taxas de retorno negociadas neste leilão também devem ser garantidas, para manter o sistema confiável e atrativo para investidores. É comum que o OIS indique ao Estado quais as necessidade de expansão da rede elétrica e os organizadores e participantes do leilão somente apresentem propostas para concretizar os projetos de reforço que foram indicados pelo OIS. Neste momento, o papel de imparcialidade do OIS novamente é um aspecto decisivo para melhorar as condições da rede elétrica geral e não beneficiar cidades/regiões específicas.

### 2.3.3 Crescimento do Setor de Distribuição

A criação de novos condomínios, bairros, distritos e/ou cidades são o fator chave para o crescimento do setor de distribuição de energia elétrica, já que as novas residências e comércios solicitarão sua interligação à rede para a companhia de distribuição daquela área.

Os custos de implantação de novos postes, transformadores e cabos rapidamente serão recuperados pela empresa distribuidora que contará com mais pessoas pagando pelos seus serviços através das taxas aplicadas na conta de energia.

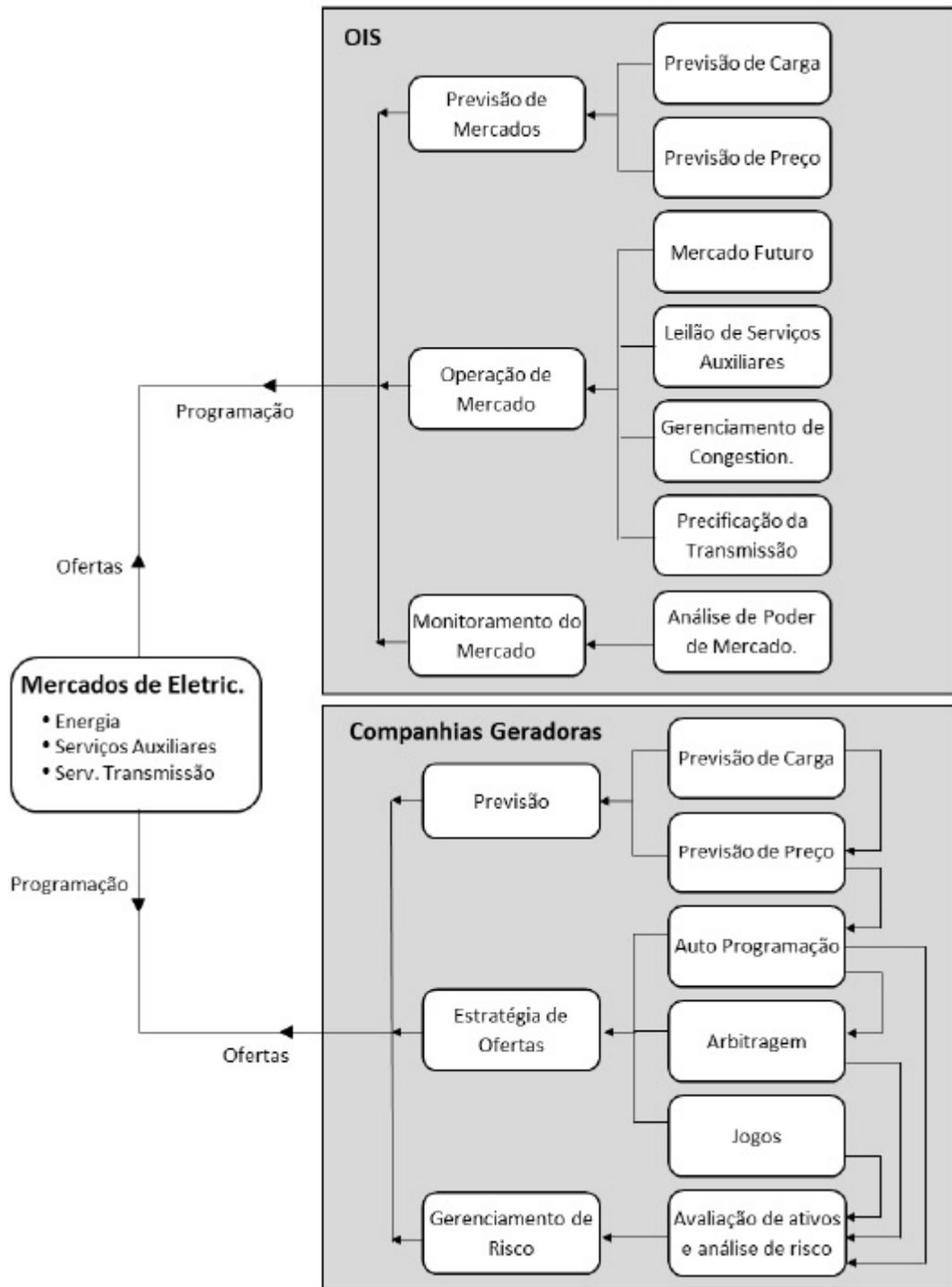
## 2.4 *Dinâmica dos Mercados de Eletricidade*

Após discorrer sobre os agentes do mercado de eletricidade e como a rede de energia elétrica é criada e se expande, define-se nesta seção como os agentes se relacionam para efetivar o mercado de compra e venda de energia elétrica.

A Figura 2, adaptada de Shahidehpour, Yamin e Li (2002), é um bom exemplo da relação entre o OIS/OM e as companhias geradoras de energia, pois define as responsabilidades de cada um destes agentes na dinâmica dos mercados. O OIS é responsável por várias atividades com visão macro sobre o sistema, entre elas fazer a previsão de mercados e coordenar a operação do mercado de eletricidade; enquanto as companhias geradoras fazem

previsões para definir sua estratégia de ofertas. Essa figura não apresenta as atividades dos consumidores de energia, mas estes também se relacionam com o OIS/OM e devem fazer previsões de consumo e de preço para definir suas estratégias de compra de energia e realizar análises para gerenciar os riscos de suas operações.

Figura 2 – Dinâmica dos mercados de eletricidade



Fonte: Adaptado de Shahidehpour, Yamin e Li (2002)

Normalmente, os mercados de energia podem operar no curto prazo, ou podem ser projetados para compra e venda de energia no futuro e também para ajustes da energia já negociada no passado. Estes tipos de mercado serão explicados, com exemplos reais de aplicação, nas próximas seções.

## 2.5 Mercados de Curto Prazo

Os mercados de curto prazo são responsáveis pela definição do despacho de energia elétrica para os próximos dias, com base em previsões de consumo e dos preços da energia. Considera-se a existência de dois tipos de mercados de eletricidade para o curto prazo: o mercado centralizado e o mercado descentralizado. No mercado centralizado as decisões de geração são estabelecidas de forma centralizada, pelo OIS/OM. Já no mercado descentralizado, tais decisões são tomadas pelos próprios agentes geradores, por meio de suas ofertas em leilões de energia.

Existem diferentes particularidades entre os mercados adotados por cada país (ou região, no caso dos Estados Unidos, por exemplo), mas de forma geral estes mercados podem ser divididos nestas duas categorias. Os mercados descentralizados, também conhecidos como mercados *pool* são os mais comuns. Já os mercados centralizados ocorrem em países com algumas particularidades tais como alta participação de hidrelétricas, como no Brasil, ou no caso da existência de grande quantidade de empresas públicas no setor de energia.

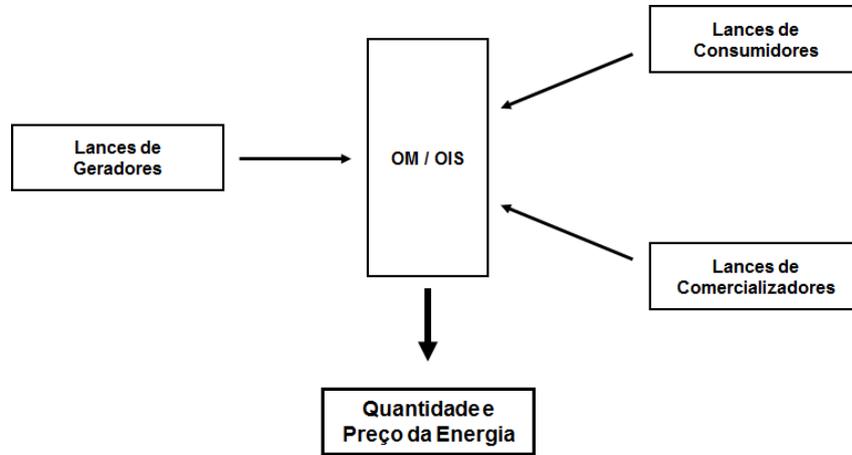
### 2.5.1 Mercados Descentralizados

Segundo Rangel (2008) e Barroso et al. (2002), desde o começo de 1990 o setor de eletricidade tem passado por grandes reformas em diferentes países. Foram inseridas reestruturações, competições e privatizações nos mercados anteriormente caracterizados por monopólios verticais e regulados.

Com a competição entre as empresas, o modelo de leilão foi adotado pelo setor elétrico para definir a geração de energia para o dia seguinte na maior parte dos países. Nestes modelos, os geradores e os consumidores oferecem lances de compra e venda de energia ao OM, o qual define, por meio de modelos de equilíbrio de mercado, os vencedores

do leilão, as quantidades de energia a serem geradas/consumidas, e o preço da energia instantâneo a instantâneo, conforme representado na Figura 3.

Figura 3 – Funcionamento do mercado descentralizado



Fonte: Adaptado de Conejo, Carrión e Morales (2010)

Existe um tipo de mercado em que a competição é do tipo perfeita, isto é, a competição entre as empresas participantes do mercado reduz os preços da eletricidade, considerando a premissa que nenhuma empresa geradora tem o poder suficiente para dar lances que alteram o preço geral de energia. Neste caso, o mercado é denominado de mercado perfeito. Entretanto, em algumas situações reais, alguns participantes do mercado podem ter o chamado poder de mercado. Neste caso tais participantes têm o poder de, a partir de suas ofertas ao mercado, alterar o preço da energia. O poder de mercado deve ser evitado na prática, pois este causa distorções no processo de otimização dos recursos de geração das usinas geradoras quando comparado com o modelo de planejamento centralizado (BARROSO et al., 2002). Existem, entretanto, formas de identificação e de mitigação do poder de mercado em mercados não perfeitos, os quais podem ser utilizados pelo OIS/OM quando for necessário.

O modelo matemático para o mercado de energia de médio prazo proposto neste trabalho será detalhado no Capítulo 5 e comparações com os resultados obtidos por modelos de utilizados em ambientes regulados serão apresentados no Capítulo 7.

### 2.5.2 Mercados Centralizados

O mercado centralizado parte do princípio de que o OIS é o responsável por determinar a potência a ser produzida por cada empresa de geração, de forma otimizada e protegendo os interesses dos consumidores. Este mercado era utilizado no Brasil quando as empresas do setor elétrico eram verticalizadas, ou seja, empresas públicas dominavam o setor de geração, transmissão e distribuição e prestavam um serviço público para a sociedade que pagava impostos em troca de energia elétrica.

De uma certa forma, no Brasil, este tipo de mercado ainda é utilizado, apesar do avanço da privatização e da desverticalização das empresas de energia elétrica. Apesar da competição ocorrer no Brasil por meio de contratos bilaterais que promovem uma competição entre as empresas do setor no curto e médio prazos, no mercado *pool* brasileiro, o modelo de planejamento utilizado ainda é centralizado, sem considerar a possibilidade de competição. Segundo argumentam alguns trabalhos, o mercado *pool* brasileiro deve se manter centralizado pelas dificuldades de otimização das UHEs de diferentes empresas em uma mesma cascata. Entretanto, modelos de leilão de curto prazo para sistemas hidrotérmicos recentes têm mostrado que esta competição pode se estabelecer sem comprometer a confiabilidade do sistema e as receitas das usinas (BREGADIOLI et al., 2016) (PEREIRA et al., 2017).

O custo variável (em função da geração) teórico de operação de UHEs é nulo, e portanto, o OIS despacha estas usinas utilizando o princípio de que quando há abundância de água o despacho de hidrelétricas é máximo, mas quando há escassez, ou quando a região passa pelos períodos mais secos, o despacho de termelétricas complementa a geração das hidrelétricas, para atendimento da demanda. Esta decisão é feita pelo OIS através de modelos de otimização que visam a recuperação dos reservatórios no longo prazo.

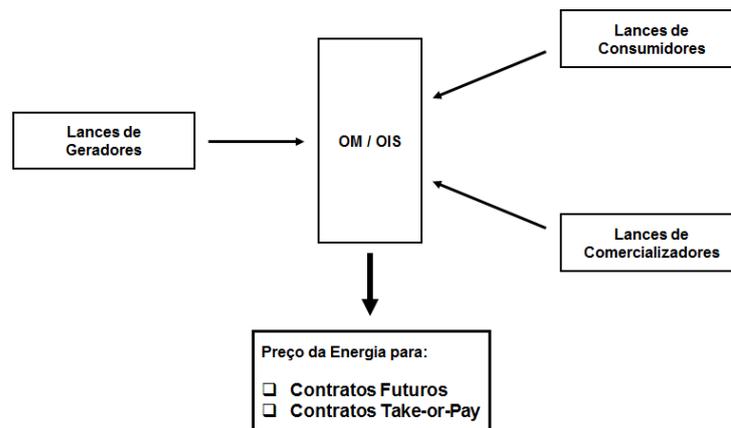
Tomando o mercado brasileiro como exemplo, o OIS define os requisitos de consumo e geração necessários para um horizonte semanal e, através de simulações, estima o preço da energia para aquela semana. Eventuais necessidades de ajustes durante a semana corrente são realizados sem que os preços sejam atualizados e publicados para todos os participantes do mercado, diferentemente de como opera um mercado de leilões.

O modelo matemático deste tipo de mercado será detalhado no capítulo 4 e comparações com o mercado centralizado serão apresentadas no capítulo 7.

## 2.6 Mercados de Futuros

De maneira a reduzir as incertezas e flutuações de preços que podem ocorrer nos mercados de curto prazo, também é possível realizar a compra e venda de energia no longo prazo. Este tipo de compra é feita através de contratos de fornecimento com valores projetados. A Figura 4 mostra como são projetados os preços para o futuro.

Figura 4 – Mercado descentralizado e mercados de futuros



Fonte: Adaptado de Conejo, Carrión e Morales (2010)

Utilizando o resultado do leilão da energia para o dia seguinte, ou o despacho centralizado para a próxima semana, que é realizado pelo OIS, definem-se preços de referência que podem ser adotados pelos vendedores e compradores de energia para reduzirem os riscos da flutuação dos preços.

Para o fechamento destes contratos de fornecimento de energia a longo prazo, o OM e o OIS devem ser comunicados para que a geração e o consumo praticados naqueles contratos não sejam mais contabilizadas na simulação de preço para o curto prazo.

As opções apresentadas por Conejo, Carrión e Morales (2010) de mercados futuros é através da assinatura de contratos bilaterais e dos contratos *take-or-pay*, apresentados nas seções 2.6.1 e 2.6.2, a seguir.

O modelo de leilão proposto neste trabalho está ajustado para simulações com horizonte anual e discretização semanal, configuração ideal para se utilizar na formação de preços para mercados futuros. Já que o resultado do despacho das termelétricas poderá ser convertido em custo, é possível saber qual o custo médio da energia elétrica semana a semana para o ano. Ao realizar pequenos ajustes no modelo, como a discretização mensal,

o aumento do horizonte para plurianual, e a definição de mais cenários de afluência, os participantes do mercado de energia poderão simular preços futuros da energia elétrica.

### 2.6.1 Contratos Bilaterais

São contratos assinados entre vendedores e compradores de energia, que definem uma quantidade média de energia fornecida à preço fixo, reajustado anualmente de acordo com os índices econômicos que mais representam o setor de energia. Os prazos de vigência destes contratos podem ser de alguns meses até alguns anos. Caso o fornecedor de energia não produza a quantidade de energia suficiente para honrar o contrato, ele deverá comprar energia no mercado de curto prazo ou no mercado *spot* para compensar a produção inferior ao projetado.

### 2.6.2 Contratos *Take-or-Pay*

São contratos assinados entre vendedores e compradores de energia, que definem uma pequena garantia de fornecimento de energia, em prazos de vigência menores que um ano. Nestes contratos, o comprador de energia não necessariamente consumirá a quantidade de energia contratada, mas independentemente de utilizar esta energia, deverá pagar o valor do contrato para o vendedor de energia. Normalmente estes contratos são fechados quando não se tem certeza de como os preços se comportarão no futuro e sabe-se que haverá um crescimento temporário do consumo médio.

## 2.7 Mercados de Ajuste

Para os modelos de leilão, os mercados de ajuste são aqueles que ocorrem, em intervalos de 5 a 10 minutos antes da entrega da energia, realizados pelo OIS que analisa a disponibilidade de produção de energia dos vencedores do leilão e os congestionamentos da rede de transmissão para despachar os produtores que apresentaram os menores preços e que estão em regiões da rede não-congestionadas (NEPOMUCENO, 2014). Para os casos de despacho centralizado, o OIS faz os ajustes diariamente e em tempo real, sempre buscando a otimização de uso das fontes de energia mais barata.

Conforme explicam Fosso et al. (1999), na Noruega, o preço da energia no mercado de ajuste é definido *ex post*, quando o preço de equilíbrio deste leilão de ajuste é conhecido. Todos os participantes do ajuste recebem o preço de equilíbrio. No Brasil, o mercado de ajuste também é *ex post*, fechado pela CCEE após a contabilização da geração e do consumo. E aqui se concentram as principais reclamações dos consumidores sobre o mercado centralizado, pois a variação dos preços da energia entre o instante que o despacho é feito e o fechamento de mercado podem variar muito e estas variações não são percebidas pelos consumidores, até que o fechamento seja feito.

No próximo capítulo serão abordadas as incertezas no planejamento da geração de energia elétrica, que explicam os motivos de existirem os mercados de futuro e os mercados de ajuste apresentados nesta seção.

### 3 As Incertezas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica

#### 3.1 Introdução

O planejamento da produção de energia, é afetado por muitas incertezas que podem alterar o preço ou mesmo dificultar a operação otimizada das empresas, principalmente quando o horizonte de planejamento é maior que alguns dias, pois importantes dados de entrada para os modelos de otimização apresentam incertezas, tais como: a previsão de chuvas e degelo (para geração hidrelétrica), vento (para geração de energia eólica) e incidência solar (para geração de energia fotovoltaica), a demanda por energia, a disponibilidade dos equipamentos de geração, de transmissão e de distribuição, entre outros, como o preço do barril de petróleo ou do gás natural, por exemplo.

Normalmente, o OIS realiza uma operação avessa ao risco, reduzindo as incertezas em seu planejamento e utilizando-se de probabilidades de ocorrência de cenários. Uma forma de levar em conta as incertezas em parâmetros de problemas de otimização é investigada na programação ou otimização estocástica. Neste caso, todas as possíveis soluções do problema (cenários) são ponderadas por suas probabilidades de ocorrência. Já na programação ou otimização determinística todos os parâmetros (informações) devem ser previamente conhecidos. Apesar de deixar o problema de otimização mais representativo em termos de possibilidade de ocorrência de cenários, a formulação de um problema por meio da programação estocástica também o deixa mais complexo do ponto de vista computacional, geralmente incorrendo em aumento significativo do tempo de processamento da solução, podendo, inclusive, resultar na intratabilidade do problema.

#### 3.2 Programação Determinística

Na programação determinística assume-se que todas as variáveis de entrada do problema de otimização são perfeitamente conhecidas. Por meio de métodos de solução que têm sido amplamente pesquisados, encontra-se o ponto ótimo de solução do problema, sem violar as restrições previamente estabelecidas.

A programação dinâmica determinística é utilizada quando é possível decompor um problema complexo em vários problemas menores e mais simples. “É o caso de situações que apresentam sequência de decisões a serem tomadas em estágios sucessivos,

por exemplo, quando as decisões são definidas ao longo de uma sequência de instantes de tempo.” (ARENALES et al., 2007)

A programação determinística pode ser utilizada em estudos de planejamento e de despacho de geração de curto prazo, nos quais as incertezas são normalmente menos significativas e as empresas geradoras de energia estão mais preocupadas em obter uma operação factível. Nos casos de estudos hidrológicos de longo prazo, em que as incertezas associadas, por exemplo, às vazões afluentes são maiores, a representação das incertezas, feita por exemplo, por meio da programação estocástica, se faz necessária (MORAGA et al., 2006).

### *3.3 Programação Estocástica*

A programação estocástica é aplicada sempre que existe algum nível de incerteza sobre algum dos parâmetros de entrada do problema de otimização. Segundo Arenales et al. (2007), “a programação dinâmica estocástica tem sido aplicada em diversas áreas, por exemplo, em programação da produção, na qual a demanda de cada período não é conhecida com certeza (...), manutenção de máquinas, distribuição de produtos, etc.”

Um exemplo do uso da programação estocástica no planejamento de longo prazo da operação da geração hidrelétrica consiste na utilização de cenários de aflúncias realizado pelo ONS, no estudo do Plano de operação Energética - PEN 2016-2020 (2000 séries sintéticas de vazões naturais afluentes foram utilizadas, derivadas do histórico de vazões dos principais rios brasileiros) para determinar o armazenamento médio dos reservatórios, a geração ótima para o atendimento à demanda e as necessidades de expansão de oferta de energia para o horizonte de estudo (ONS, 2016b).

Este trabalho trata do problema de planejamento da geração de médio e longo prazos. Este problema é afetado por incertezas nas vazões afluentes e demandas futuras. Assim, é necessário aprofundar o estudo na programação estocástica, cujos principais conceitos são descritos a seguir.

### 3.3.1 Variáveis aleatórias

Todas as variáveis que apresentem algum nível de incerteza podem ser modeladas como variáveis aleatórias. Em geral, estas variáveis podem ser representadas por uma quantidade finita de cenários possíveis para esta variável. Seja, por exemplo, o estudo do ONS sobre vazões afluentes a usinas hidrelétricas citado anteriormente: a variável  $r$  corresponde à vazão afluente a uma determinada usina pode ser representada por  $r(\omega)$ ,  $\omega = 1, \dots, N$ ; em que  $\omega$  é o índice do cenário e  $N$  é igual à 2000 correspondente ao número total de cenários. Assim, diz-se que  $\{r(\omega), \omega = 1, \dots, N, \}$  é o conjunto de valores que poderão ser assumidos por  $r$ , ou seja,  $r \in \{r(1), \dots, r(N)\}$ . Além disso, o  $r(\omega)$  para cada cenário está associado a uma probabilidade de ocorrência  $\pi(\omega)$  deste cenário. Ainda utilizando o exemplo, se os 2000 cenários de afluência forem considerados equiprováveis (mesma probabilidade de ocorrência), teremos que  $\pi(\omega) = 1/2000$  para qualquer cenário  $\omega$ .

As variáveis aleatórias podem ser caracterizadas pelos chamados momentos estatísticos (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Dois momentos estatísticos que podem ser muito úteis para a caracterização de uma variável aleatória são sua média e sua variância. A média ( $\bar{r}$ ) e a variância ( $\sigma_r^2$ ) de uma variável aleatória  $r$ , são definidas pelas equações (1) e (2), respectivamente:

$$\bar{r} = \varepsilon\{r\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega)r(\omega) \quad (1)$$

$$\sigma_r^2 = \nu\{r\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega)[r(\omega) - \varepsilon\{r\}]^2. \quad (2)$$

A média representa um valor esperado para a variável que se está analisando e a variância mostra a dispersão dos valores que esta variável pode assumir, cuja raiz quadrada é denominada de desvio padrão. Por exemplo, quando se está analisando uma variável que representa vazões afluentes, a média de vazões afluentes alta mostra que em média haverá altas vazões afluentes, mas é interessante que a variância seja muito baixa, para que os cenários estudados não sejam muito diferentes do valor esperado.

### 3.3.2 Processo estocástico

Algumas variáveis aleatórias têm uma relação de dependência temporal. Uma variável aleatória cujo valor evolui em um determinado intervalo de tempo é denominado de processo estocástico (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). As vazões afluentes a um reservatório durante um período qualquer do ano são um exemplo de processo estocástico, já que existe uma relação muito estreita entre as vazões de meses consecutivos.

Assim como as variáveis estocásticas, os processos estocásticos podem também ser representados por um conjunto de cenários. Por exemplo, o processo estocástico  $\mathbf{r}$  correspondente às vazões afluentes a um reservatório durante um determinado período de tempo (um mês, por exemplo) pode ser representada por  $\mathbf{r}(\omega)$ ,  $\omega = 1, \dots, N$ ; onde  $\omega$  é o índice do cenário e  $N$  é o número de cenários. É importante destacar a notação vetorial de  $\mathbf{r}$ , que descreve os valores desta variável em todos os períodos (dias, ou horas, dependendo da discretização adotada) do processo estocástico. Além disso, a cada processo  $\mathbf{r}(\omega)$  está associada uma probabilidade de ocorrência  $\pi(\omega)$  deste cenário. Como exemplo de um processo estocástico, sejam as vazões afluentes a um determinado reservatório que seguem as probabilidades de ocorrência no mês de Junho apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Exemplo de Caracterização das Vazões Afluentes para Junho

Probabilidade	Vazão para Junho
50%	100% da média histórica
30%	120% da média histórica
20%	80% da média histórica

Suponha ainda que as probabilidades de ocorrência das vazões em Julho sejam dadas, relativamente às vazões de Junho da Tabela 1, conforme a seguir:

- Caso a vazão de Junho seja 100% da média, então a vazão de Julho do mesmo ano poderá ser 100%, 120% ou 80% em relação à média histórica, com probabilidades de ocorrência de 50%, 30% e 20%, respectivamente;
- Caso a vazão de Junho seja 120% da média, então a vazão de Julho do mesmo ano poderá ser 100%, 110% ou 130% em relação à média histórica, com probabilidades de ocorrência de 30%, 50% e 20%, respectivamente;

- Caso a vazão de Junho seja 80% da média, então a vazão de Julho do mesmo ano poderá ser 100%, 90% ou 70% em relação à média histórica, com probabilidades de ocorrência de 10%, 50% e 40%, respectivamente.

Neste exemplo de representação de um processo estocástico por cenários, envolvendo apenas duas variáveis aleatórias (vazões afluentes em junho e julho), geram-se nove cenários possíveis, conforme mostrado na Tabela 2:

Tabela 2 – Cenários para as Vazões Afluentes em Junho e Julho.

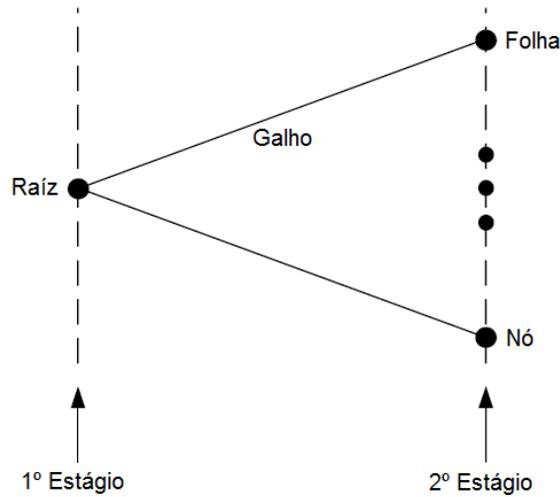
Cenário	Vazão-Junho (% da Média)	Vazão-Julho (% da Média)	Probab.
1	100%	100%	$0,5 \times 0,5$
2	100%	120%	$0,5 \times 0,3$
3	100%	80%	$0,5 \times 0,2$
4	120%	100%	$0,3 \times 0,3$
5	120%	110%	$0,3 \times 0,5$
6	120%	130%	$0,3 \times 0,2$
7	80%	100%	$0,2 \times 0,1$
8	80%	90%	$0,2 \times 0,5$
9	80%	70%	$0,2 \times 0,4$

Esse exemplo simples ilustra como o problema pode se tornar de grande porte com a criação de um número maior de variáveis (todos os meses do ano, por exemplo). Em alguns casos, a quantidade de cenários poderá levar à intratabilidade do problema. Técnicas para a geração de cenários e de suas probabilidades correspondentes, bem como técnicas de redução de cenários, para situações em que existe um número elevado de cenários, são descritas por Conejo, Carrión e Morales (2010).

### 3.3.3 Decisão em estágios

Um problema de otimização que apresente algum de seus parâmetros (dados) caracterizado por um processo estocástico é denominado de problema de otimização (ou programação) estocástica. Em geral, as decisões tomadas em um problema de otimização estocástica envolvem decisões em determinados estágios do processo. Cada estágio é definido como um ponto no tempo em que se deve tomar alguma decisão sob incerteza. Os problemas de otimização estocástica com mais de um estágio podem ser caracterizados como bi-estágios ou multi-estágios, dependendo do número de estágios definidos no problema.

Figura 5 – Árvore de cenários para um problema de otimização estocástico bi-estágio



Fonte: Adaptado de (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010, p. 35)

Nos problemas de otimização estocástica bi-estágio existem dois estágios de decisão. Nas decisões de 1º estágio a tomada da decisão expressa por  $\mathbf{x}$  é feita antes que se conheça qual a trajetória dos parâmetros do problema  $\mathbf{p}(w)$  representados por processos estocásticos. Já as decisões de 2º estágio  $\mathbf{y}(w)$  são tomadas após a realização da decisão de primeiro estágio  $\mathbf{u}$  e após o conhecimento do processo estocástico  $\mathbf{p}(w)$ , já efetivado. A Figura 5 exemplifica estes dois estágios de decisão em uma árvore de cenários para um problema de otimização estocástico bi-estágio.

Para que as decisões calculadas por problemas de otimização estocásticos bi-estágios sejam ótimas, é necessário que sejam obtidas de forma simultânea por um único problema de otimização, de modo a considerar as relações existentes entre as variáveis de decisão de primeiro e de segundo estágios. Conforme descrito por Conejo, Carrión e Morales (2010), a

expressão geral para um problema de otimização linear estocástico bi-estágio é apresentada em (3):

$$\begin{aligned}
 \underset{\mathbf{x}}{Min} \quad & z = \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathcal{E} \{Q(w)\} \\
 \text{s.a :} \quad & \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \\
 & \mathbf{x} \in X
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

$$\begin{aligned}
 Q(w) = \quad & \{ \underset{\mathbf{y}(w)}{Min} \quad \mathbf{q}(w)^T \mathbf{y}(w) \\
 \text{s.a :} \quad & \mathbf{T}(w) \mathbf{x} + \mathbf{W}(w) \mathbf{y}(w) = \mathbf{h}(w) \\
 & \mathbf{y}(w) \in Y \}, \forall w \in \Omega,
 \end{aligned}$$

em que:  $\Omega$  é o conjunto de cenários,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}(w)$  são as variáveis de decisão do primeiro e segundo estágios, respectivamente; os vetores e matrizes  $\mathbf{c}$ ,  $\mathbf{q}(w)$ ,  $\mathbf{T}(w)$ ,  $\mathbf{W}(w)$ ,  $\mathbf{h}(w)$  são os parâmetros do problema, os quais podem depender do conjunto de realizações do processo estocástico  $\mathbf{p}$ ;  $\mathcal{E} \{Q(w)\}$  é a esperança matemática de  $Q(w)$  dada pela somatória de  $Q(w)$  ponderadas pelas respectivas probabilidades de ocorrência  $\pi(w)$ .

No livro de Birge e Louveaux (2011), mostra-se que sob considerações bastante gerais, o problema (3) pode ser reescrito conforme (4), denominado de problema de otimização determinístico equivalente.

$$\begin{aligned}
 \underset{\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)}{Min} \quad & z = \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \sum \pi(w) \mathbf{q}(w)^T \mathbf{y}(w) \\
 \text{s.a :} \quad & \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \\
 & \mathbf{T}(w) \mathbf{x} + \mathbf{W}(w) \mathbf{y}(w) = \mathbf{h}(w), \forall w \in \Omega \\
 & \mathbf{x} \in X, \mathbf{y}(w) \in Y, \forall w \in \Omega
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Nesta pesquisa, utiliza-se o problema de otimização determinístico equivalente, conforme apresentado no conjunto de equações (4) para a formulação dos problemas de planejamento da geração de longo prazo.

### 3.3.4 Métricas de Qualidade em Processos Estocásticos

É importante ressaltar que a solução de processos determinísticos é muito mais simples que a solução de processos estocásticos, e em muitos casos utilizam-se processos determinísticos para encontrar soluções de problemas com variáveis incertas, apenas substituindo os valores incertos por estimativas. Desta forma, torna-se necessário demonstrar

a qualidade das soluções para verificar se o problema pode ser resolvido de forma determinística ou através de um processo estocástico. Duas métricas principais são utilizadas para avaliar a qualidade das soluções obtidas a partir de modelos de otimização estocásticos: o Valor Esperado da Informação Perfeita (VEIP) e o Valor da Solução Estocástica (VSE). Para altos valores de VEIP e/ou VSE, é importante resolver o problema estocástico completo e com vários estágios, ao invés de simplificar o problema e obter uma solução aproximada, pois os erros com a simplificação do problema por meio da utilização de um modelo determinístico podem ser muito grandes.

#### 3.3.4.1 Valor Esperado da Informação Perfeita

Este valor representa o quanto o tomador de decisão está disposto a pagar para obter a informação perfeita sobre o futuro. Considerando  $z^{S*}$  a solução ótima de todos os cenários rodados no processo estocástico, e  $z^{P*}$  a solução ótima do processo estocástico relaxando as restrições de não-antecipação, o VEIP pode ser calculado da seguinte forma para um problema de maximização:  $VEIP_{\max} = z^{P*} - z^{S*}$ , e para um problema de minimização:  $VEIP_{\min} = z^{S*} - z^{P*}$ .

Para exemplificar o que são as restrições de antecipação, digamos que um contrato de compra de energia com validade de dois meses pode ser fechado para os próximos dois meses, a restrição de não-antecipação garante que durante o processo decisório, nos dois estágios do processo estocástico (primeiro mês e segundo mês), o valor de compra de energia  $C$  seja o mesmo, ou seja  $C1 = C2$ ; quando estas restrições são relaxadas, significa que  $C1$  pode ser diferente do  $C2$ , pois o valor do primeiro estágio já é conhecido e a decisão será somente feita para o segundo mês.

#### 3.3.4.2 Valor da Solução Estocástica

O valor da solução estocástica é uma forma de quantificar a vantagem de utilizar uma otimização estocástica sobre uma otimização determinística. Para definir o problema determinístico associado ao problema estocástico original é necessário substituir as variáveis aleatórias do processo estocástico por um valor esperado destas variáveis, após a substituição destas variáveis para o primeiro estágio, o problema estocástico deve ser resolvido. O valor

da solução determinística é considerado  $z^{D*}$ , assim o valor da solução estocástica pode ser definido por  $VSE_{\max} = z^{S*} - z^{D*}$ , para problemas de maximização e  $VSE_{\min} = z^{D*} - z^{S*}$ , para problemas de minimização.

### 3.3.4.3 Comparação com a Realidade (*Out of Sample*)

Também é possível fazer uma comparação dos resultados de um processo estocástico com o resultado real do processo após a sua ocorrência, neste caso é possível verificar se o processo estocástico apresenta resultados iguais ou muito próximos da realidade.

No caso de um modelo de despacho da geração hidrelétrica de curto prazo, é possível rodar o processo estocástico para a próxima semana e, após passada esta semana, verificar a diferença entre os valores despachados por usina no modelo rodado e o que realmente ocorreu no período.

Também é possível fazer a simulação com dados históricos, ou seja, disponibilizar no modelo os dados disponíveis em  $t - 1$  e observar os resultados do processo estocástico para  $t$  e os valores reais em  $t$ . Caso a comparação com a realidade não traga bons resultados, pode-se definir a estratégia de revisar o modelo estocástico ou simplesmente adotar um processo determinístico mais ajustado ao processo estudado.

### 3.3.5 Aplicação da programação estocástica neste trabalho

O foco deste trabalho é a comparação entre um modelo de planejamento de médio prazo centralizado e um modelo de leilão de energia de médio prazo, por isso as variáveis incertas são a demanda por energia elétrica ( $PD$ ) e as vazões afluentes ( $r$ ) para UHEs participantes do modelo.

Para a demanda de energia, definiram-se valores fixos, mês a mês, entre 80% e 90% da potência instalada das UHEs simuladas e estes valores foram utilizados como a mesma demanda de energia para os dois modelos, ou seja, neste caso escolheu-se por trabalhar a demanda como um processo determinístico.

Para as vazões afluentes utilizou-se o processo estocástico apresentado por Almeida e Conejo (2013) em que se define cenários de afluências  $r$  associados a uma probabilidade de ocorrência  $\pi(\omega)$ . Este trabalho considera que não há dependência entre os estágios de

decisão, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada cenário não varia de acordo com o resultado obtido no estágio anterior, entretanto trabalhos futuros podem tratar esta dependência entre os estágios de decisão sem grandes alterações no modelo.

Nos próximos capítulos serão apresentados os modelos de planejamento energético, os resultados da simulação de forma determinística e como as incertezas podem ser tratadas utilizando a probabilidade de ocorrência de um cenário.

## 4 O Modelo de Planejamento Energético Centralizado de Médio Prazo

### 4.1 Introdução

Este capítulo apresenta o modelo de Planejamento Energético Centralizado de médio prazo (PEC) investigado neste trabalho, o qual, basicamente, corresponde à formulação que tem sido utilizada pelo setor elétrico brasileiro. Este modelo para o PEC trata o problema de otimização estocástica por meio da formulação de um problema de otimização determinístico equivalente, como já comentado na Seção 3.3.3, de forma análoga ao descrito em Almeida e Conejo (2013).

O modelo de PEC é um problema a ser resolvido pelo OIS, sendo que sua formulação é proposta para aplicações em um ambiente regulado. O modelo de PEC tem como objetivo a minimização dos custos totais de produção de energia elétrica do sistema, e respeitando as restrições de atendimento de demanda e os limites físicos e operativos dos sistemas de geração, bem como os limites de transferência de potência entre os subsistemas interligados de transmissão.

Os modelos de despacho de geração de curto prazo precisam tratar restrições bastante detalhadas associadas ao sistema de geração, tais como: limites de variação de defluência diárias, rampas de partida e parada de unidades geradoras; além de restrições relacionadas ao sistema de transmissão, conforme destacado nos trabalhos de Oliveira (2016) e Bregadioli (2015). Por outro lado, para o horizonte de médio prazo, em que os modelos de PEC geralmente possuem período de estudo anual com intervalos de simulação semanais (ou mensais), é possível simplificar algumas restrições. Nesses modelos, é possível desconsiderar detalhes de modelagem que ocorrem em estudos com horizontes menores, sem prejuízo de representatividade do problema. É importante destacar que tais simplificações não devem prejudicar o principal foco da investigação em curso neste trabalho, que consiste na comparação entre o modelo de PEC e o modelo de Planejamento Energético de Médio Prazo por Leilão (PEMPL) de energia, a ser utilizado para o cálculo de equilíbrio em mercados de futuros, já que as mesmas simplificações são feitas em ambos os modelos comparados.

Os detalhes do modelo de PEC são descritos das Seções 4.2 a 4.5. Na Seção 4.2, descreve-se a nomenclatura adotada para as variáveis, as constantes, os índices e conjuntos utilizados na descrição do modelo de PEC. Na Seção 4.3, descreve-se a função objetivo

do problema de PEC. As restrições do problema são descritas na Seção 4.4. O modelo matemático completo do PEC é formulado na seção 4.5. O modelo de PEMPL proposto é detalhado no Capítulo 5.

#### 4.2 Nomenclatura do Modelo

Tabela 3 – Índices do Modelo de PEC

<b>Índice</b>	<b>Descrição</b>
$\omega$	Índice que identifica o cenário de vazões incrementais.
$i$	Índice que identifica a UHE.
$j$	Índice que identifica a UTE.
$t$	Índice que identifica o período.
$n$	Índice que identifica a UHE à montante da UHE $i$ .
min	Índice que identifica o valor mínimo de uma variável.
max	Índice que identifica o valor máximo de uma variável.

Tabela 4 – Dados do Modelo de PEC

<b>Dado</b>	<b>Descrição</b>
$a_{1j}$	Coeficiente $a_1$ da curva de custo da UTE $j$ .
$a_{2j}$	Coeficiente $a_2$ da curva de custo da UTE $j$ .
$\tau$	Constante que representa o fator de conversão de vazão ( $m^3/s$ ) para volume ( $hm^3$ ).
$\pi(\omega)$	Probabilidade de ocorrência do cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$R_{i,t}(\omega)$	Previsão de vazão afluente incremental ao reservatório da UHE $i$ no instante $t$ para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$\eta_i$	Coeficiente linear de produtibilidade da UHE $i$ .
$PD_t$	Demanda de energia no instante $t$ .

Tabela 5 – Variáveis do Modelo de PEC

Variável	Descrição
$p_{j,t}(\omega)$	Geração termelétrica da UTE $j$ , no instante $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$v_{i,t}(\omega)$	Volume armazenado no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$q_{i,t}(\omega)$	Vazão turbinada no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$s_{i,t}(\omega)$	Vazão vertida no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$u_{i,t}(\omega)$	Vazão total defluente da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$ph_{i,t}(\omega)$	Geração de energia na UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.

Tabela 6 – Conjuntos do Modelo de PEC

Conjunto	Descrição
$I$	Conjunto de UHEs.
$N_i$	Conjunto de UHEs imediatamente à montante da UHE $i$ .
$J$	Conjunto de UTEs.
$T$	Conjunto de períodos da simulação.
$\Omega$	Conjunto de cenários de vazões incrementais.

#### 4.3 A Função Objetivo do Despacho Centralizado

O planejamento energético de médio prazo é utilizado em ambientes regulados, ou seja, antes da implantação de mercados de energia. O planejamento energético de médio prazo é realizado pelo operador do sistema elétrico e tem como objetivo a minimização do custo da energia termelétrica, que é a fonte de energia mais cara do sistema. A grande

maioria destes modelos de planejamento não considera se está privilegiando as UHEs ou penalizando as UTEs. Parte-se do pressuposto que a minimização do custo da geração termelétrica deve fornecer energia mais barata ao consumidor e, portanto, a energia de origem termelétrica deve ser minimizada na operação do sistema.

O custo da energia termelétrica é descrito por uma função quadrática do tipo  $a_0 + a_1 * pj + a_2 * (pj)^2$ , na qual os coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$  e  $a_2$  relacionam o uso do combustível com a produção de energia elétrica. Neste trabalho serão utilizados somente os coeficientes  $a_1$  e  $a_2$ , com a utilização de valores fictícios bem ajustados. A função objetivo deste problema minimiza o custo da energia termelétrica para todos os cenários de vazão afluentes e todos os estágios do problema de planejamento, conforme apresentado em (5). Como o cenário de vazão afluente é estocástico, o modelo proposto por Almeida e Conejo (2013), utiliza o conceito de probabilidade de ocorrência de diversos cenários, e este conceito é reproduzido neste trabalho.

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{\omega}^{\Omega} \sum_t^T \sum_j^J \pi(\omega) * [a_{1j} * pj_{j,t}(\omega) + a_{2j} * (pj_{j,t}(\omega))^2] \quad (5)$$

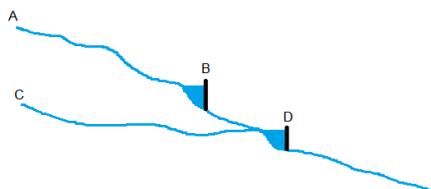
As restrições do modelo de PEC, aqui investigado, são descritas na Seção 4.4.

#### 4.4 Restrições do Modelo

##### 4.4.1 Restrição de Balanço Hidráulico

Em um sistema hidrotérmico com alta participação de geração de origem hidrelétrica é importante que o OIS trabalhe no controle e balanço hidráulico das UHEs, garantindo que não haja desperdício de água (indicado pelo vertimento em usinas da cascata). Esta restrição corresponde à modelagem matemática de continuidade da água no rio.

Figura 6 – Exemplo de bacia hidrográfica



Em uma bacia hidrográfica com vários reservatórios e UHEs, a água sempre flui das localidades mais altas para as localidades mais baixas, por gravidade. De forma simplificada, a Figura 6 representa este modelo, em que a água sempre irá da localidade  $A$  para a localidade  $B$ . Uma parcela da água pode ser armazenada em  $B$ , mas a água que sair de  $B$  deve chegar em  $D$ , assim como toda a água que sair de  $C$  também chegará em  $D$ , e conseqüentemente toda a água que sai do ponto  $D$  chega em  $E$ . Neste exemplo, e em todo este trabalho, desconsidera-se os efeitos de evaporação e usos consuntivos (ex.: captação de água).

Outro conceito, importante para o balanço hidráulico é a definição da vazão incremental. Nessa Figura 6, considerando que a calha principal do rio é definida pelo caminho  $A$ ,  $B$ ,  $D$  e  $E$ , então é dito que a água que sai de  $C$  e chega em  $D$  é uma vazão incremental à vazão da calha principal do rio. Nem sempre a vazão incremental vem de um braço de rio como representado na figura, mas também considera-se como vazão incremental todo o escoamento de água que pode haver entre dois pontos da calha principal.

Com estes conceitos definidos, apresenta-se a equação (6) de balanço hidráulico para o modelo de despacho centralizado. A equação de balanço de água no rio, garante a conservação dos volumes de água em cada ponto (reservatório) da cascata hidráulica, e para cada estágio do problema, conforme apresentado em (6):

$$v_{i,t}(\omega) = v_{i,t-1}(\omega) + \tau * \left\{ R_{i,t}(\omega) - q_{i,t}(\omega) - s_{i,t}(\omega) + \sum_{n \in N_i} [q_{n,t}(\omega) + s_{n,t}(\omega)] \right\}, \quad (6)$$

em que o volume de um reservatório  $i$  em um determinado estágio  $t$  deve igualar-se ao volume no estágio anterior, acrescentando-se todas as parcelas afluentes ao reservatório e descontando-se todas as parcelas que defluem do reservatório.

Na equação 6, o termo  $\tau$  corresponde ao fator de conversão de  $m^3/s$  para  $hm^3$ , já que as vazões das UHEs são normalmente calculadas em  $m^3/s$  e os volumes armazenados nos reservatórios das UHEs são normalmente mensurados em  $hm^3$ . Devido ao intervalo de discretização do estudo desenvolvido neste trabalho ser semanal, assume-se o valor de  $\tau$  como 0,6048.

#### 4.4.2 Função de Produção de Energia Hidrelétrica

A função de produção define a relação entre a vazão que passa pelas turbinas hidrelétricas no processo produção de energia e a energia elétrica gerada por ela. Conforme descrito por Cicogna (1999), esta função é dada matematicamente por (7):

$$p = \rho g \eta_{tg}(h_b, q) h_l(v, u) q, \quad (7)$$

em que:

- $\rho$ : peso específico da água;
- $g$ : aceleração da gravidade;
- $\eta_{tg}(h_b, q)$ : rendimento do par turbina/gerador, que é geralmente uma função da altura de queda bruta e da vazão turbinada;
- $h_l(v, u)$ : diferença entre o nível altimétrico da água à montante  $h_m(v)$  da UHE e do nível altimétrico da UHE de jusante  $h_j(u)$ , subtraída da altura  $h_p$ , dada em  $[m]$ , e relacionada às perdas hidráulicas dos condutos forçados de adução da água.
- $q$ : vazão de água que passa pela turbina.

A função de produção (7) tem várias fontes de não linearidades, dentre as quais se destacam: os polinômios cota  $\times$  volume e cota  $\times$  defluência, os quais definem as alturas de montante  $h_m$  e jusante  $h_j$ , respectivamente, são do quarto grau; e o polinômio que define a altura de perdas  $h_p$  na tubulação forçada é, geralmente do tipo quadrático; o rendimento do par turbina gerador é geralmente uma função não linear da altura de queda bruta e vazão turbinada, conhecida como curva colina (CICOGNA, 2003), a qual em geral é fornecida pelo setor como uma tabela de valores de rendimento dada para alguns valores específicos de  $h_l$  e  $q$ .

Durante o planejamento mensal da operação, utilizando-se dos pacotes computacionais NEWAVE e DECOMP, o ONS não utiliza a equação (7), devido à alta complexidade computacional que o modelo não linear acarreta em problemas de programação dinâmica e estocástica. Com o mesmo propósito de manter o modelo estudado em um problema linear, adota-se a mesma equação simplificada que é utilizada pelo setor elétrico brasileiro, a qual é dada em (8):

$$p h_{i,t}(\omega) = \eta_i q_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega, \quad (8)$$

em que a constante  $\eta_i$  é denominada de coeficiente de produtividade da usina  $i$ .

#### 4.4.3 Restrição de Atendimento à Demanda

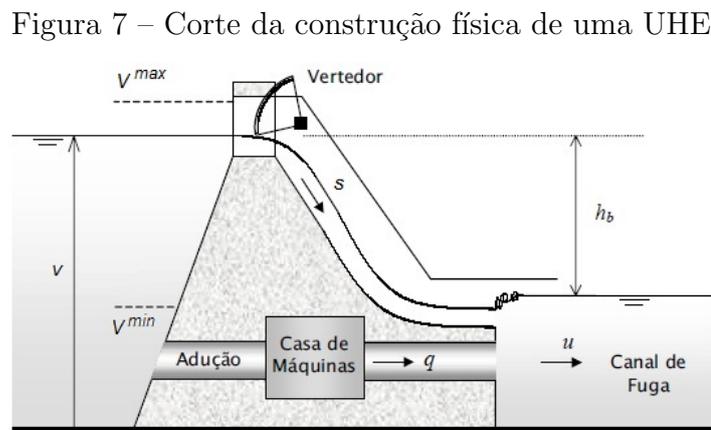
O OIS, em um modelo de planejamento energético centralizado tem a função de sempre buscar atender à demanda por energia elétrica, seja despachando UHEs e/ou UTEs. Qualquer variação nas condições operativas em tempo real também é verificada pelo OIS de forma a não causar interrupções no fornecimento de energia. Este é o grande desafio do OIS, devido à quantidade de incertezas presentes no processo de planejamento energético.

A equação (9) representa que para cada período  $t$  e para cada cenário  $\omega$ , a soma da produção hidrelétrica e termelétrica deve igualar o valor total de consumo de energia de cada período.

$$\sum_i^I ph_{i,t}(\omega) + \sum_j^J pj_{j,t}(\omega) = PD_t, \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (9)$$

#### 4.4.4 Restrições de Vazão

Os modelos de PEC em geral possuem quatro restrições ligadas às variáveis de decisão de vazão, sendo estas melhor explicadas ao se introduzir a Figura 7 que representa um diagrama esquemático de um corte na construção física de uma UHE.



Fonte: Adaptado de Cicogna (2003)

A equação (10), define que a vazão defluente  $u$  de cada usina é igual à vazão turbinada  $q$  (utilizada efetivamente para produzir energia) e a vazão vertida  $s$  (extravasada

via vertedores quando o volume armazenado atinge o máximo ou para manter a vazão do rio):

$$u_{i,t}(\omega) = q_{i,t}(\omega) + s_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (10)$$

Construtivamente as UHEs possuem estruturas projetadas para uso ótimo do recurso hidráulico e para suportar vazões relativamente altas, porém não suportam vazões ilimitadas. O conduto de adução representado na Figura 7 é limitado a um valor máximo dependendo de cada tipo de turbina e projeto de UHE. Da mesma forma, os vertedores são equipamentos construídos para extravasar a vazão que não passa pelas turbinas, mas também têm limites de vazão máxima. Apresentam-se as equações (11) e (12) que definem os limites na vazão turbinada e vertimento, respectivamente:

$$Q_i^{\min} \leq q_{i,t}(\omega) \leq Q_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (11)$$

$$U_i^{\min} \leq u_{i,t}(\omega) \leq U_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (12)$$

Além disso, os vertedores somente conduzem a água em um sentido, que é de montante para a jusante, por isso, a equação (13) se faz necessária, de modo a garantir que as vazões vertidas sempre serão positivas:

$$s_{i,t}(\omega) \geq 0, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (13)$$

No caso das usinas reversíveis, as turbinas podem ser utilizadas no sentido reverso e se transformarem em bombas. As turbinas reversíveis podem conduzir água tanto no sentido normal de montante para jusante, quando estão produzindo energia, ou conduzir água no sentido de jusante para montante, quando estão bombeando água para o reservatório. Como as turbinas simuladas neste trabalho não são reversíveis, sempre utiliza-se a restrição (11), com  $Q_i^{\min} \geq 0$ .

#### 4.4.5 Restrições de Produção de Energia

As UHEs e termelétricas são projetadas para produzir uma quantidade finita de energia, de acordo com a disponibilidade de combustível. As hidrelétricas são limitadas pelo potencial hidráulico do rio e pelo perfil topográfico da região onde a usina é construída. Já

as usinas termelétricas, são limitadas por tamanhos de gasodutos, temperatura ambiente e até limitações na quantidade de gases que estão autorizadas a liberar na atmosfera. Estes limites definem a potência e a quantidade de turbinas que serão instaladas na usina. Matematicamente, estes limites estão modelados pelas restrições (14) para as UHEs:

$$PH_i^{\min} \leq ph_{i,t}(\omega) \leq PH_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (14)$$

Para as UTEs, define-se somente uma restrição (15) de não-negatividade para a potência de saída. Desta forma, o modelo trabalha despachando a produção termelétrica total, independentemente da quantidade e de como operam as UTEs individuais disponíveis no mercado operam:

$$pj_{j,t}(\omega) \geq 0, \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (15)$$

Dado a restrição de atendimento à demanda (9), nota-se que as UTEs sempre fazem a complementação de produção de energia para atingir a produção de energia esperada. A formulação simplificada das UTEs conforme (15) foi adotada em conformidade com o modelo utilizado no setor elétrico brasileiro. Entretanto, limites mínimos e máximos podem ser introduzidos sem dificuldades.

#### 4.4.6 Restrição de Volume

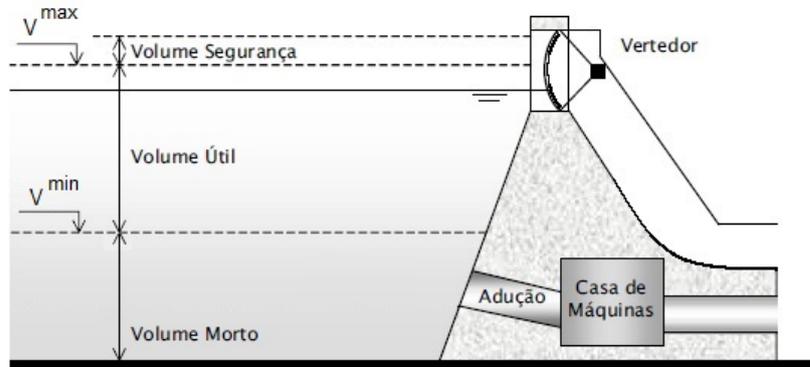
Como citado na seção 4.4.5, os projetos de UHEs dependem do potencial hidráulico dos rios e do perfil topográfico da região. Ao se construir uma barragem, uma área se inunda, e parte da área inundada é dividida em uma parcela denominada volume morto da usina (que não servirá para geração hidrelétrica) e outra parcela denominada volume útil (que é efetivamente utilizada para gerar energia), conforme mostrado na Figura 8.

Para definir os volumes máximos e mínimos de armazenamento, a restrição (16) é inserida no modelo:

$$V_i^{\min} \leq v_{i,t}(\omega) \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega. \quad (16)$$

Com a introdução do conceito de reservatórios e seus volumes de armazenamento, faz-se necessária a apresentação dos tipos de usinas hidrelétricas e como estas diferenças serão tratadas nos modelos investigados neste trabalho.

Figura 8 – Restrições de volume em UHEs



Fonte: Adaptado de Cicogna (2003).

#### 4.4.6.1 Usinas com Reservatório de Regularização

As usinas com reservatório de regularização são aquelas com a capacidade de armazenamento de água por longo período que podem ir de meses a anos. O mais comum é que estas usinas atinjam o máximo de armazenamento nos períodos mais chuvosos do ano e o mínimo de armazenamento ao final do período mais seco do ano; por isso também são chamadas de usinas de acumulação. Estas têm a capacidade de manter as vazões constantes ao longo de uma cascata por longos períodos de tempo (regularização plurianual).

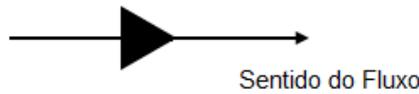
Em mercados hidrotérmicos com alta participação de hidrelétricas, quando ocorrem anos seguidos com baixa precipitação nos períodos mais chuvosos, pode haver racionamento do consumo de energia ou o aumento brusco do preço da energia, já que os grandes reservatórios estão com baixo armazenamento e não conseguirão garantir suprimento de energia para o próximo período mais seco que estará por vir.

Utilizando-se a Figura 8 como referência, pode-se dizer que as usinas do tipo regularização possuem  $V_i^{\min} \ll V_i^{\max}$ . Nas simulações realizadas neste trabalho, os reservatórios de regularização se iniciam com enchimento igual a 90% do volume útil e devem finalizar com o armazenamento maior ou igual ao inicial, de forma a atender a demanda dos próximos anos. A restrição (17) é inserida no modelo.

$$v_{i,52}(\omega) \geq V_i^{\min} + 90\% * (V_i^{\max} - V_i^{\min}), \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (17)$$

Em diagramas utilizados pelo ONS e também neste trabalho, as usinas com reservatório de regularização são representadas por um triângulo, conforme Figura 9.

Figura 9 – Representação gráfica - Usina com Reservatório de Regularização



#### 4.4.6.2 Usinas com Reservatório à Fio D'água

As usinas com reservatório à fio d'água, também foram, no passado, responsáveis pela inundação de áreas secas durante a construção de suas barragens, porém os reservatórios possuem menor capacidade de regularização quando comparados com os de usinas do tipo de acumulação. Nas usinas à fio d'água o armazenamento útil para geração de energia pode ser rapidamente utilizado, em alguns casos estes reservatórios duram dias, mas é comum que algumas usinas possam operar ininterruptamente em sua potência máxima apenas por poucas horas.

Utilizando-se a Figura 8 como referência, podemos dizer que as usinas do tipo fio d'água possuem  $V_i^{\min} \approx V_i^{\max}$ . Em diagramas utilizados pelo ONS e utilizados neste trabalho, estas usinas são representadas por um círculo, conforme figura 10.

Figura 10 – Representação gráfica - Usina com Reservatório à Fio D'água.



Em uma cascata hidráulica, estas usinas são normalmente instaladas após usinas de regularização, pois aproveitam a vazão defluente que é liberada pelas usinas à montante para gerar energia. Quando as usinas de acumulação regularizam a vazão do rio, as usinas à fio d'água também se beneficiam ao conseguir manter uma maior constância na produção de energia.

Neste trabalho, que tem horizonte de estudo anual e intervalo de simulação semanal, serão modelados os volumes de armazenamento das usinas a fio d'água como sendo  $V_i^{\min} = V_i^{\max}$ , já que dentro da semana é bastante provável que este tipo de usina deverá manter a média de armazenamento e liberar o mesmo volume de água que recebe.

#### 4.5 Modelo Matemático Completo de Despacho Centralizado

Nesta seção apresenta-se o modelo matemático para o despacho centralizado investigado neste trabalho, adaptado do trabalho de Almeida e Conejo (2013), e utilizado para as simulações a serem discutidas no Capítulo 6.

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{\omega}^{\Omega} \sum_t^T \sum_j^J \pi(\omega) * [a_{1j} * pj_{j,t}(\omega) + a_{2j} * (pj_{j,t}(\omega))^2] \quad (18)$$

sujeito a:

$$v_{i,t}(\omega) = v_{i,t-1}(\omega) + \tau * \left\{ R_{i,t}(\omega) - q_{i,t}(\omega) - s_{i,t}(\omega) + \sum_{n \in N_i} [q_{n,t}(\omega) + s_{n,t}(\omega)] \right\}, \quad (19)$$

$$\forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega$$

$$ph_{i,t}(\omega) = \eta_i * q_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (20)$$

$$\sum_i^I ph_{i,t}(\omega) + \sum_j^J pj_{j,t}(\omega) = PD_t, \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (21)$$

$$u_{i,t}(\omega) = q_{i,t}(\omega) + s_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (22)$$

$$Q_i^{\min} \leq q_{i,t}(\omega) \leq Q_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (23)$$

$$U_i^{\min} \leq u_{i,t}(\omega) \leq U_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (24)$$

$$V_i^{\min} \leq v_{i,t}(\omega) \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (25)$$

$$v_{i,52}(\omega) \geq V_i^{\min} + 90\% * (V_i^{\max} - V_i^{\min}), \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (26)$$

$$PH_i^{\min} \leq ph_{i,t}(\omega) \leq PH_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (27)$$

$$s_{i,t}(\omega) \geq 0, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (28)$$

$$pj_t(\omega) \geq 0, \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (29)$$

## 5 Planejamento Energético de Médio Prazo por Leilão

### 5.1 Introdução

Este capítulo apresenta o modelo de PEMPL proposto neste trabalho, que adapta os princípios de leilão do dia seguinte descritos no trabalho de Arroyo e Conejo (2002), utilizado como referência para criar o cenário de livre concorrência também no ambiente de médio prazo. Assim, antes de discutirmos o modelo de PEMPL, é conveniente entendermos os modelos de despacho de geração de curto prazo tanto no ambiente regulado como no ambiente de mercado.

Na Seção 5.2, descreve-se a estrutura conceitual dos modelos de leilão do dia seguinte. De forma análoga, propõe-se nesse trabalho um modelo de leilão em mercados de futuros, cujo objetivo consiste em estruturar o planejamento de médio prazo de sistemas hidrotérmicos, o qual é descrito na Seção 5.3.

### 5.2 Modelos de Leilão em Mercados do dia Seguinte

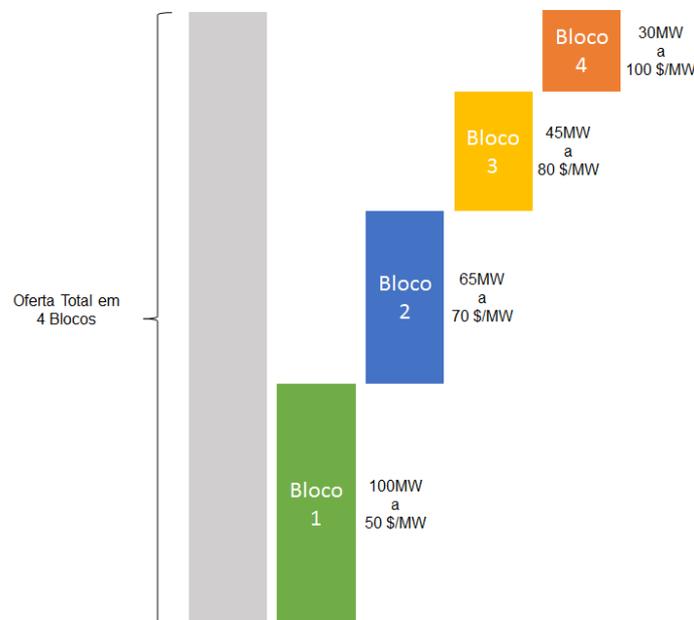
No ambiente regulado os modelos de despacho de geração buscam a minimização dos custos de produção de todas as UTEs e UHEs sujeito ao atendimento da demanda e de restrições físico-operativas dos sistemas de geração e transmissão (OLIVEIRA; SOARES; NEPOMUCENO, 2005). Já no ambiente de mercado, o objetivo é estabelecer a concorrência nos processos de geração. Nos mercados de curto prazo (mercado do dia seguinte), isso tem sido feito substituindo-se o objetivo de minimização de custos pela função objetivo de maximização do bem comum, que busca despachar as companhias com ofertas mais baratas no mercado e os consumidores/atacadistas com lances mais caros (ARROYO; CONEJO, 2002).

Apesar de apenas substituímos a função objetivo no problema de despacho do dia seguinte, o paradigma de mercado do dia seguinte é bastante diferente do paradigma adotado no ambiente regulado. No ambiente de mercado, o operador não está diretamente preocupado com os custos de produção, mas com o preço da energia para o consumidor, ou seja, os custos são bancados pelas companhias geradoras, e o que importa é a oferta que estas companhias fornecem no leilão do dia seguinte. Além disso, a concorrência também

se estabelece pelo lado da demanda, já que os consumidores/atacadistas também fornecem lances, e portanto competem pela energia, no leilão.

Grande parte dos leilões do dia seguinte são formulados com discretização horária ou a cada 30 minutos. Geralmente, no leilão do dia seguinte os produtores/consumidores de energia podem apresentar vários blocos de ofertas/lances para cada intervalo de discretização do problema. Cada bloco de ofertas/lances é composto por uma quantidade de energia ( $MW$ ) a ser vendida/comprada e o valor correspondente do preço de venda/compra da energia em ( $\$/MW$ ), conforme exemplo da Figura 11. Destaca-se que esse conjunto de ofertas/lances pode ser diferente a cada hora ou a cada 30 minutos, dependendo da discretização do mercado. As ofertas/lances são fornecidas ao leilão de energia e processadas pelo OM que calcula o ponto de equilíbrio do mercado, por meio de um modelo de leilão. Cada bloco pode ser despachado parcialmente ou integralmente, sendo que, em geral, os mercados convencionam que, caso o gerador/consumidor seja programado na solução do problema, então o primeiro bloco deve ser integralmente despachado.

Figura 11 – Exemplo de Ofertas/Lances em Blocos de Energia Dados em MW e  $\$/MW$ .



### 5.3 Modelos de Leilão em Mercados de Futuros

A ideia central deste trabalho consiste em propor um modelo para mercados de futuros de energia que seja também operado pelo OIS/OM, em que a energia seja

comercializada em períodos futuros, de modo a introduzir a competição também no horizonte de médio prazo. Os mercados de futuro têm como objetivo a comercialização de um determinado bem em períodos de tempo futuro, por meio dos chamados contratos de futuros.

O contrato de futuros (ou simplesmente, futuros), é um acordo legal, feito em algum ambiente de mercado organizado, de compra e venda de um bem, (tal como uma *commodity* física ou um instrumento financeiro) que deve ser entregue em uma data futura especificada e a um preço pré-determinado. Alguns contratos de futuros podem ser liquidados somente pela entrega física do bem negociado, enquanto que outros podem ser liquidados em dinheiro.

Contratos de futuros podem ser utilizados como uma forma de proteção contra variações de preços de um determinado bem no tempo. Para uma melhor compreensão da mecânica de um mercado de futuros, seja o exemplo: um produtor de óleo planeja produzir 1 milhão de barris para ser entregue em uma ano. Suponha que o preço do barril no mercado de hoje esteja em \$ 50,00(dólares americanos - USD). Uma opção seria o produtor arriscar, produzir o óleo e, então, vendê-lo ao preço do barril no futuro (cujo valor futuro ele não tem muita ideia). Dada a volatilidade do preço do barril, o preço poderia estar em qualquer nível no futuro. Ao invés de assumir os riscos, o produtor poderia fixar o preço do barril em um valor conveniente, fazendo um contrato de futuros. Suponha que o contrato seja fechado ao preço de \$ 53,00(USD) o barril, então o produtor necessitará entregar 1 milhão de barris e deverá receber exatamente \$ 53,00(USD) pelo barril, independentemente do preço do barril no futuro. Assim, os mercados de futuros são importantes, pois garantem uma proteção financeira contra flutuações que podem ocorrer com frequência no mercado *pool*.

Neste trabalho, propõe-se um ambiente de mercado de futuros de energia em que os contratos de futuros são estabelecidos por meio de leilões de energia organizados pelo OM, de forma análoga ao que ocorre nos mercados de curto prazo. Nesse ambiente de mercados de futuros de energia, as companhias geradoras e consumidores/atacadistas devem fornecer suas ofertas e lances, respectivamente, e os preços de equilíbrio e os despachos de geração futuros serão estabelecidos por um modelo de leilão de médio prazo, denominado de PEMPL. Este PEMPL tem como objetivo a maximização da função de bem comum de médio prazo, sujeito ao atendimento das restrições físicas e operativas do sistema de geração hidrotérmico. Tais restrições, a serem introduzidas no modelo de leilão, são basicamente as

mesmas já utilizadas em modelos de PEC, de modo a preservar a segurança operativa do sistema. Entretanto, são adicionadas novas restrições relacionadas ao mercado de futuros, conforme discutido neste capítulo.

O modelo de PEMPL proposto é descrito em detalhes nas Seções de 5.4 a 5.7. A nomenclatura adotada no modelo é descrita na Seção 5.4. A função objetivo de bem comum é descrita na Seção 5.5. As restrições do modelo são descritas na Seção 5.6. O modelo matemático completo é fornecido na Seção 5.7.

#### 5.4 Nomenclatura do Modelo

A nomenclatura já adotada na Seção 4.2, do Capítulo 4, também é utilizada para a descrição do modelo PEMPL proposto, com pequenas alterações e complementos, de modo a facilitar a comparações dos modelos, e também pelo fato de que algumas restrições operativas básicas são as mesmas do modelo de PEC.

Tabela 7 – Índices do Modelo de PEMPL

Índice	Descrição
$\omega$	Índice que identifica o cenário de vazões incrementais.
$i$	Índice que identifica a UHE.
$j$	Índice que identifica a UTE.
$t$	Índice que identifica o período.
$n$	Índice que identifica a UHE à montante da UHE $i$ .
min	Índice que limita a variável em seu valor mínimo permitido.
max	Índice que limita a variável em seu valor máximo permitido.

Tabela 8 – Dados do Modelo de PEMPL

<b>Dado</b>	<b>Descrição</b>
$\tau$	Constante que representa o fator de conversão de vazão ( $m^3/s$ ) para volume ( $hm^3$ ).
$\pi(\omega)$	Probabilidade de ocorrência do cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$R_{i,t}(\omega)$	Previsão de vazão incremental ao reservatório da UHE $i$ , no instante $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$\eta_i$	Coefficiente linear de produtividade da UHE $i$ .
$BD_t$	Quantidade de blocos de lances de consumidores para cada instante $t$ .
$\lambda D_{bD,t}$	Preço da energia demandada pelos consumidores em cada bloco $bD$ , em cada instante $t$ .
$PD_{bD,t}$	Potência demandada pelos consumidores em cada bloco $bD$ , em cada instante $t$ .
$BH_t$	Quantidade de blocos de lances de UHEs para cada instante $t$ .
$\lambda H_{bH,i,t}$	Preço da energia oferecida pela UHE $i$ , no bloco $bH$ , em cada instante $t$ .
$PH_{bH,i,t}$	Potência oferecida pela UHE $i$ , no bloco $bH$ , em cada instante $t$ .
$BJ_t$	Quantidade de blocos de lances da UTE para cada instante $t$ .
$\lambda J_{bJ,j,t}$	Preço da energia oferecida pela UTE $j$ , no bloco $bJ$ , em cada instante $t$ .
$PJ_{bJ,j,t}$	Potência ofertada pela UTE $j$ , no bloco $bJ$ , em cada instante $t$ .

Tabela 9 – Variáveis do Modelo de PEMPL

Variável	Descrição
$v_{i,t}(\omega)$	Volume armazenado no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$q_{i,t}(\omega)$	Vazão turbinada no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$s_{i,t}(\omega)$	Vazão vertida no reservatório da UHE $i$ , no período $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$u_{i,t}(\omega)$	Vazão total defluente da UHE $i$ , no instante $t$ , para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$pcn_{bD,t}(\omega)$	Potência aceita para consumo, no bloco $bD$ , para cada instante $t$ , para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$pc_t(\omega)$	Potência total a ser consumida no instante $t$ para o cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$phn_{bH,i,t}(\omega)$	Potência aceita para produção em cada UHE $i$ , no bloco $bH$ , para cada instante $t$ , para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$ph_{i,t}(\omega)$	Potência total aceita para produção em cada UHE $i$ , para cada instante $t$ , para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$pjn_{bJ,j,t}(\omega)$	Potência aceita para produção em cada UTE $j$ , no bloco $bJ$ , para cada instante $t$ , para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$pj_{j,t}(\omega)$	Potência total aceita para produção em cada UTE $j$ , para cada instante $t$ , para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.
$\mu_{j,t}(\omega)$	Variável binária que representa se a UTE $j$ é ou não despachada para cada instante $t$ e para cada cenário $\omega$ de vazões incrementais.

Tabela 10 – Conjuntos do Modelo de PEMPL

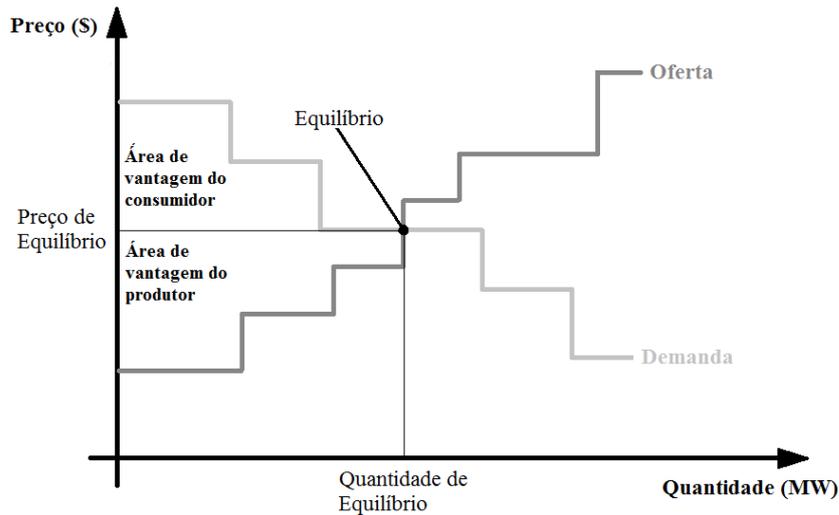
Conjunto	Descrição
$I$	Conjunto de UHEs.
$N_i$	Conjunto de UHEs imediatamente à montante da UHE $i$ .
$J$	Conjunto das UTEs.
$T$	Conjunto de períodos da simulação.
$\Omega$	Conjunto de cenários de vazões incrementais.

### 5.5 A Função Objetivo do Leilão de Energia

A função objetivo do modelo PEMPL proposto é a função de bem comum. Essa função busca o equilíbrio entre as ofertas das companhias geradoras e os lances dos consumidores/atacadistas. Em geral, a expectativa do produtor é a de que o preço de venda de energia (ou de qualquer outro bem negociável) aumente à medida que o montante energia também aumente. Assim, a curva de expectativa de oferta de energia é uma curva ascendente, conforme apresentado na Figura 12. Por outro lado, a expectativa do consumidor/atacadista é a de que o preço de venda de energia diminua à medida que o montante energia comprada aumente, o que também é apresentado na curva de demanda na Figura 12. A intersecção entre essas duas expectativas é denominado de ponto de equilíbrio de mercado, no qual se define o preço e a quantidade de equilíbrio, conforme também apresentado na Figura 12. Nota-se que o ponto de equilíbrio com quantidades de energia (eixo x) inferiores à quantidade de equilíbrio correspondem a situações de mercado em que tanto as expectativas do produtor quanto as do gerador são supridas. A área inferior em que o produtor tem suas expectativas supridas (área de vantagem do produtor), é denominada de excedente de produção e a área superior em que o consumidor tem suas expectativas supridas (área de vantagem do consumidor), é denominada de excedente de consumo (NICHOLSON; SNYDER, 2016). A soma dos excedentes de produção e consumo é denominada de bem comum. O objetivo dos modelos de leilão consiste em maximizar estas áreas para cada bloco de lances e cada período de tempo do problema.

No modelo de leilão, a quantidade de equilíbrio de mercado corresponde ao despacho de geração do sistema, enquanto o preço de equilíbrio corresponde ao valor pelo qual as empresas geradoras serão remuneradas, que deve ser o mesmo valor pago pelos consumidores.

Figura 12 – Gráfico de equilíbrio de mercado (Bem Comum)



Fonte: Adaptado de Arroyo e Conejo (2002)

Matematicamente, a função de bem comum é descrita conforme (30), em que o primeiro termo está associado aos blocos de lances dos consumidores em cada período e, o segundo e terceiro termos estão associados aos blocos de ofertas dos produtores hidrelétricos e termelétricos, respectivamente, em cada período:

$$\begin{aligned}
 \text{Maximizar} \quad & \sum_{\omega} \pi(\omega) * \left[ \sum_{bD}^{BD_t} \sum_t^T p c n_{bD,t}(\omega) * \lambda D_{bD,t} - \sum_{bH}^{BH_t} \sum_i^I \sum_t^T p h n_{bH,i,t}(\omega) * \lambda H_{bH,i,t} + \right. \\
 & \left. - \sum_{bJ}^{BJ_t} \sum_j^J \sum_t^T p j n_{bJ,j,t}(\omega) * \lambda J_{bJ,j,t} \right]
 \end{aligned} \tag{30}$$

Como o problema é de maximização da diferença, os consumidores que fornecerem os lances com maior preço de compra, no leilão, terão maior oportunidade de efetivarem sua compra, enquanto que os produtores que oferecerem as ofertas com menor preço de venda (em virtude do sinal negativo) terão maior oportunidade de efetivarem sua venda. Ofertas ou lances muito ruins podem fazer com que produtores e consumidores não sejam contemplados.

## 5.6 Restrições do Modelo

### 5.6.1 Restrições de Valores Máximos Aceitos

No modelo de leilão, os participantes apresentam os lances/ofertas em blocos, que têm uma quantidade definida. Devem ser definidas as restrições de despacho máximo de consumo e de geração de energia e as equações (31), (32) e (33) garantem que os valores aceitos após o leilão sempre sejam menores ou iguais ao valor máximo ofertado, tanto para os consumidores, quanto para as UHEs e/ou UTEs, para todos os blocos e períodos de simulação, e em todos os cenários.

$$pcn_{bD,t}(\omega) \leq PD_{bD,t}, \quad \forall bD = 1, \dots, BD_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (31)$$

$$phn_{bH,i,t}(\omega) \leq PH_{bH,i,t}, \quad \forall bH = 1, \dots, BH_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (32)$$

$$pjn_{bJ,j,t}(\omega) \leq \mu_{j,t}(\omega) * PJ_{bJ,j,t}, \quad \forall bJ = 1, \dots, BJ_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (33)$$

### 5.6.2 Restrição de Totalização dos Valores Aceitos em Cada Período

Para facilitar a análise de todos valores aceitos no despacho, independentemente dos lances apresentados no início do leilão, definem-se variáveis totalizadoras como sendo o total de energia aceita em todos os blocos para um determinado período  $t$  dadas respectivamente por:  $pc_t(\omega)$  para consumo,  $ph_{i,t}(\omega)$  para produção hidrelétrica e  $pj_{j,t}(\omega)$  para a produção termelétrica em cada período, as quais respectivamente são definidas em (34) a (36):

$$pc_t(\omega) = \sum_{bD}^{BD_t} pcn_{bD,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (34)$$

$$ph_{i,t}(\omega) = \sum_{bH}^{BH_t} phn_{bH,i,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (35)$$

$$pj_{j,t}(\omega) = \sum_{bJ}^{BJ_t} pjn_{bJ,j,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (36)$$

### 5.6.3 Restrição de Atendimento à Demanda

Sabe-se que o objetivo do modelo de leilão não é atender a toda demanda por energia, mas sim encontrar o equilíbrio de mercado entre a expectativa de consumo e a expectativa de venda do produto, limitados a um preço aceitável, por isso esta restrição não significa que a produção de energia será igual ao valor total demandado pelo sistema.

A restrição (37) apresentada nesta seção, obriga que ao final do equilíbrio de mercado, a quantidade de energia a ser consumida seja igual à quantidade de energia a ser produzida (que é a soma entre a produção hidrelétrica e a produção termelétrica).

$$pc_t(\omega) = \sum_{i \in I} ph_{i,t}(\omega) + \sum_{j \in J} pj_{j,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (37)$$

### 5.6.4 Restrição de Produção Mínima

Os custos operacionais de partida de unidades geradoras é uma informação conhecida pelos produtores de energia elétrica e estes custos são calculados por meio do conhecimento do preço de manutenção dos equipamentos que são manobrados a cada partida e parada do equipamento. Um exemplo destes equipamentos para turbinas térmicas ou hidráulicas são os disjuntores, pois a cada partida ou parada eles devem ser manobrados e, após uma quantidade de manobras especificada pelo fabricante, estes equipamentos devem passar por manutenção.

Sabendo que existem custos para partir suas unidades geradoras, um produtor de energia elétrica deve declarar estes valores para garantir que ele será remunerado de forma suficiente para cobrir seus custos e ainda obter lucro com a operação comercial. Neste modelo, o termo da direita das restrições (38) e (39) garantem que a produção de energia mínima de cada usina seja igual ao primeiro bloco de lances ou que a geração daquela usina seja totalmente rejeitada.

$$PH_{1,i,t} \leq ph_{i,t}(\omega) \leq \sum_{bH}^{BH_t} PH_{bH,i,t}, \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (38)$$

$$PJ_{1,j,t} * \mu_{j,t}(\omega) \leq pj_{j,t}(\omega) \leq \sum_{bJ}^{BJ_t} PJ_{bJ,j,t}, \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (39)$$

Desta forma, o produtor de energia somente é despachado se o primeiro lance/oferta for totalmente aceito. Em geral, é na primeira oferta que os produtores de energia embutem seus custos de partida de unidades geradoras e demais custos operacionais de manutenção da usina. Caso a primeira oferta de uma usina não seja aceita, significa que esta usina não foi contemplada no leilão, e não deverá gerar energia naquele período.

O termo da direita das restrições (38) e (39) limita as produções máximas hidrelétrica e termelétrica, respectivamente, à soma dos blocos de ofertas fornecidas em cada período do leilão.

### 5.6.5 Variável Binária $\mu_{j,t}(\omega)$

Para o caso das restrições de UTEs apresentadas nas seções 5.6.1 e 5.6.4, utilizou-se a variável binária  $\mu_{j,t}(\omega)$  que controla se a UTE  $j$  será despachada ou desligada durante o período  $t$ . Esta variável é utilizada para facilitar a contabilização da necessidade do despacho termelétrico em cada período do leilão.

$$\mu_{j,t}(\omega) \in \{0, 1\}, \quad \forall j = 1, \dots, J, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (40)$$

## 5.7 Modelo Matemático Completo de Leilão de Energia

Nesta seção, apresenta-se o modelo matemático para o planejamento energético por leilão de energia desenvolvido neste trabalho e utilizado para as simulações e resultados a serem discutidos no Capítulo 6. As restrições de (42) a (51) têm relação com a estrutura do modelo de leilão adotado e foram descritas nas seções anteriores deste capítulo. Além das restrições associadas ao leilão, o modelo também utiliza as restrições hidráulicas (52) a (59), já apresentadas para o modelo de PEC descrito no Capítulo 4, de modo a representar todos os aspectos físicos e operacionais envolvidos no problema de planejamento.

$$\begin{aligned} \text{Maximizar} \quad & \sum_{\omega} \pi(\omega) * \left[ \sum_{bD}^{BD_t} \sum_t^T pcn_{bD,t}(\omega) * \lambda D_{bD,t} - \sum_{bH}^{BH_t} \sum_i^I \sum_t^T phn_{bH,i,t}(\omega) * \lambda H_{bH,i,t} + \right. \\ & \left. - \sum_{bJ}^{BJ_t} \sum_j^J \sum_t^T pjn_{bJ,j,t}(\omega) * \lambda J_{bJ,j,t} \right] \end{aligned} \quad (41)$$

s. a:

$$pcn_{bD,t}(\omega) \leq PD_{bD,t}, \quad \forall bD = 1, \dots, BD_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (42)$$

$$pc_t(\omega) = \sum_{bD}^{BD_t} pcn_{bD,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (43)$$

$$pc_t(\omega) = \sum_i^I ph_{i,t}(\omega) + \sum_j^J pj_{j,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (44)$$

$$PH_{1,i,t} \leq ph_{i,t}(\omega) \leq \sum_{bH}^{BH_t} PH_{bH,i,t}, \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (45)$$

$$ph_{i,t}(\omega) = \sum_{bH}^{BH_t} phn_{bH,i,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (46)$$

$$phn_{bH,i,t}(\omega) \leq PH_{bH,i,t}, \quad \forall bH = 1, \dots, BH_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (47)$$

$$PJ_{1,j,t} * \mu_{j,t}(\omega) \leq pj_{j,t}(\omega) \leq \sum_{bJ}^{BJ_t} PJ_{bJ,j,t}, \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (48)$$

$$pj_{j,t}(\omega) = \sum_{bJ}^{BJ_t} pjn_{bJ,j,t}(\omega), \quad \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (49)$$

$$pjn_{bJ,j,t}(\omega) \leq \mu_{j,t}(\omega) * PJ_{bJ,j,t}, \quad \forall bJ = 1, \dots, BJ_t, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (50)$$

$$\mu_{j,t}(\omega) \in \{0, 1\}, \quad \forall j = 1, \dots, J, \forall t = 1, \dots, T, \forall \omega \in \Omega \quad (51)$$

$$v_{i,t}(\omega) = v_{i,t-1}(\omega) + \tau * \left\{ R_{i,t}(\omega) - q_{i,t}(\omega) - s_{i,t}(\omega) + \sum_{n \in N_i} [q_{n,t}(\omega) + s_{n,t}(\omega)] \right\}, \quad (52)$$

$$\forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega$$

$$ph_{i,t}(\omega) = \eta_i * q_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (53)$$

$$u_{i,t}(\omega) = q_{i,t}(\omega) + s_{i,t}(\omega), \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (54)$$

$$Q_i^{\min} \leq q_{i,t}(\omega) \leq Q_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (55)$$

$$U_i^{\min} \leq u_{i,t}(\omega) \leq U_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (56)$$

$$V_i^{\min} \leq v_{i,t}(\omega) \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (57)$$

$$v_{i,52}(\omega) \geq V_i^{\min} + 0,9 (V_i^{\max} - V_i^{\min}), \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (58)$$

$$s_{i,t}(\omega) \geq 0, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (59)$$

Verifica-se que o modelo PEMPL proposto é formulado como um problema de programação determinístico equivalente, linear inteiro-misto.

Como este trabalho não tem como objetivo a implementação de métodos computacionais, mas a definição de um novo modelo de planejamento de geração de médio prazo, a metodologia de solução adotada para os problemas de planejamento aqui investigados é descrita no Apêndice A. Neste apêndice, descrevem-se, as principais passos na formulação de problemas de programação otimização e como os modelos apresentados neste trabalho foram simulados. No Capítulo 6, os dois modelos de planejamento, o PEC descrito no Capítulo 4, e o PEMPL descrito neste capítulo, são comparados e avaliados para um ambiente de mercados de energia.

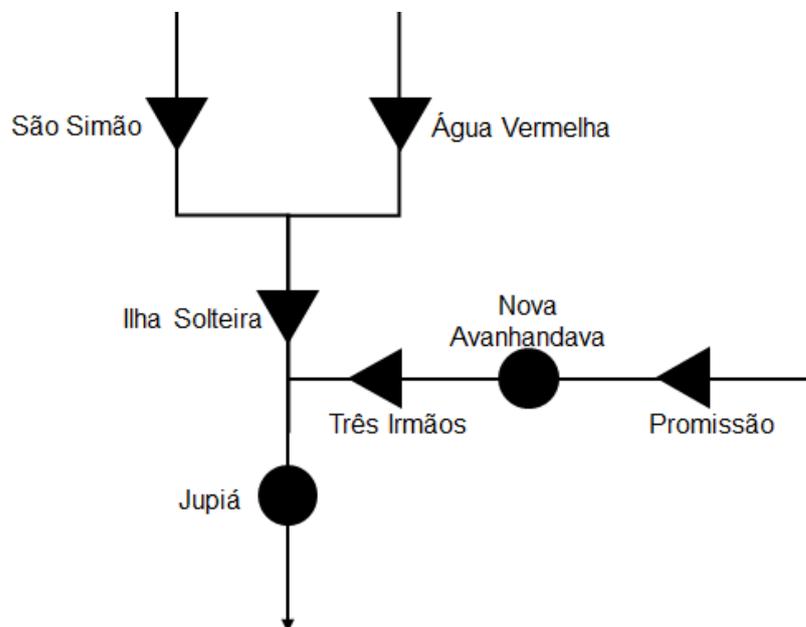
## 6 Caso Simulado e Resultados

### 6.1 Introdução

Nas simulações apresentadas neste capítulo, utilizou-se parte das UHEs localizadas na bacia hidrográfica do rio Paraná no Brasil, com sete hidrelétricas e diferentes configurações de cascata, de forma a comparar as soluções obtidas pelo modelo de Planejamento Energético Centralizado (PEC) e pelo modelo de Planejamento Energético de Médio Prazo por Leilão (PEMPL).

As UHEs de São Simão (SSI), Água Vermelha (AGV), Ilha Solteira (ILS), Promissão (PRO) e Três Irmãos (TRI) são do tipo de acumulação, que regularizam a vazão do rio durante os períodos mais secos do ano e são representadas na Figura 13 por triângulos. Já as UHEs de Nova Avanhandava (NAV) e Jupia (JUP) são do tipo fio d'água e dependem quase que exclusivamente da vazão de saída das UHEs localizadas à montante para receber água para produção de energia, estas são representadas na Figura 13 por círculos. Nesta figura, também está representado o sentido de fluxo da água pela cascata.

Figura 13 – Usinas Hidrelétricas da Bacia do Paraná



Fonte: Adaptado de ONS (2016a)

O horizonte de estudo das simulações apresentadas nesta seção é anual, com discretização semanal, sempre se iniciando na primeira semana de Abril e finalizando na última semana de Março do ano seguinte, pois é ao final de Março que os reservatórios

da região estudada costumam estar cheios. Desta forma, as simulações se iniciam em  $t = 1$  e finalizam-se em  $t = 52$ ; em  $t = 0$ , dado necessário para o balanço hidráulico, considera-se que os reservatórios de regularização estão com 90% do seu armazenamento cheios. Para garantir uma melhor visualização dos dados de entrada e resultados das simulações, as informações foram agregadas mês a mês, aplicando-se a média simples. A Tabela 11 apresenta como as semanas foram agregadas mês a mês.

Tabela 11 – Quantidade de semanas mês a mês

Mês	Quantidade de semanas	Período de simulação
Abril	4	t=1,2,3,4
Maio	5	t=5,6,7,8,9
Junho	4	t=10,11,12,13
Julho	4	t=14,15,16,17
Agosto	5	t=18,19,20,21,22
Setembro	4	t=23,24,25,26
Outubro	5	t=27,28,29,30,31
Novembro	4	t=32,33,34,35
Dezembro	4	t=36,37,38,39
Janeiro	5	t=40,41,42,43,44
Fevereiro	4	t=45,46,47,48
Março	4	t=49,50,51 e 52

## 6.2 Dados do Caso Simulado

Como se observa nas notações e equações dos problemas de PEC e PEMPL apresentados nos Capítulos 4 e 5, alguns dados do problema são pré-estabelecidos, enquanto que as variáveis de decisão são calculadas pelos modelos. Para esta simulação, os dados das UHEs foram retirados do *site* do OIS brasileiro, ONS (2016a), fazendo com que os resultados da simulação sejam próximos à realidade. Já os dados referentes aos custos de usinas termelétrica, ofertas de geração e lances de consumo, como quantidades e preços de energia elétrica, utilizados no modelo de leilão, são fictícios, já que o PEMPL é proposto neste trabalho e não existem dados reais do sistema brasileiro para o caso em análise.

### 6.2.1 Potência Instalada

A potência instalada das UHEs é mostrada na Tabela 12, que somadas, possuem potência total de 9520,3MW. Estes valores de potência instalada por UHE são utilizados para restringir a produção máxima das hidrelétricas.

Tabela 12 – Potência Instalada das UHEs

<b>UHE</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>
AGV	1396,2
SSI	1710
ILS	3444
PRO	264
NAV	347,4
TRI	807,5
JUP	1551,2

Conforme detalhado na descrição do modelo de PEC e em suas restrições, apresentadas no Capítulo 4, a produção termelétrica deve sempre complementar a necessidade de geração de energia de forma a atender à demanda do consumidor. Assim, é necessário definir UTEs e suas potências máximas.

Para este trabalho foram definidas três UTEs fictícias, com o objetivo de mostrar o comportamento do despacho termelétrico em cada um dos modelos estudados. As potências instaladas destas termelétricas foram adotadas de forma a garantir que a potência disponível não será um limitante para o atendimento à demanda.

Tabela 13 – Potência Instalada das UTEs

<b>UTE</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>
TERM1	1980
TERM2	2700
TERM3	6200

No Brasil, não existem usinas nucleares e UTEs movidas à carvão, gás natural ou óleo diesel com potência instalada comparáveis às UTEs TERM1, TERM2 e TERM3 apresentadas na Tabela 13. Entretanto, é possível comparar grupos de usinas reais a estas UTEs fictícias.

As usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, com potências instaladas de  $640MW$  e  $1350MW$  respectivamente, têm potência equivalente à UTE fictícia TERM1. As UTEs Jorge Lacerda I e II, III e IV ( $857MW$ ), Presidente Médice A/B( $446MW$ ) e Porto Pecém I e II ( $1085MW$ ), são movidas à carvão, e têm potência instalada total próxima à potência da UTE fictícia TERM2. A UTE fictícia TERM3 pode ser interpretada como uma agregação das seguintes usinas movidas à gás natural: UTE Governador Leonel Brizola ( $1058MW$ ), UTE Santa Cruz ( $1000MW$ ), UTE Mário Lago ( $923MW$ ), UTE Norte Fluminense ( $827MW$ ), UTE Uruguaiana ( $640MW$ ), UTE Termopernambuco ( $533MW$ ), UTE Cuiabá ( $529MWM$ ), UTE Araucária ( $484MW$ ) e UTE Luiz Carlos Prestes ( $386MW$ ).

Em países como a China, o Japão, a Rússia ou os Estados Unidos, onde o uso de fontes não renováveis é mais difundido, é possível citar várias plantas, que sozinhas, possuem capacidades de produção próximas e até maiores que as UTEs simuladas neste trabalho.

### 6.2.2 Volume de Armazenamento

Os volumes armazenados iniciais das usinas do tipo reservatório foram definidos em 90% do armazenamento máximo e existe nos modelos uma restrição para que a simulação finalize com 90% do volume máximo ou mais. Isso garante que sempre no início e no término da simulação, que tem horizonte de planejamento de 12 meses, divididos em 52 semanas, haverá suprimento suficiente para atender à demanda e para os usos múltiplos da água durante os próximos anos.

Na Tabela 14 apresentam-se os limites de volumes mínimos e máximos, a parcela que cada reservatório representa no volume total de todas as usinas e o volume inicial da simulação para cada UHE. Observa-se que para as UHEs do tipo fio d'água o volume máximo e mínimo devem ser iguais, já que não deve haver variação de armazenamento entre os instantes de simulação.

É importante notar que as usinas do tipo fio d'água foram modeladas para depender exclusivamente da vazão de água que chega à usina para gerar energia, sabe-se que na prática não é o que ocorre, principalmente em horizontes diários e horário. Entretanto, para simplificação do modelo e investigação mais aprofundada no comportamento dos reservatórios de regularização da cascata, considera-se que estas usinas não possuem

Tabela 14 – Volumes Máximos e Mínimos das UHEs

UHE	Volume Mínimo ( $hm^3$ )	Volume Máximo ( $hm^3$ )	Parcela do Volume Útil Total (%)	Volume Inicial da Simulação ( $hm^3$ )
AGV	5856	11025	18	10508
SSI	7000	12540	19	11986
ILS	8232	21060	44	19777
PRO	5280	7408	7	7195
NAV	2720	2720	0	2720
TRI	9923	13372	12	13027
JUP	3354	3354	0	3354

variação de volume em seus reservatórios, mesma prática adotada pelo modelo de despacho semanal utilizado pelo ONS.

### 6.2.3 Produção de Energia Hidrelétrica

Também é importante citar que os valores de rendimento das usinas são variáveis de acordo com a queda do reservatório, mas neste trabalho utilizaram-se valores fixos, calculados com o armazenamento médio, da mesma forma que é utilizado no planejamento centralizado do OIS brasileiro. O ONS utiliza dados de produtividade específica, que traduzem o rendimento das turbinas/geradores na utilização da água para produção de energia.

A produtividade específica é medida em  $MW/m^3/s/m$  que apresenta a relação entre produção de energia em  $MW$ , de acordo com a vazão turbinada em  $m^3/s$  e de acordo com a queda entre o nível montante e o nível jusante das UHEs, medido em metros. Sabendo-se a queda efetiva de cada uma das usinas, é possível encontrar o valor de produtividade de cada UHE, dado utilizado neste trabalho e apresentado na Tabela 15.

### 6.2.4 Produção de Energia Termelétrica

A produção de energia termelétrica depende da queima de um combustível para a conversão de energia térmica em energia elétrica. Desta forma, além do custo fixo necessário para gerar a energia termelétrica (que é composto pelos custos de manutenção, mão de

Tabela 15 – Dados de Produtibilidade das UHEs

UHE	Produtibilidade Específica ( $MW/m^3/s/m$ )	Queda Efetiva ( $m$ )	Produtibilidade ( $MW/m^3/s$ )
AGV	0,008829	53,5	0,4723515
SSI	0,009025	70,9	0,6398725
ILS	0,008829	41,5	0,3664035
PRO	0,008829	23,1	0,2039499
NAV	0,008829	27,5	0,2427975
TRI	0,008829	42	0,370818
JUP	0,008731	21,3	0,1859703

Fonte: (ONS, 2016a)

obra e serviços) ainda é necessário comprar o combustível que será utilizado na conversão de energia.

Para os dois modelos simulados foram criadas três usinas termelétricas fictícias e foram determinados os custos de produção, visto que esta informação é utilizada na função objetivo do PEC e na definição de lances de produção no PEMPL. A Tabela 16 apresenta os coeficientes que compõem o custo das UTEs para o PEC. Já os lances das UTEs no PEMPL são apresentados na seção 6.2.8.

Tabela 16 – Coeficientes de Custo das UTEs

UTE	Coeficiente $a_0$ (R\$)	Coeficiente $a_1$ (R\$/MW)	Coeficiente $a_2$ (R\$/ $(MW)^2$ )
TERM1	0	127,98	0,01
TERM2	0	146,85	0,04
TERM3	0	158,15	0,05

Como explicado na seção 4.3, o custo das usinas termelétricas é normalmente modelado por uma função quadrática do tipo  $a_0 + a_1 * pj + a_2 * (pj)^2$ , na qual o coeficiente  $a_0$  apresenta o custo fixo de produção, o coeficiente  $a_1$  é o termo linear do custo e o coeficiente  $a_2$  traduz a perda de eficiência da conversão de combustível em energia elétrica ao atingir valores de geração próximos à potência instalada. Neste trabalho foram utilizados somente os coeficientes  $a_1$  e  $a_2$ , com a utilização de valores fictícios bem ajustados para comparação com o PEMPL que trata o custo em forma de lances.

### 6.2.5 Vazões Afluentes

Complementando as definições feitas em 4.4, a vazão afluente é aquela que chega em um ponto determinado do rio. No caso de UHEs que não se situam na cabeceira de um rio, a sua vazão afluente é composta pela vazão que sai da UHE imediatamente acima e pela vazão incremental no trecho do rio. Desta forma, os dados de entrada dos modelos simulados são as vazões incrementais. Para comparar os resultados dos PEC e do PEMPL é necessário garantir igualdade entre as variáveis estocásticas envolvidas no planejamento da operação, já explicitadas no Capítulo 3. Desta forma, as vazões incrementais simuladas para os dois modelos são as mesmas.

Neste trabalho, foram criados três cenários hidrológicos, equiprováveis, ou seja, cada cenário tem a mesma probabilidade de ocorrência, portanto,  $\pi(\omega) = 0,3333$ ,  $\forall \omega \in \Omega$ . Para definir os valores de vazões incrementais de cada uma das UHEs, utilizou-se os dados disponíveis no site do ONS, que traz as vazões naturais mensais médias de 1931 até 2013, cujos valores médios são conhecidos como Média de Longo Termo de Vazões Afluentes (MLT). As vazões em  $m^3/s$  para 100% da MLT são apresentados na Tabela 17 e compõem o primeiro dos três cenários de vazões incrementais da simulação. Para simplificação das figuras e tabelas, ao longo deste capítulo, somente serão mostrados os resultados para este cenário de 100% da média histórica de vazões; os outros cenários da simulação, que correspondem a 60% e 120% da MLT, podem ser consultados no Apêndice B e os resultados das simulações para estes outros dois cenários podem ser consultados no Apêndice C.

Devido a esta tabela trazer valores de vazões incrementais é perceptível que as vazões das usinas de cabeceira, como PRO, são muito maiores que as vazões da usina que se situa à sua jusante (NAV), pois a vazão afluente de NAV será composta pela vazão defluente de PRO somada à vazão intermediária.

Como os modelos simulados têm discretizações semanais, considerou-se que as semanas dentro de um mesmo mês têm diferentes vazões, mas a média mensal se mantém. Na prática isto pode ser diferente, pois em períodos de chuva, após uma estiagem severa, pode ocorrer um aumento da média mensal devido à chuva de apenas uma das semanas do mês, entretanto, esta suavização das vazões semanais não causa prejuízos para os resultados simulados.

Tabela 17 – Vazões Incrementais 100% da MLT

<b>UHE</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>
AGV	2518	1797	1506	1233	1028	1010
SSI	3229	2110	1651	1327	1082	981
ILS	1037	742	645	553	498	494
PRO	695	554	543	443	384	404
NAV	50	36	37	28	24	24
TRI	73	44	47	39	35	29
JUP	363	310	299	280	277	266

<b>UHE</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>
AGV	1163	1520	2466	3688	3840	3458
SSI	1164	1770	2980	4106	4280	4229
ILS	548	627	837	1169	1304	1318
PRO	473	506	761	1113	1185	1021
NAV	31	34	53	85	95	78
TRI	33	33	39	58	89	90
JUP	273	291	329	415	460	429

### 6.2.6 Vazões Defluentes

As vazões defluentes são correspondentes à quantidade de água que sai da UHE em  $m^3/s$ . Existem restrições ambientais que definem a vazão mínima que deve ser mantida pelas UHEs, garantindo que o fluxo do rio sempre seja mantido, sendo pelas turbinas ou pelos vertedores da usina.

Na Tabela 18 apresentam-se os valores de vazões defluentes mínimas e máximas, de cada UHE, definidas para esta simulação. Os modelos deverão sempre respeitar estas restrições, independentemente dos cenários de vazão afluente e para todo período das simulações.

### 6.2.7 Demanda de Energia e Lances de Consumidores

A energia a ser consumida também é outra variável estocástica que necessita ser fixada para permitir a comparação de desempenho entre os dois modelos. No PEMPL, fixar a demanda, significa que os consumidores devem oferecer lances de compra de energia

Tabela 18 – Vazões defluentes mínimas e máximas

<b>UHE</b>	<b>Vazão Defluente Mínima</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Defluente Máxima</b> ( $m^3/s$ )
AGV	750	10000
SSI	670	10000
ILS	1000	20000
PRO	160	10000
NAV	160	10000
TRI	200	10000
JUP	1000	18000

com valores monetários mais altos que qualquer produtor de energia e isso poderá ser comprovado na tabela de lances dos consumidores, ao final desta seção.

Em alinhamento com o trabalho de Almeida e Conejo (2013), a demanda máxima foi fixada em 90% da soma da potência instalada nas UHEs. Assim, em condições favoráveis é possível atender à demanda somente com geração das UHEs.

Também definiu-se o perfil de carga mensal utilizando-se dos dados históricos disponíveis no site do ONS e apresentados na seção B.2 do Apêndice B deste trabalho. Com este histórico, foi possível definir que o consumo do mês de Fevereiro representaria 90% da potência total das UHEs e os outros meses seguiriam o perfil médio de consumo e traduzidos em  $MW$  médios de potência demandada nas simulações, dentro de cada mês, considerou-se que as semanas possuem consumo médio iguais. A Tabela 19 apresenta o consumo médio mensal definido para este trabalho.

Tabela 19 – Demanda de Energia Simulada ( $MW$ )

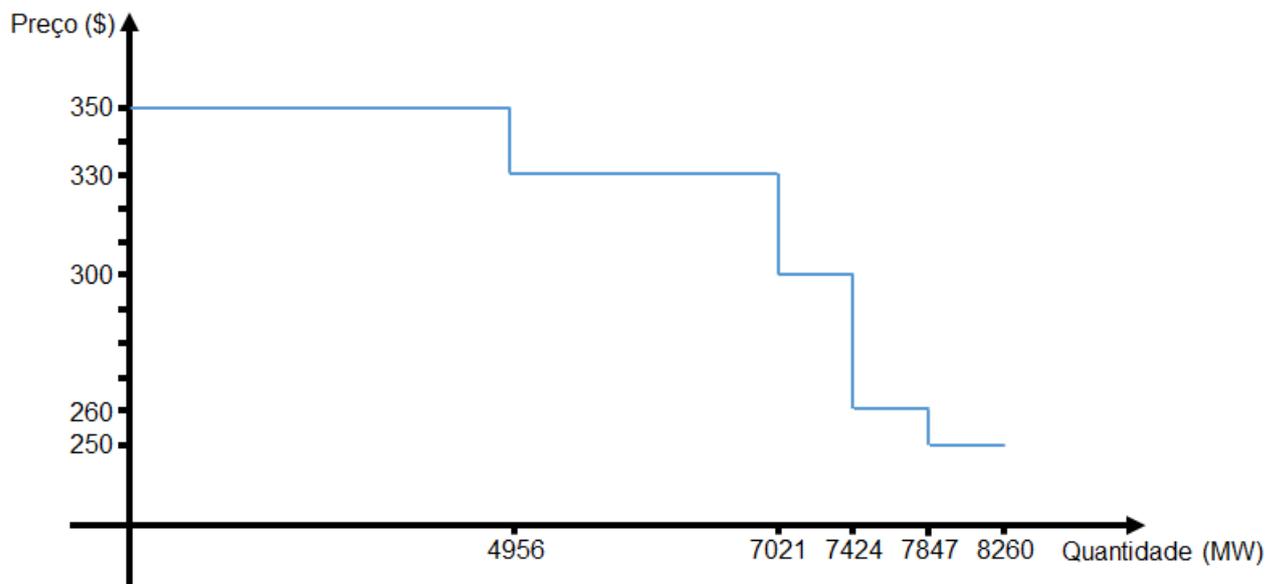
<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>
8260	8038	7944	8001	8174	8238	8377	8503	8435	8320	8568	8514

A Tabela 20 apresenta os lances de consumidores utilizados no modelo de leilão, sendo que a soma dos cinco blocos de lances dos consumidores equivale à demanda utilizada na simulação do PEC. Os blocos de lances apresentados na Tabela 20 são os mesmos para todas as semanas de cada mês sendo que o mês 1 equivale ao primeiro mês de simulação (Abril). A Figura 14 representa graficamente os lances dos consumidores no leilão, em uma das semanas do primeiro mês.

Tabela 20 – Blocos de lances de energia e preços ofertados pelos consumidores.

Mês	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4	Bloco 5
	MW / R\$	MW / R\$	MW / R\$	MW / R\$	MW / R\$
1	4956 / 350	2065 / 330	413 / 300	413 / 260	413 / 250
2	4823 / 350	2009 / 330	402 / 300	402 / 260	402 / 250
3	4766 / 350	1986 / 330	397 / 300	397 / 260	397 / 250
4	4801 / 350	2000 / 330	400 / 300	400 / 260	400 / 250
5	4904 / 350	2043 / 330	409 / 300	409 / 260	409 / 250
6	4943 / 350	2060 / 330	412 / 300	412 / 260	412 / 250
7	5026 / 350	2094 / 330	419 / 300	419 / 260	419 / 250
8	5102 / 350	2126 / 330	425 / 300	425 / 260	425 / 250
9	5061 / 350	2109 / 330	422 / 300	422 / 260	422 / 250
10	4992 / 350	2080 / 330	416 / 300	416 / 260	416 / 250
11	5141 / 350	2142 / 330	428 / 300	428 / 260	428 / 250
12	5108 / 350	2128 / 330	426 / 300	426 / 260	426 / 250

Figura 14 – Gráfico de lances da demanda nas semanas do primeiro mês de simulação.



### 6.2.8 Produção de Energia no Despacho por Leilão

A produção de energia no PEMPL, assim como o consumo de energia, inicia-se pela apresentação de lances, compostos por uma quantidade de energia e seu preço. As UHEs (AGV, SSI, ILS, PRO, NAV, TRI e JUP) oferecem preços de energia mais baixos, enquanto as UTEs (TERM1, TERM2 e TERM3) apresentam preços mais elevados, visto que estes preços refletem os custos dos combustíveis e de manutenção dos equipamentos.

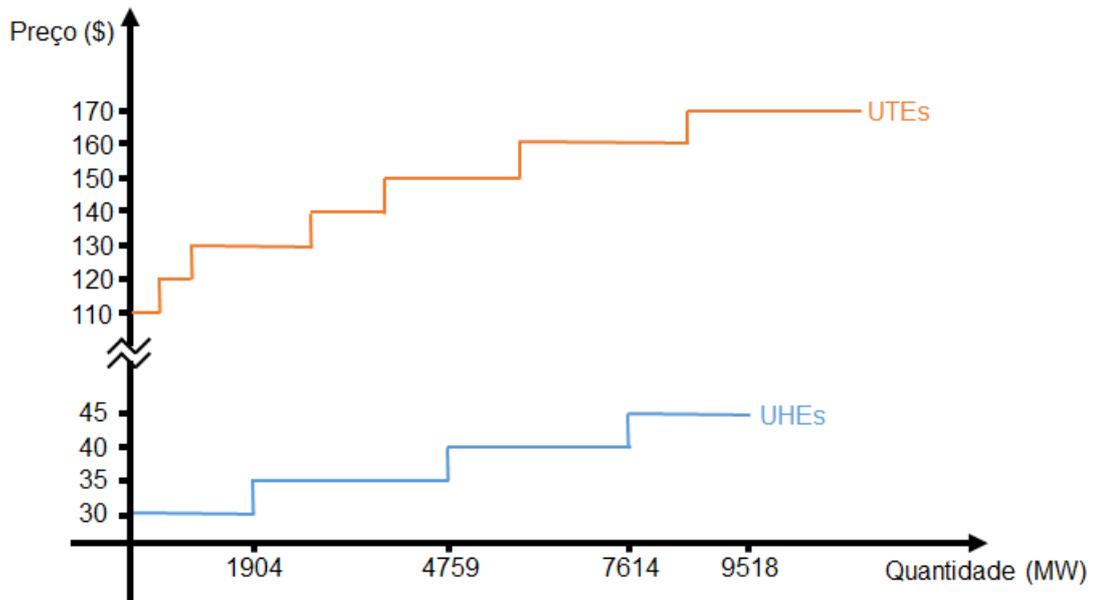
A Tabela 21 apresenta as ofertas das UHEs e UTEs para o primeiro intervalo de simulação  $t = 1$ , ou seja, na primeira semana do primeiro mês. A primeira simulação do modelo foi feita considerando que as ofertas dos produtores, para qualquer  $t$ , são iguais aos valores da Tabela 21.

Tabela 21 – Ofertas dos Produtores para  $t = 1$ .

Usina	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
	MW / R\$	MW / R\$	MW / R\$	MW / R\$
<b>AGV</b>	279 / 30	419 / 35	419 / 40	279 / 45
<b>SSI</b>	342 / 30	513 / 35	513 / 40	342 / 45
<b>ILS</b>	689 / 30	1033 / 35	1033 / 40	689 / 45
<b>PRO</b>	53 / 30	79 / 35	79 / 40	53 / 45
<b>NAV</b>	69 / 30	104 / 35	104 / 40	69 / 45
<b>TRI</b>	162 / 30	242 / 35	242 / 40	162 / 45
<b>JUP</b>	310 / 30	465 / 35	465 / 40	310 / 45
<b>TERM1</b>	300 / 110	450 / 120	580 / 130	650 / 140
<b>TERM2</b>	500 / 130	650 / 140	750 / 150	800 / 160
<b>TERM3</b>	800 / 130	1250 / 150	1650 / 160	2500 / 170

Na seção 6.3, apresenta-se uma simulação com diferentes ofertas das UHEs o que permite analisar como o despacho é alterado quando se alteram preços e quantidades ofertadas no leilão. A Figura 15 traz os dados da Tabela 21 de forma visual, agregando em uma curva todos os lances das UHEs e em outra curva os lances das UTEs.

Figura 15 – Gráfico de ofertas dos geradores para  $t = 1$ .



A junção das Figuras 14 e 15 resulta em um gráfico similar ao apresentado na Figura 12, a qual foi adaptada do trabalho de Arroyo e Conejo (2002). Para garantir que o consumo de energia seja fixo e igual, para fins de comparação entre os modelos PEC e o PEMPL, as curvas deste gráfico não devem se cruzar, e portanto, o preço de equilíbrio será a energia de preço mais elevado que foi aceita no leilão.

Na seção 6.3, serão apresentados os resultados numéricos das simulações ao utilizar os dados de entrada discutidos nas seções 6.2.1 a 6.2.8.

### 6.3 Resultados Numéricos

Nesta seção são apresentados os resultados numéricos para as simulações de médio prazo com os modelos do PEC e PEMPL. Em seguida, os resultados serão comparados e discutidos. Para simplificar o entendimento dos modelos, a quantidade de dados, tabelas e figuras, os resultados apresentados nesta seção equivalem ao cenário 1 de vazões incrementais de forma determinística, ou seja, considera-se que as vazões incrementais já são conhecidas e seus valores são iguais ao cenário 1. Os resultados determinísticos para os cenários 2 e 3 serão apresentados em forma de tabelas no Apêndice C deste trabalho. A simulação estocástica, derivada da probabilidade de ocorrência de cada cenário será explorada na seção 6.3.5.

O computador utilizado para simulação dos modelos foi um notebook com sistema operacional Windows 10 de 64bits, com processador i5-4200U de frequência 1,60 GHz e 8GB de memória RAM instalada. Neste computador, o tempo para simulação do PEC no *software* GAMS, com pacote de solução CPLEX, foi de apenas 0,156 segundos e uma solução ótima encontrada. Para simulação do PEMPL no *software* GAMS, com pacote de solução CPLEX, o tempo utilizado foi de 1,203 segundos encontrando uma única solução ótima, após realizar 11778 iterações.

#### 6.3.1 Planejamento Energético Centralizado

O PEC visa prioritariamente a geração hidrelétrica e somente despacha UTEs quando seus custos são mais baratos quando comparados ao custo de operação das

hidrelétricas. Desta forma, o volume de água armazenado nas UHEs pode ser usado como forma de validar este modelo.

As Figuras 16, 17, 18, 19 e 21 apresentam os volumes das UHEs que possuem reservatório de regularização, para o horizonte de estudo. Já as Figuras 20 e 22, mostram que as UHEs JUP e NAV não têm variação de volume durante o horizonte estudado, pois operam seus reservatórios a fio d'água. Nestas mesmas figuras também apresentam-se os valores de geração despachado em cada intervalo de simulação. Pode-se observar que nos meses mais secos do ano (Julho, Agosto, Setembro, Outubro e Novembro) os reservatórios das UHEs estão mais vazios, e logo no início da simulação a geração já está reduzida, pois as vazões incrementais apresentam diminuição. Nas figuras, os meses mais secos são identificados pelos intervalos semanais de simulação  $t = 14$  a  $t = 35$ .

Figura 16 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE AGV no PEC.

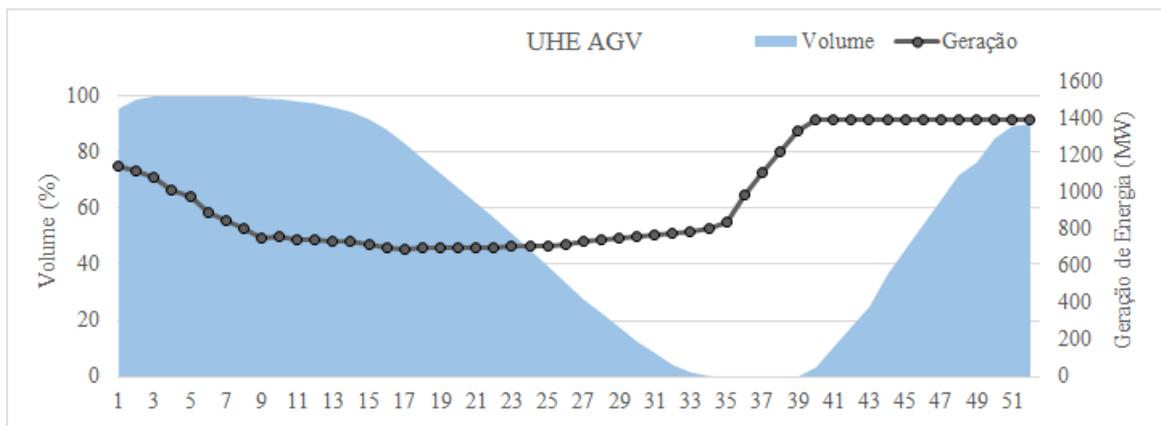
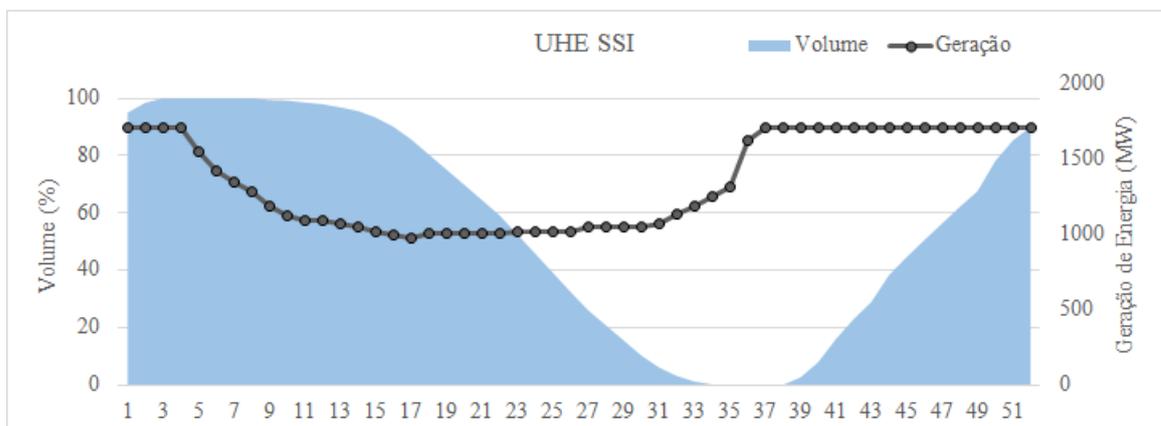


Figura 17 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE SSI no PEC.



Para estas duas UHEs, entre os intervalos  $t = 14$  e  $t = 31$ , o volume armazenado não é baixo, entretanto o resultado da simulação preserva o volume armazenado através da minimização da geração de energia em vários momentos.

Figura 18 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE ILS no PEC.

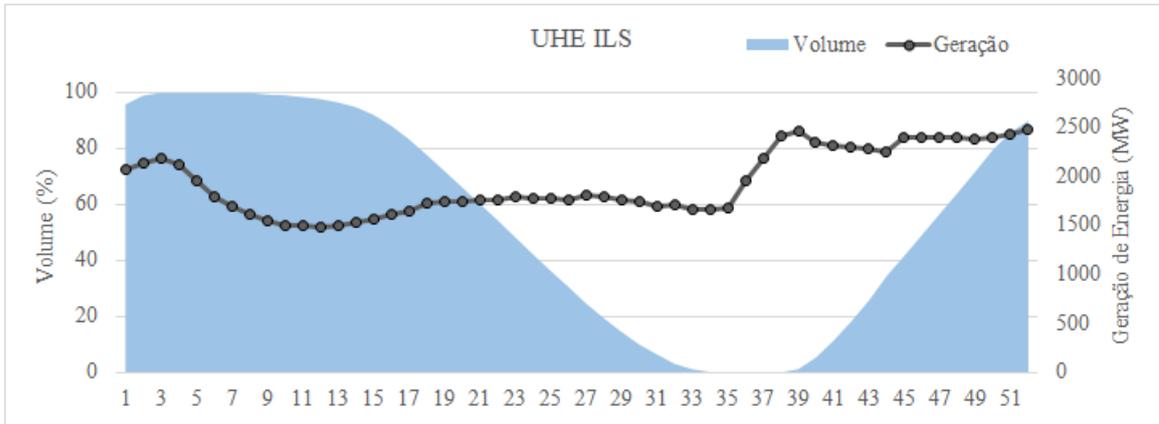


Figura 19 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE PRO no PEC.

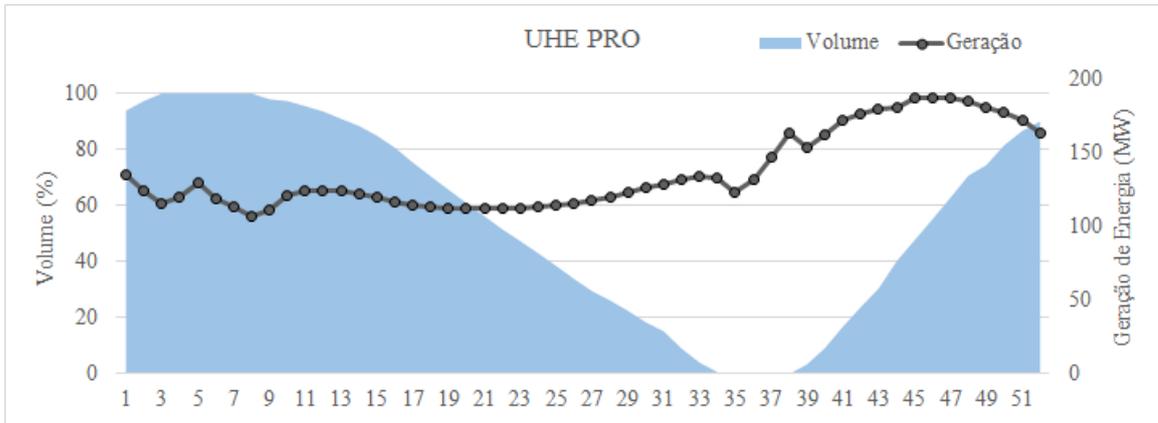
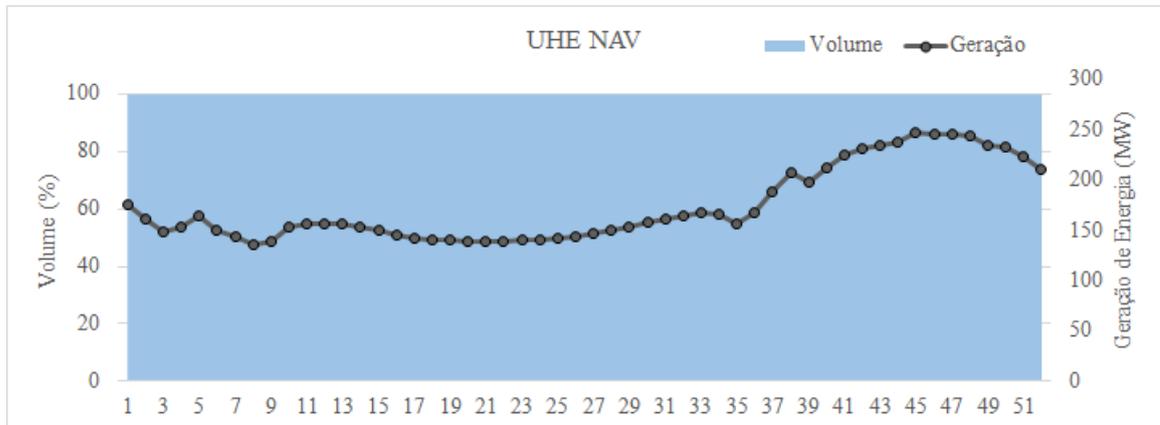


Figura 20 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE NAV no PEC.



A observação do perfil de geração de energia das UHEs à fio d'água mostra que elas acompanham as gerações das UHEs do tipo reservatório de regularização que se encontra à montante, pois elas possuem um reservatório muito pequeno e não conseguem regularizar sua a geração; o par formado pela UHE PRO e pela UHE NAV comprovam esta observação.

Figura 21 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE TRI no PEC.

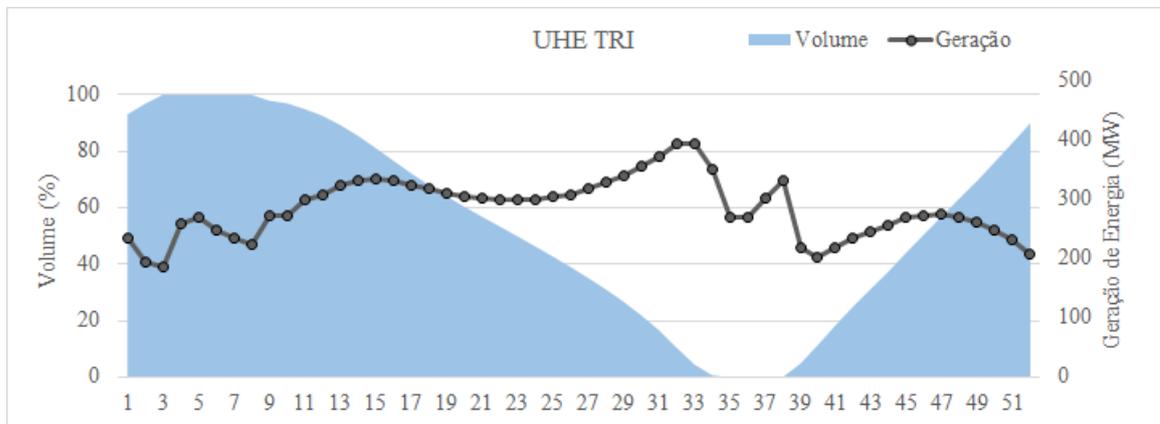
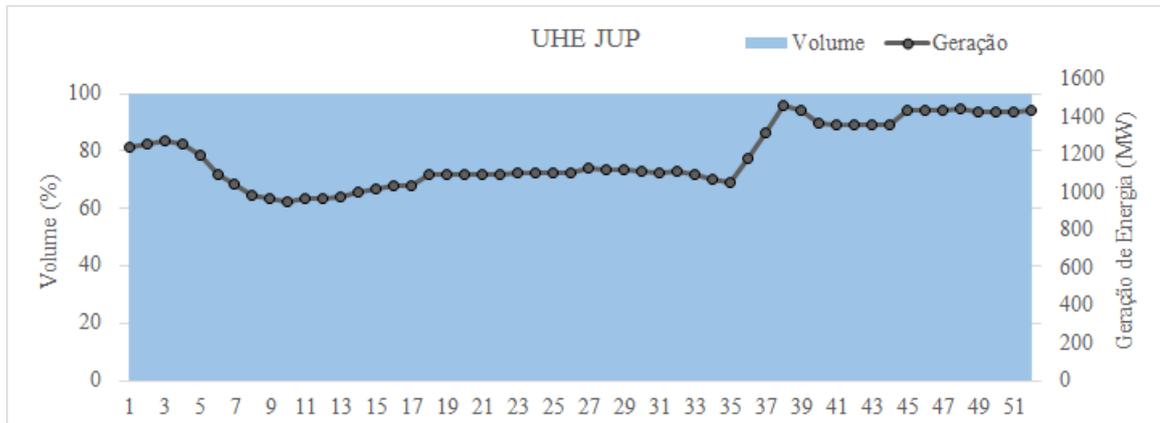
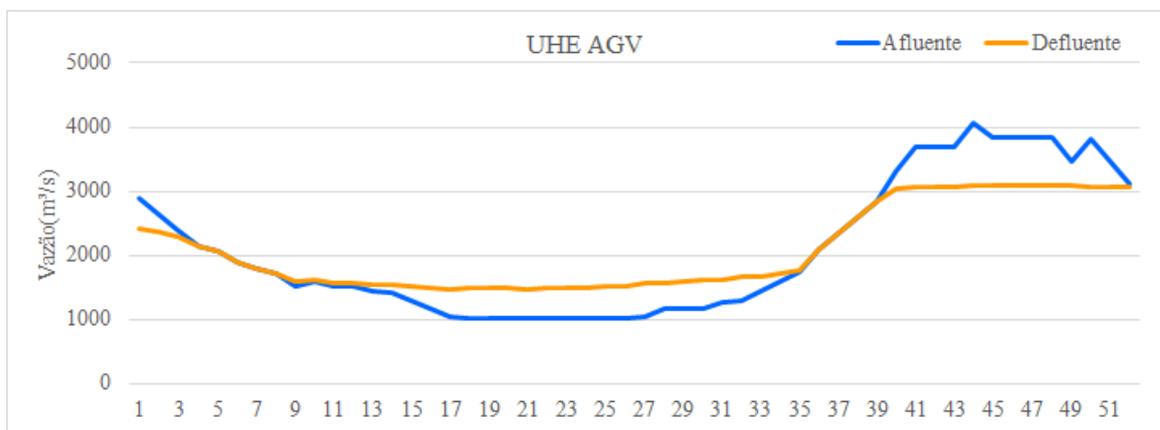


Figura 22 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE JUP no PEC.



De modo a comprovar o balanço hidráulico das UHEs, apresenta-se nas Figuras 23, 24 e 25 a comparação entre vazão afluente e vazão defluente das UHEs AGV, SSI e PRO, que são as cabeceiras do rio nesta simulação, ou seja, são usinas que não têm suas vazões afluentes influenciadas por vazões defluentes de outras UHEs.

Figura 23 – Vazão afluente e defluente na UHE AGV no PEC.



Ao observar essas figuras nota-se que o modelo se comporta de forma bem suave e as vazões defluentes seguem um perfil mais próximo de uma reta, mostrando claramente que há um esvaziamento do reservatório quando a curva da vazão afluente está abaixo da vazão defluente (meses mais secos), e um enchimento do reservatório quando a vazão afluente está acima da vazão defluente (meses mais chuvosos).

Ainda no sentido de apresentar os resultados do modelo PEC, as Figuras 26, 27, 28, 29, 30, 31 e 32 trazem as vazões turbinadas e vertidas em cada UHE para todos os períodos da simulação.

Figura 24 – Vazão afluente e defluente na UHE SSI no PEC.

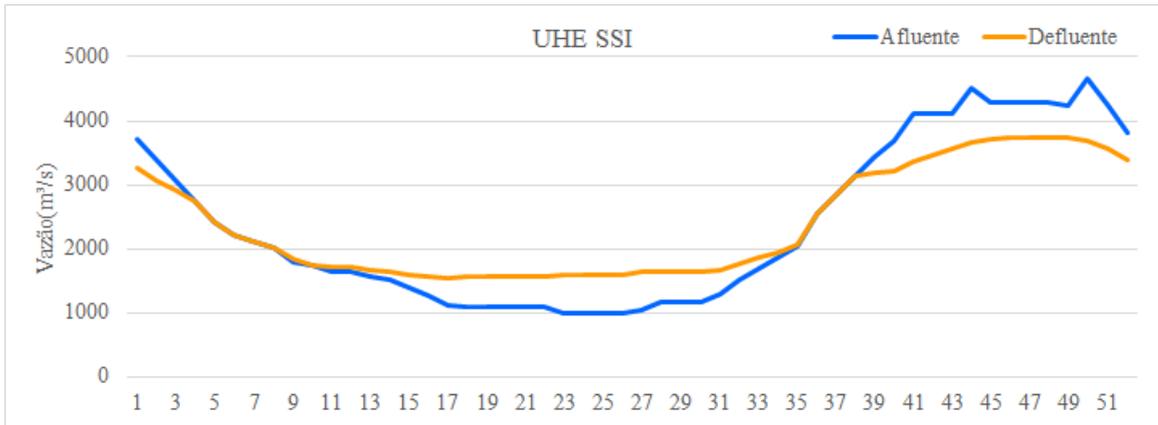


Figura 25 – Vazão afluente e defluente na UHE PRO no PEC.

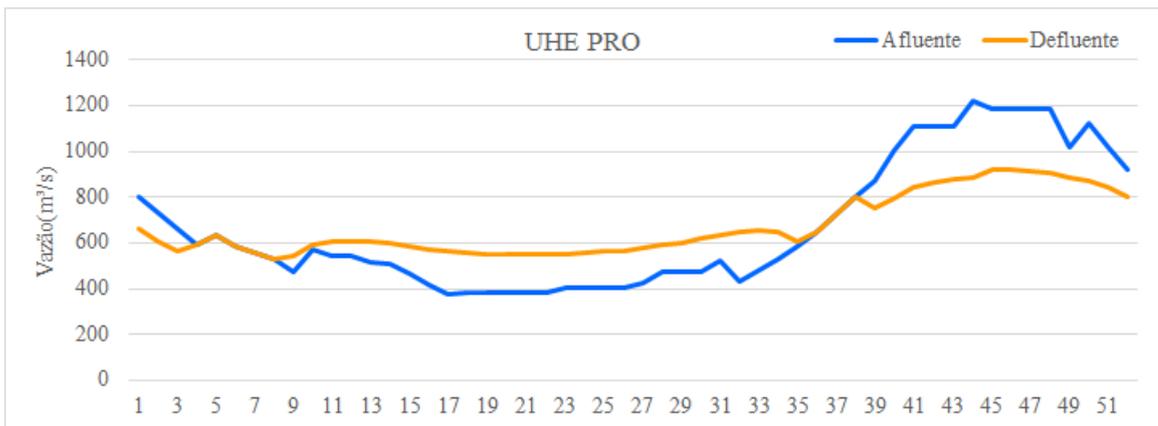


Figura 26 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE AGV no PEC.

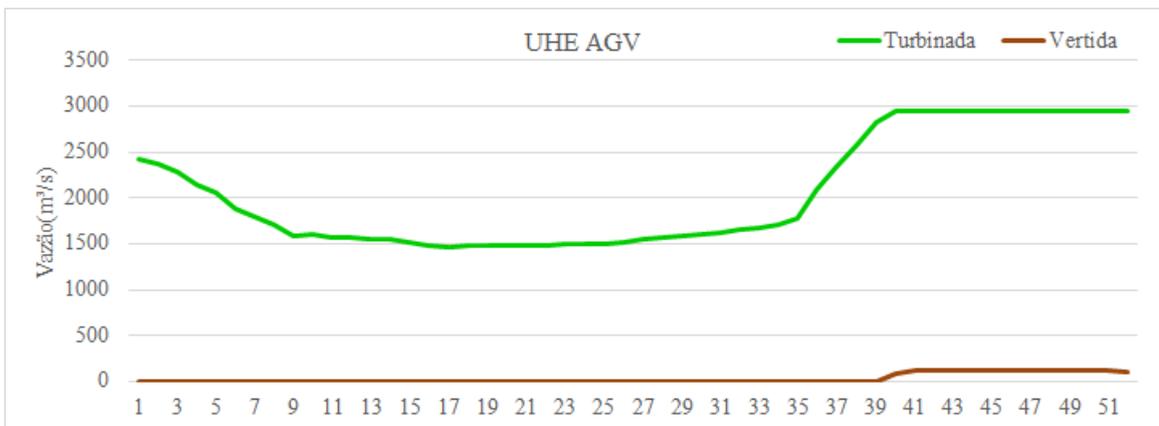


Figura 27 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE SSI no PEC.

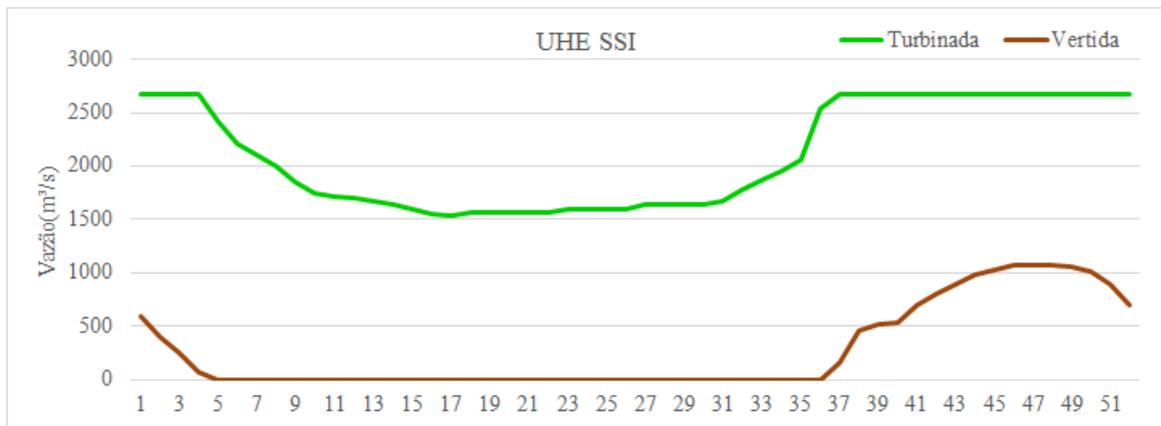


Figura 28 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE ILS no PEC.

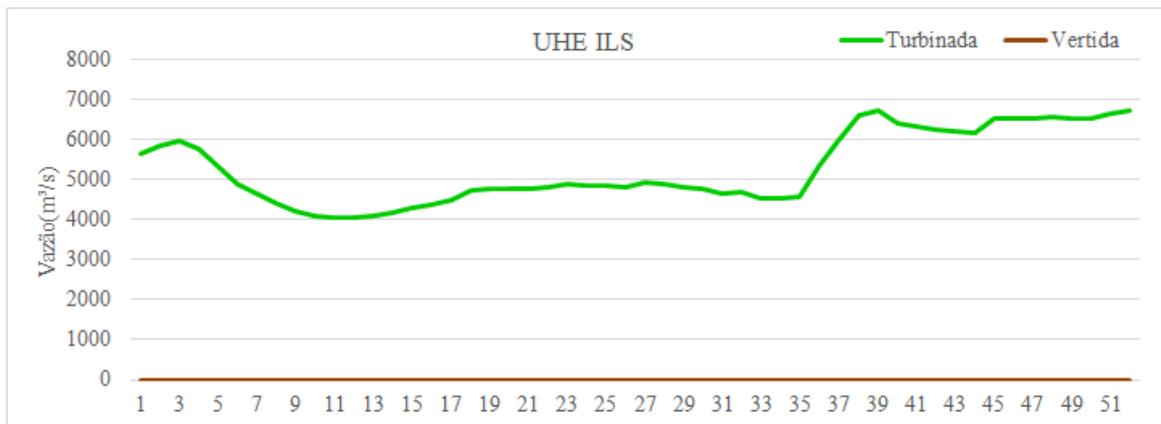


Figura 29 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE PRO no PEC.

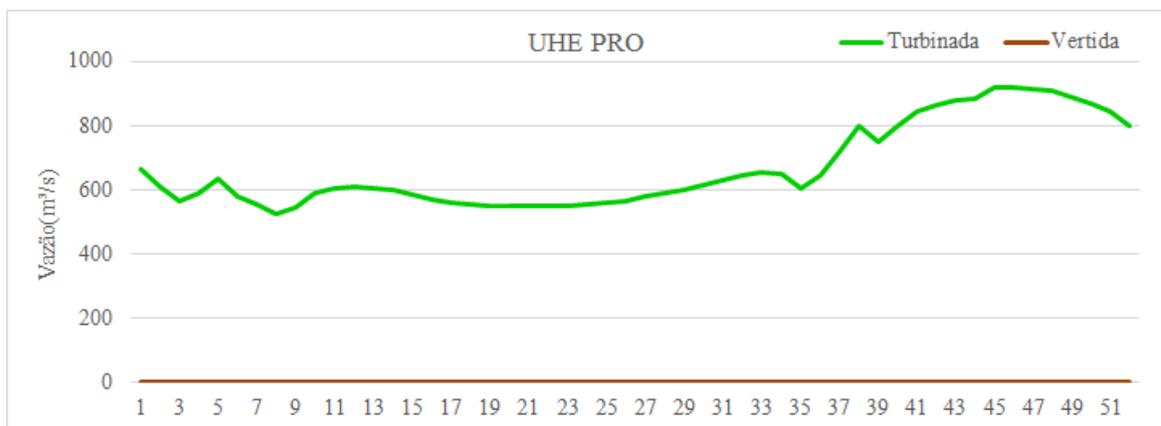


Figura 30 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE NAV no PEC.

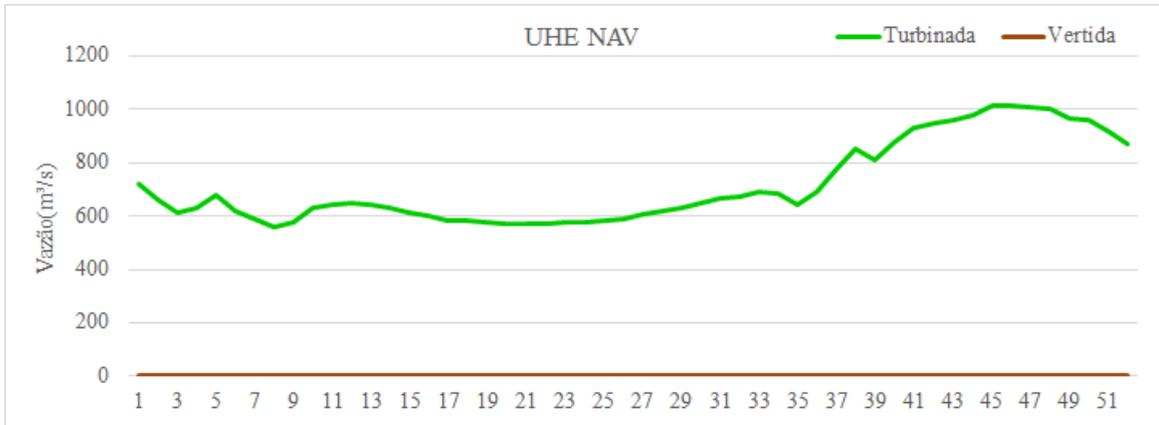


Figura 31 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE TRI no PEC.

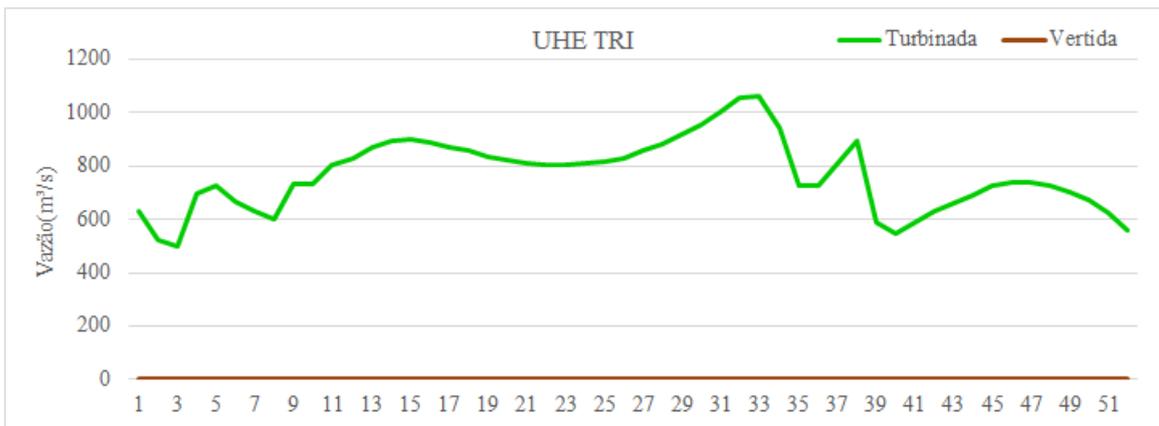
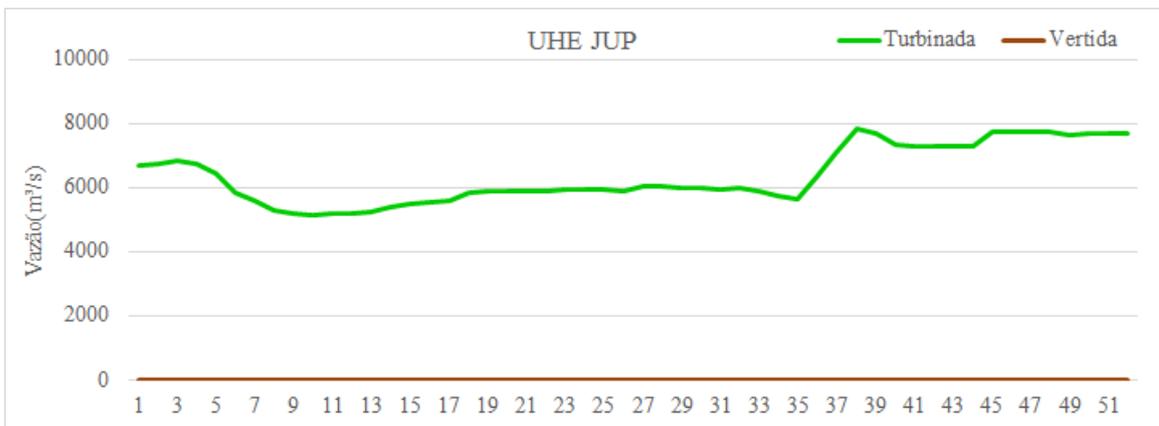


Figura 32 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE JUP no PEC.



Observa-se que a vazão vertida quase não ocorre para o período simulado, e este é um dos grandes objetivos do planejamento centralizado, já que a vazão vertida só deve existir quando houver excedente de recurso hídrico e quando a geração de energia hidrelétrica já estiver maximizada. É possível verificar nas Figuras 26 e 27 que no momento que ocorre o vertimento, por excedente de vazão afluyente, a geração nesta usinas já está maximizada.

O despacho de geração termelétrica no PEC é dividido entre as UTEs TERM1, TERM2 e TERM3, de acordo com seus respectivos custos, isto é, as termelétricas de menor custo são priorizadas. A Tabela 22 traz a geração individualizada por UTE em *MW*, e o total de energia termelétrica despachada para cada semana do caso simulado.

Tabela 22 – Geração Termelétrica no PEC

(continua)

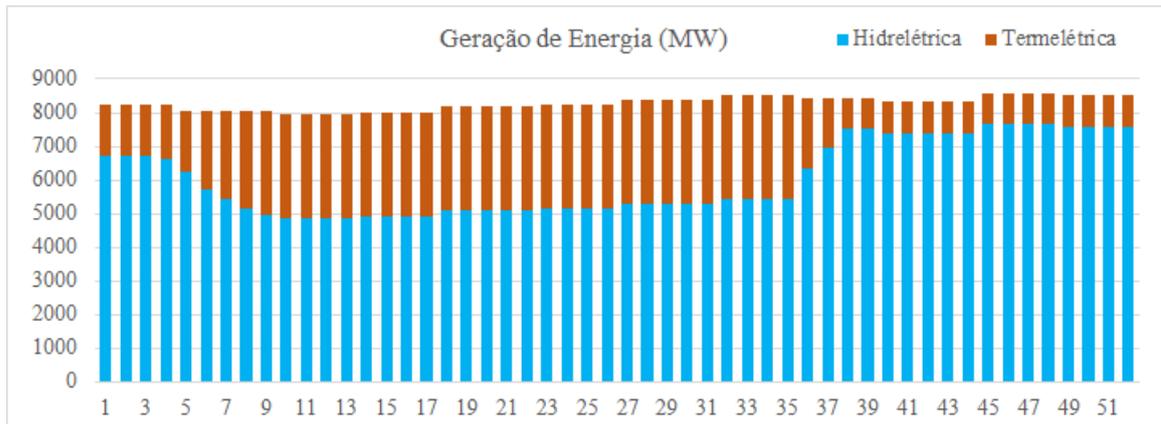
<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
1	1430	122	0	1551
2	1430	122	0	1551
3	1430	122	0	1551
4	1494	138	0	1632
5	1606	166	19	1791
6	1980	259	94	2334
7	1980	410	215	2604
8	1980	561	336	2877
9	1980	668	421	3069
10	1980	668	421	3069

(conclusão)

<b>Período</b> (t)	<b>TERM1</b> (MW)	<b>TERM2</b> (MW)	<b>TERM3</b> (MW)	<b>Geração</b> <b>Termelétrica (MW)</b>
11	1980	668	421	3069
12	1980	668	421	3069
13	1980	668	421	3069
14	1980	668	421	3069
15	1980	668	421	3069
16	1980	668	421	3069
17	1980	668	421	3069
18	1980	668	421	3069
19	1980	668	421	3069
20	1980	668	421	3069
21	1980	668	421	3069
22	1980	668	421	3069
23	1980	668	421	3069
24	1980	668	421	3069
25	1980	668	421	3069
26	1980	668	421	3069
27	1980	668	421	3069
28	1980	668	421	3069
29	1980	668	421	3069
30	1980	668	421	3069
31	1980	668	421	3069
32	1980	668	421	3069
33	1980	668	421	3069
34	1980	668	421	3069
35	1980	668	421	3069
36	1832	222	65	2118
37	1370	107	0	1477
38	925	0	0	925
39	921	0	0	921
40	921	0	0	921
41	921	0	0	921
42	921	0	0	921
43	921	0	0	921
44	921	0	0	921
45	921	0	0	921
46	921	0	0	921
47	921	0	0	921
48	921	0	0	921
49	921	0	0	921
50	921	0	0	921
51	921	0	0	921
52	921	0	0	921

Em nenhuma das 52 semanas a geração termelétrica foi igual a zero, portanto a simulação do modelo decidiu por despachar UTEs em todas as semanas para este cenário. Observa-se que as semanas 9 a 35 apresentam despachos mais elevados, o que indica redução da geração hidrelétrica com vistas a preservar os reservatórios. A Figura 33 mostra a complementação termelétrica semana a semana.

Figura 33 – Geração de Energia no PEC.



Na próxima seção, apresentam-se os resultados com as mesmas condições simuladas no PEC, mas desta vez utilizando-se do modelo de leilão de energia PEMPL.

### 6.3.2 Despacho por Leilão de Energia

O modelo de PEMPL otimiza os lances e ofertas fornecidos por consumidores e geradores, respectivamente. Dessa forma, o produtor que apresenta preços mais baixos é priorizado no despacho de geração. Já pelo lado do consumo, os consumidores que fornecerem maiores lances, têm prioridade para serem despachados. Como o caso inicial visa uma representação fiel da realidade, definiu-se que as ofertas das UHEs são sempre mais baratas que as ofertas fornecidas pelas UTEs, conforme descrito na seção 6.2.8 deste trabalho.

De forma a apresentar os resultados da simulação e facilmente obter uma forma de comparação com o PEC, as Figuras 34, 35, 36, 37 e 39 trazem os volumes de armazenamento e a geração despachada semanalmente nas UHEs com reservatório de acumulação. Assim como no modelo de PEC, as UHEs que possuem reservatórios à fio d'água estão sempre com seus volumes de armazenamento fixo em 100% e a geração depende exclusivamente das vazões afluentes, conforme as Figuras 38 e 40.

Figura 34 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE AGV no PEMPL.

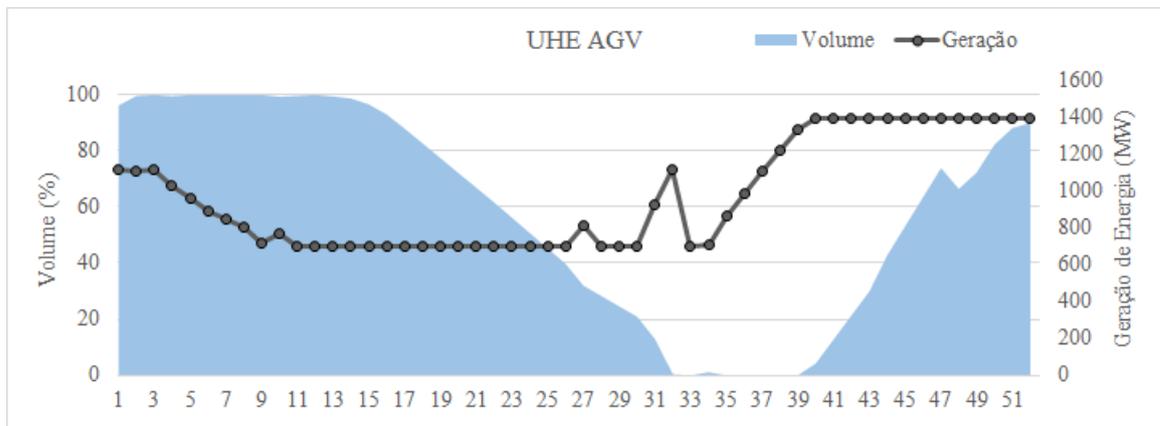


Figura 35 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE SSI no PEMPL.

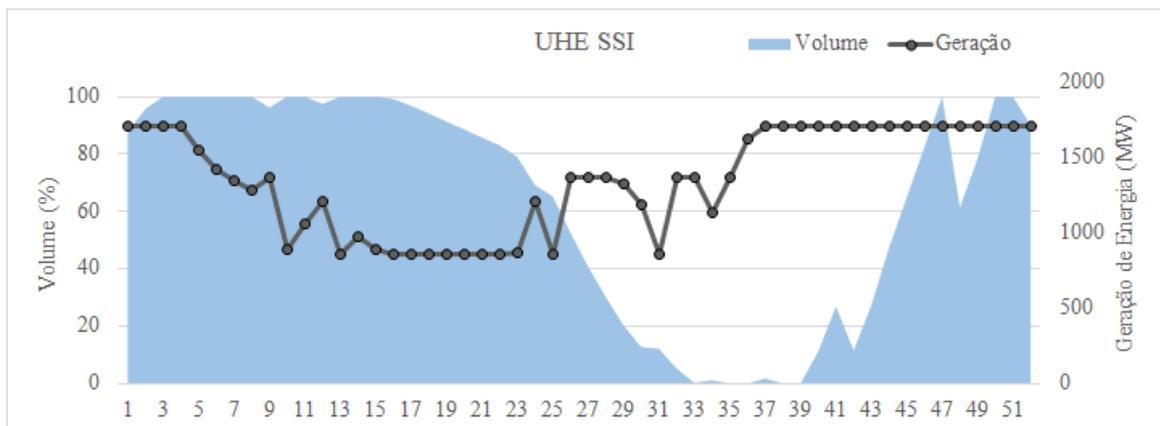


Figura 36 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE ILS no PEMPL.

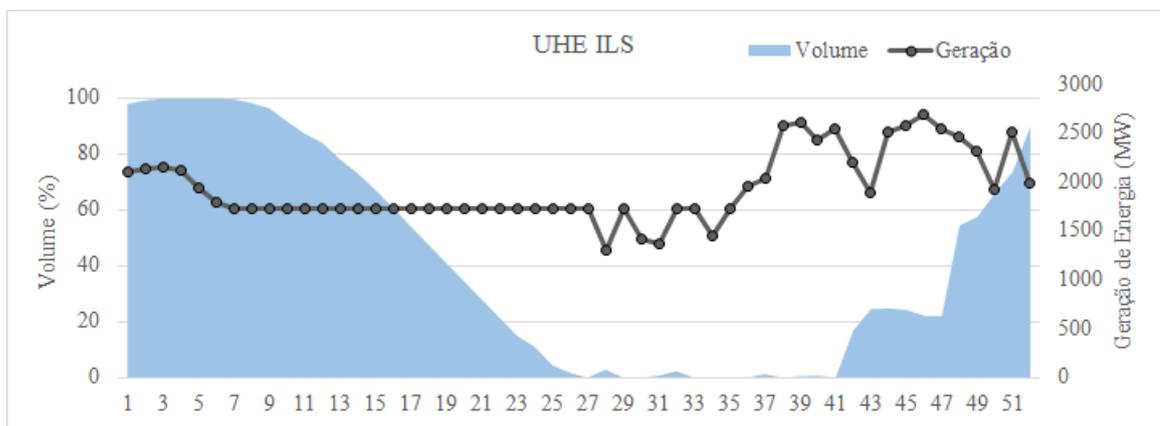


Figura 37 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE PRO no PEMPL.

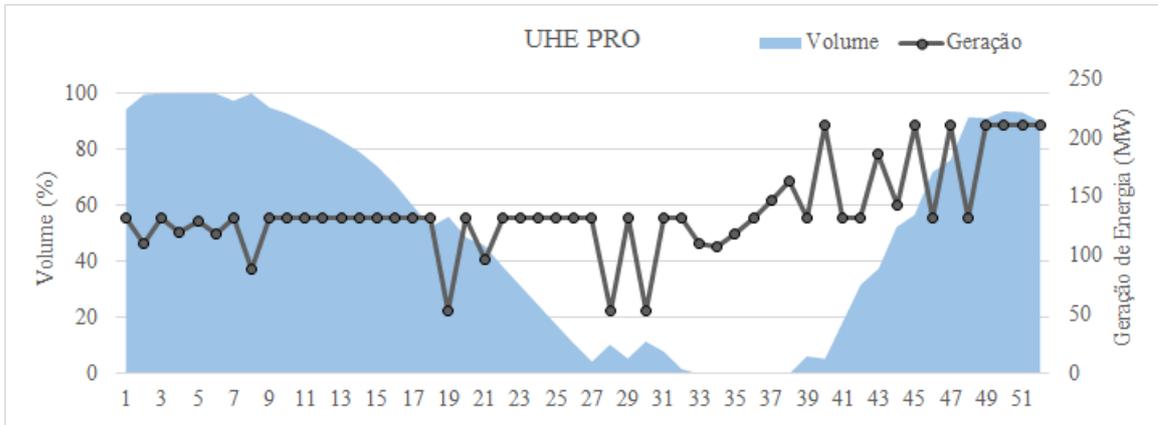


Figura 38 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE NAV no PEMPL.

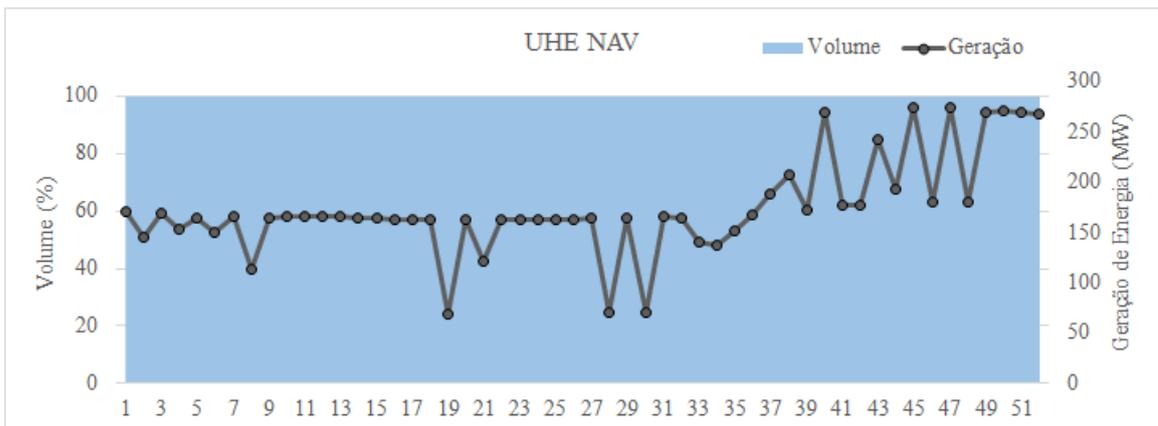


Figura 39 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE TRI no PEMPL.

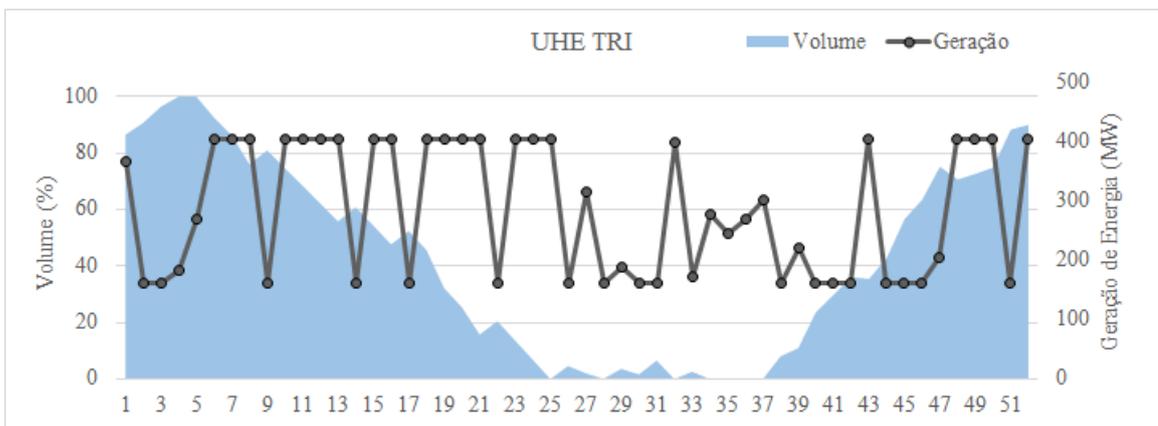
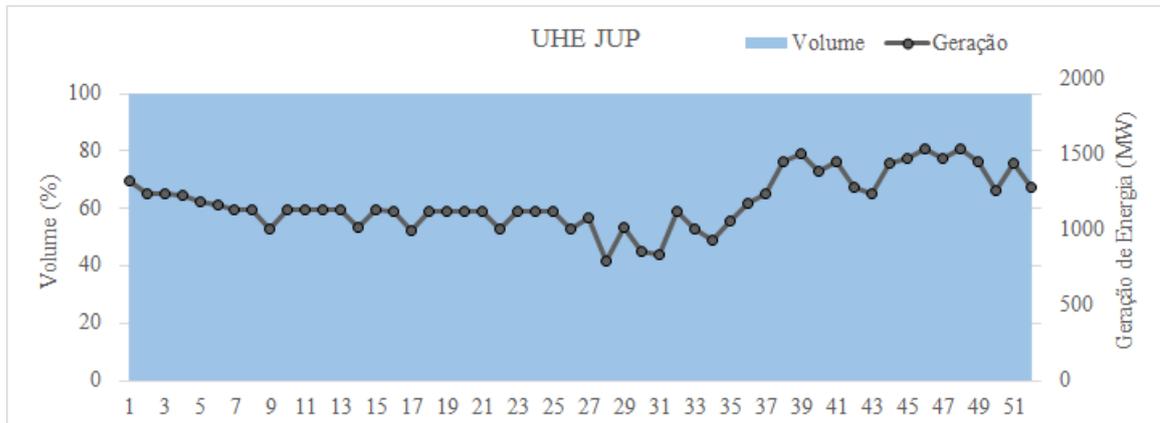


Figura 40 – Volume armazenado e Geração de Energia na UHE JUP no PEMPL.



Para a simulação do modelo de PEMPL também utilizaram-se as mesmas vazões incrementais suavizadas com médias mensais apresentadas na Tabela 17, desta forma elimina-se a diferença causada por variáveis estocásticas para comparar os modelos. Utilizando estas vazões incrementais como referência apresenta-se as vazões defluentes das UHEs AGV, SSI e PRO nas Figuras 41, 42 e 43 respectivamente. Com estes gráficos de vazões afluentes e vazões defluentes é possível comprovar o balanço hidráulico para enchimento e esvaziamento dos reservatórios de cabeceira.

Figura 41 – Vazão afluente e defluente na UHE AGV no PEMPL.

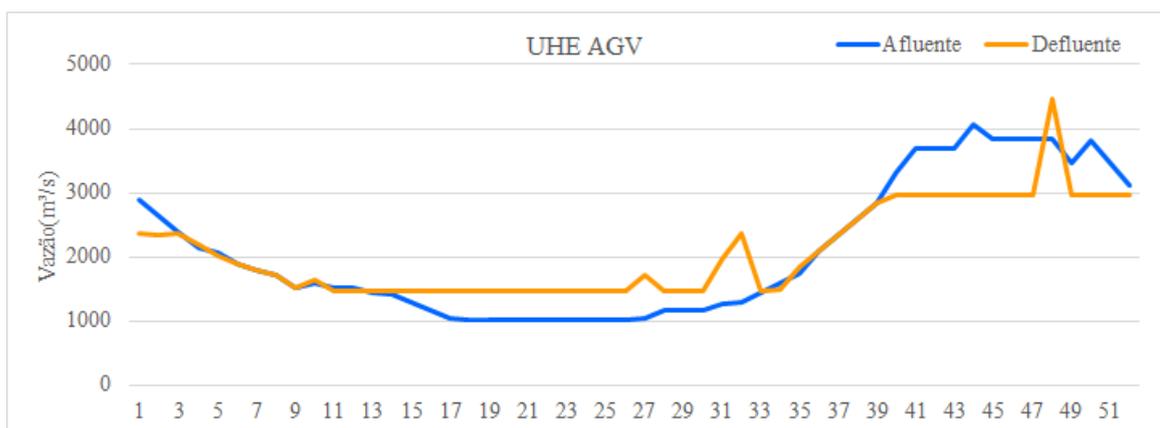


Figura 42 – Vazão afluente e defluente na UHE SSI no PEMPL.

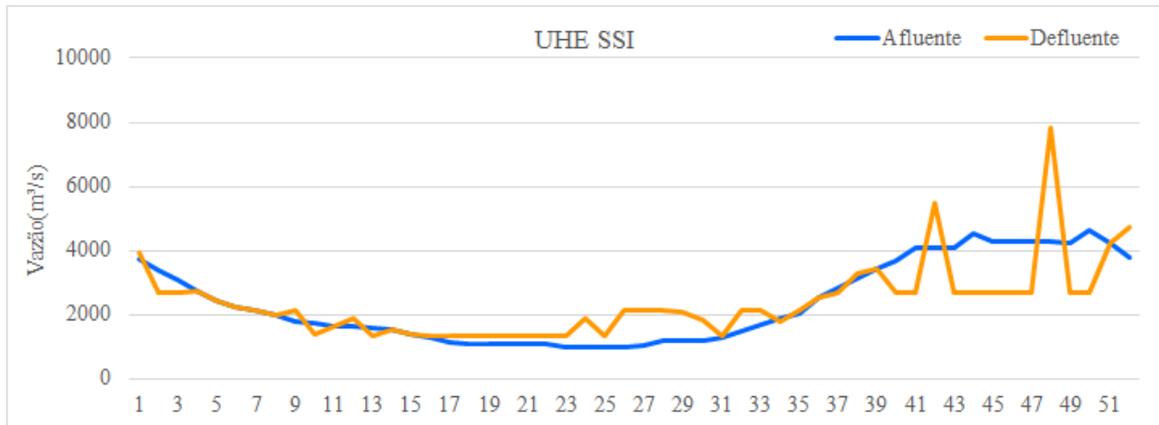
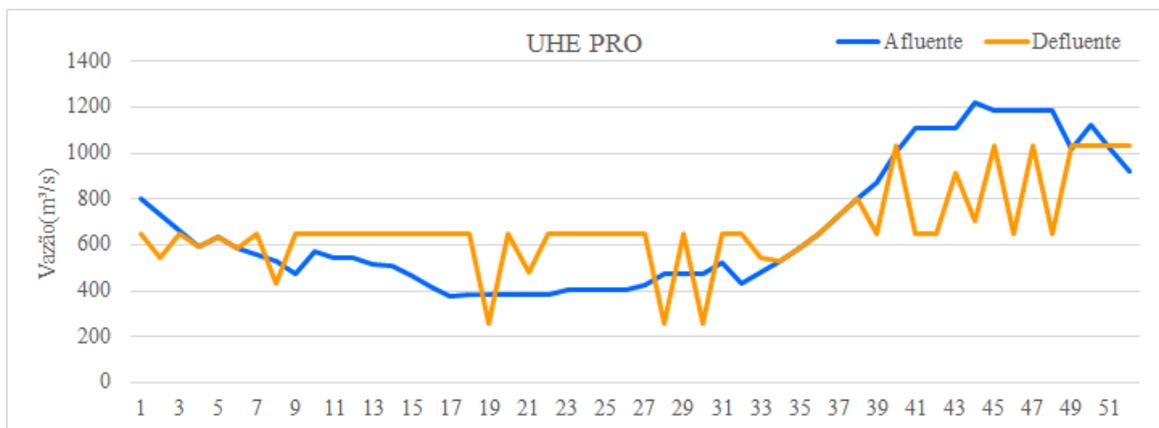


Figura 43 – Vazão afluente e defluente na UHE PRO no PEMPL.



Observa-se que o perfil de geração e também de vazões defluentes para o PEMPL é menos estável que o PEC, apresentando algumas variações tipo dente de serra, e a conclusão para esta forma de despacho se dá pelo modelo PEMPL ser totalmente linear, além de não possuir restrições de variação de defluência. Os resultados do PEMPL podem ser melhorados ao aumentar a quantidade de blocos de lances de oferta e de compra; com o aumento da quantidade de blocos, diminui-se a quantidade de energia ofertada em cada bloco de lance, o que resulta em uma modelagem mais precisa da curva de custo hidrelétrico. Neste caso, o equilíbrio do leilão evita alterações bruscas de geração entre as semanas simuladas.

Para validar o balanço hidráulico do PEMPL apresentam-se as Figuras 44 a 50 com vazões turbinadas e vertidas por período, que complementam as informações e gráficos anteriores.

Figura 44 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE AGV no PEMPL.

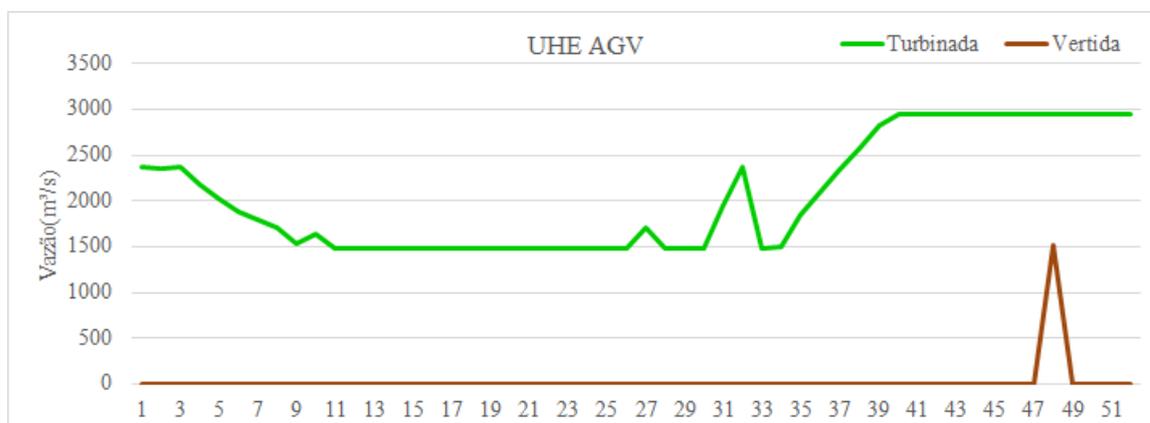


Figura 45 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE SSI no PEMPL.

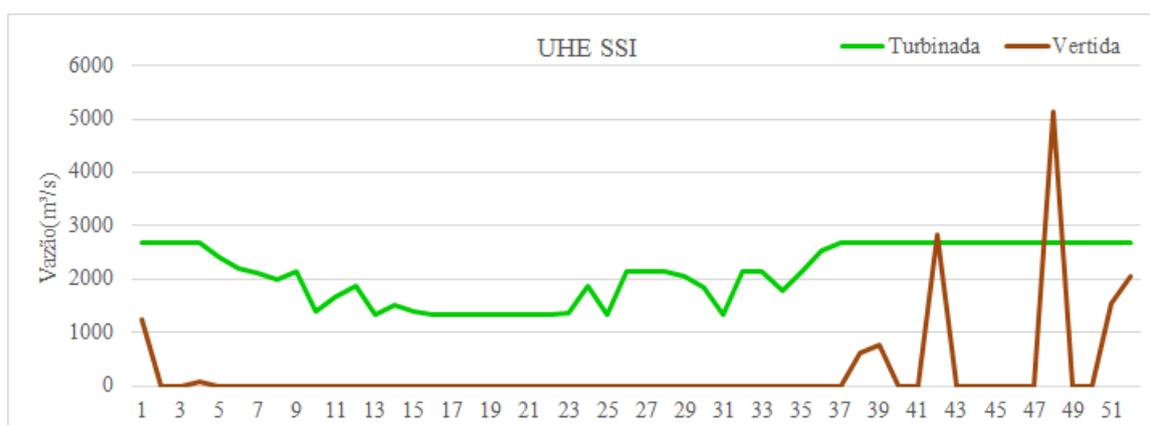


Figura 46 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE ILS no PEMPL.

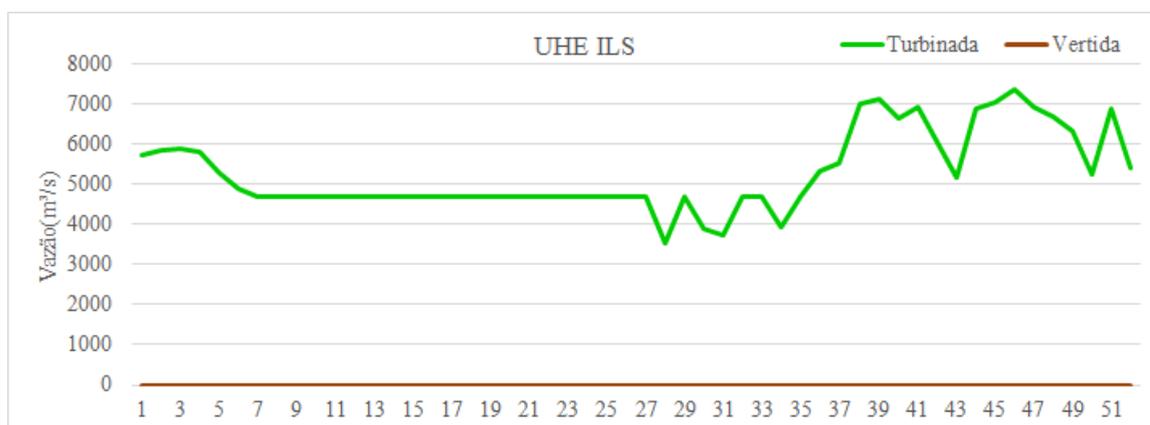


Figura 47 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE PRO no PEMPL.

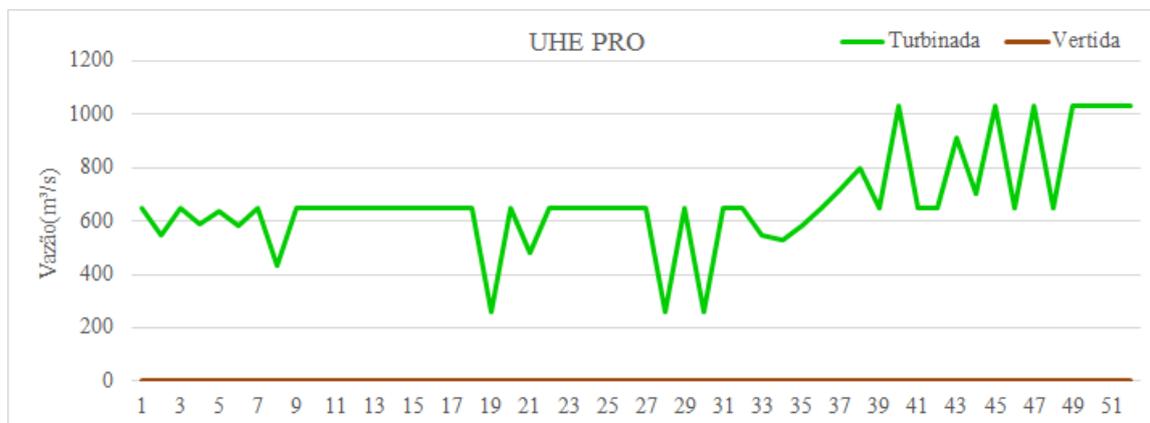


Figura 48 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE NAV no PEMPL.

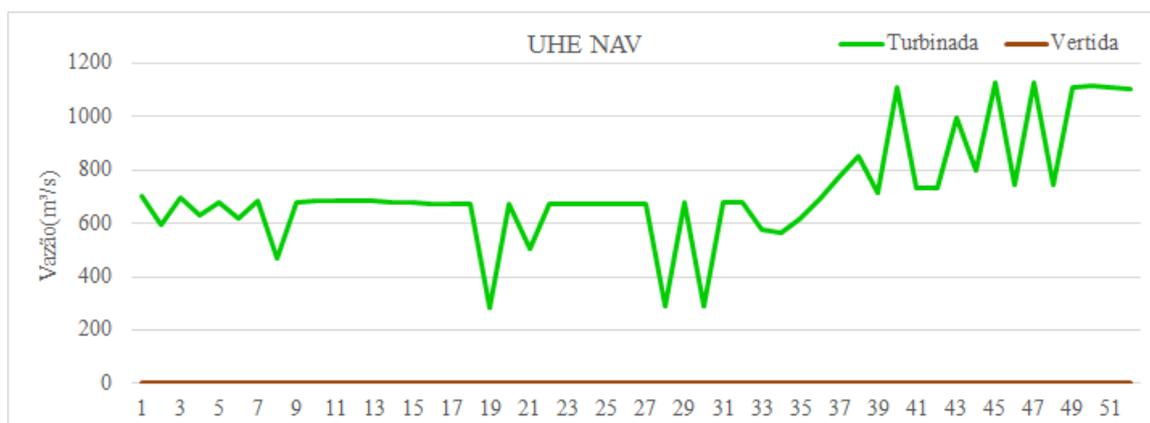


Figura 49 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE TRI no PEMPL.

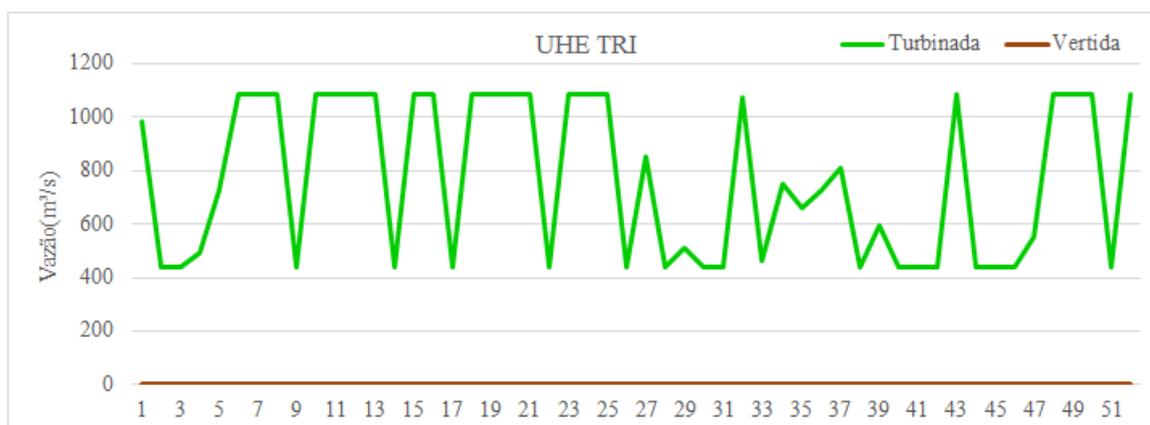
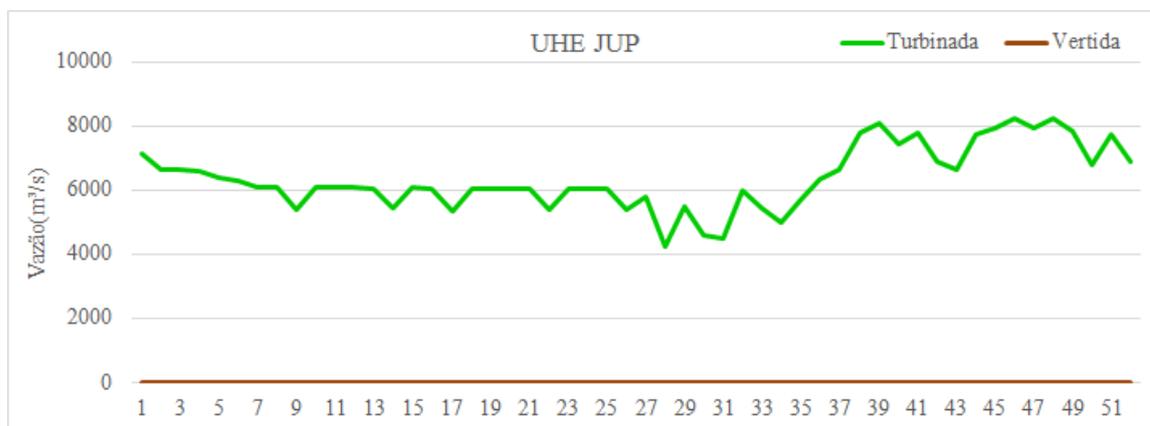


Figura 50 – Vazão Turbinada e Vertida na UHE JUP no PEMPL.



Analisando a Figura 45, verifica-se que a decisão apresentada nos períodos 42 e 48 são em decorrência do aumento da vazão afluenta desta UHE. Sem a possibilidade de aumentar a geração que está maximizada, a decisão tomada é por verter a água excedente para enchimento do reservatório da UHE ILS que passa de aproximadamente 20% de enchimento para mais de 50% de enchimento na semana 48, como pode ser visto na Figura 36.

De forma similar ao PEC, as UTEs fictícias TERM1, TERM2 e TERM3 no PEMPL, são despachadas de acordo com os preços e quantidades de energia oferecidas no leilão. A Tabela 23 apresenta mais um dos resultados do modelo de leilão, que é a geração individualizada por UTE, em MW, e o total de energia termelétrica despachada semanalmente.

Tabela 23 – Geração Termelétrica no PEMPL

(continua)

Período ( <i>t</i> )	TERM1 (MW)	TERM2 (MW)	TERM3 (MW)	Geração Termelétrica (MW)
1	1330	0	0	1330
2	1140	500	0	1640
3	1074	500	0	1574
4	1208	500	0	1708
5	1330	500	0	1830
6	1330	768	0	2098
7	1781	500	0	2281
8	1340	1150	0	2490
9	1980	784	0	2764
10	1571	1150	0	2721

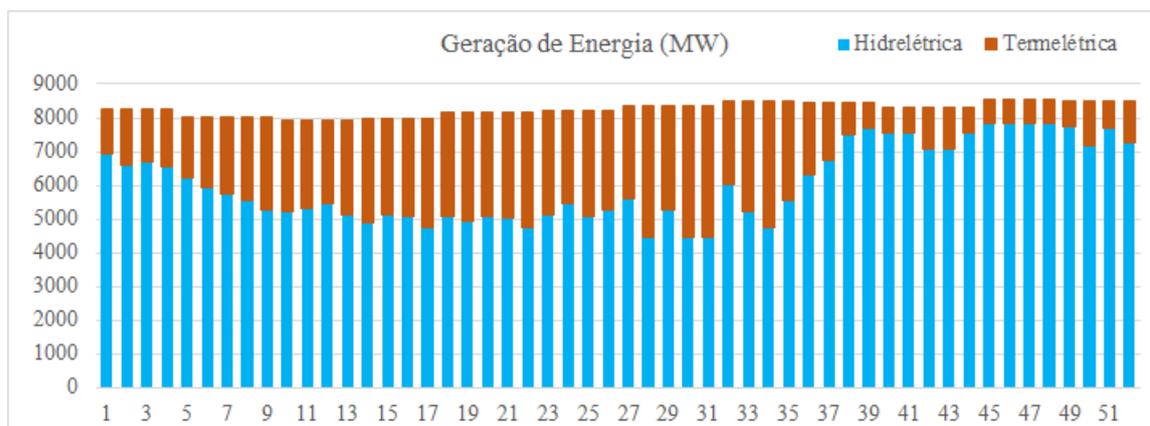
(conclusão)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
11	1482	1150	0	2632
12	1980	504	0	2484
13	1537	500	800	2837
14	1831	500	800	3131
15	1708	1150	0	2858
16	1330	770	800	2900
17	1970	500	800	3270
18	1330	942	800	3072
19	1945	500	800	3245
20	1772	500	800	3072
21	1330	1017	800	3147
22	1485	1150	800	3435
23	1980	1150	0	3130
24	1639	1150	0	2789
25	1330	1009	800	3139
26	1980	1009	0	2989
27	1487	500	800	2787
28	1980	1150	800	3930
29	1980	1150	0	3130
30	1980	1150	800	3930
31	1980	1150	800	3930
32	1980	500	0	2480
33	1980	500	800	3280
34	1980	977	800	3757
35	1980	990	0	2970
36	1619	500	0	2119
37	1212	500	0	1712
38	947	0	0	947
39	750	0	0	750
40	750	0	0	750
41	750	0	0	750
42	750	500	0	1250
43	750	500	0	1250
44	750	0	0	750
45	750	0	0	750
46	750	0	0	750
47	750	0	0	750
48	750	0	0	750
49	750	0	0	750
50	1330	0	0	1330
51	803	0	0	803
52	750	500	0	1250

Observa-se que a UTE TERM1, sempre é a primeira a ser despachada, já que o seu preço é o menor entre as UTEs. Logo em seguida, é feito o despacho da UTE TERM2, e por último é feito o despacho da UTE TERM3, pois é a mais cara entre estas usinas. Também é possível notar que o modelo sempre respeita a restrição de aceite do lance mínimo das UTEs. Isto significa que pelo menos o lance mínimo deve ser aceite, caso contrário, aquela UTE não será despachada para o período. Esta restrição também contribui para que as simulações do PEMPL resulte em gráficos com perfil tipo dente de serra, porém ao reduzir os lances mínimos das UTEs, os resultados gráficos do PEMPL apresentam variações de geração térmica mais suaves entre as semanas simuladas.

O despacho de UTEs é necessário para complementar a geração hidrelétrica e atender ao consumo aceito no leilão. A Figura 51 mostra a complementação termelétrica semana a semana.

Figura 51 – Geração de Energia no PEMPL.



Esta seção do trabalho foi dedicada a apresentar os resultados do PEMPL no cenário 1 de forma determinística e de acordo com suas regras e objetivos. Os resultados que foram apresentados, novamente serão discutidos na próxima seção de forma comparativa com o PEC.

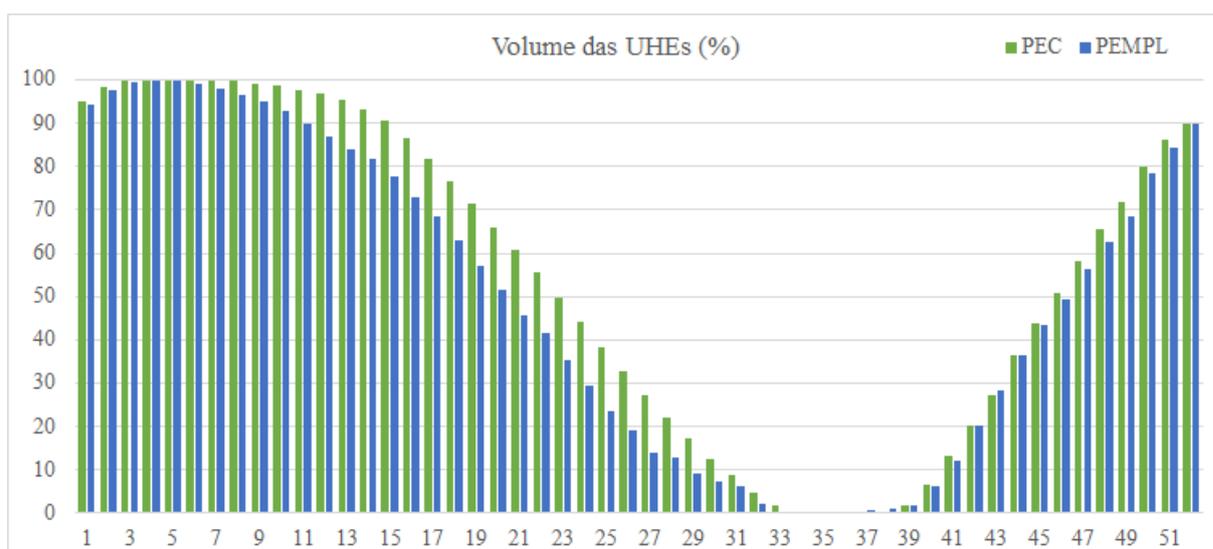
### 6.3.3 Discussões sobre os resultados dos modelos

Por meio dos resultados apresentados nas seções 6.3.1 e 6.3.2, conclui-se que os modelos PEC e PEMPL são consistentes, pois respeitam as restrições dos modelos, otimizam as respectivas funções objetivo e podem ser aplicados na prática por UHEs e

UTES reais. Os resultados apresentados mostraram os volumes de armazenamento das UHEs, suas vazões defluentes, a geração de energia hidrelétrica e a termelétrica.

A maior preocupação de países com alta participação de UHEs é a utilização consciente dos recursos hídricos, de forma que não ocorram vertimentos desnecessários e que o volume armazenado das UHEs esteja sempre controlado. Considerando os dados da Tabela 14, na qual a UHE AGV corresponde a 18%, a UHE ILS corresponde a 44%, a UHE PRO corresponde a 7%, a UHE SSI corresponde a 19% e a UHE TRI corresponde a 12% do volume total dos reservatórios deste estudo, podemos agregar o armazenamento dos reservatórios de regularização em uma única Figura 52 e comparar o resultados das simulações do PEC e PEMPL.

Figura 52 – Comparativo dos volumes armazenados nos modelos de despacho.



Analisando a Figura 52, pode-se verificar que o volume de armazenamento médio das UHEs é muito próximo nos dois modelos estudados. Outra comparação que também pode ser feita é em relação à quantidade de energia que foi despachada pelos modelos, pois se verificarmos valores de armazenamento de reservatórios muito parecidos e despacho entre UHEs e UTEs discrepantes, pode-se concluir que algum dos modelos não é eficiente, ou seja, houve vertimento desnecessário em algum dos modelos. A Tabela 24 traz a geração média semanal, para todo o ano simulado, de UHEs e de UTEs nos diferentes modelos e novamente verificamos que os modelos estão com resultados iguais.

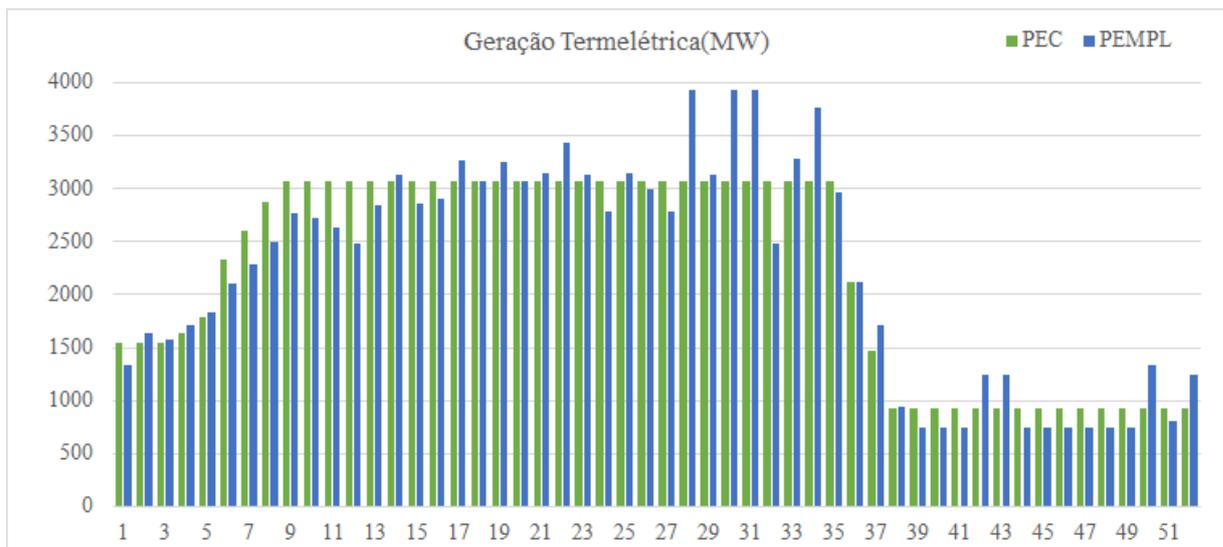
Como observa-se uma sutil diferença nos volumes armazenados entre os modelos, mas a média semanal de produção de energia hidrelétrica e termelétrica é exatamente

Tabela 24 – Produção média semanal de energia por tipo de fonte.

	Hidrelétrica (MW)	Termelétrica (MW)	Total (MW)
PEC	6043	2234	8277
PEMPL	6043	2234	8277

igual, pode-se concluir que a geração termelétrica semanal segue padrões diferentes nos modelos, e a Figura 53 apresenta a quantidade de geração termelétrica semanal para cada uma das simulações. Verifica-se que o modelo de PEC, por ter em sua função objetivo um termo quadrático faz despachos mais suaves e cumpre sua função minimizar o custo da energia advinda de fontes não renováveis. Já o PEMPL apresenta alguns picos de geração de energia termelétrica, principalmente devido a sua função linear.

Figura 53 – Comparativo da Geração Termelétrica nos Modelos de Despacho.



Como os modelos tratam o custo de produção de energia de formas diferentes, se torna difícil realizar uma comparação realista do custo de operação de cada tipo de despacho. Entretanto, podemos explicitar qual foi o custo de produção de energia termelétrica em cada um dos modelos. Utilizando esta forma de comparação não seria possível comparar o custo ou o valor pago pela energia hidrelétrica visto que o modelo PEC considera que esta fonte tem custo zero de produção de energia e o PEMPL considera que as companhias hidrelétricas também devem apresentar lances de venda de energia.

O custo de produção termelétrica é apresentado na Tabela 25. Para os dois modelos, o custo real da produção termelétrica é descrito pela formulação (60). No PEMPL, o

consumidor não pagará pelo custo real da produção termelétrica, mas sim pelo preço de equilíbrio, entretanto lances ótimos oferecidos pelas UTEs tendem ao custo real de produção termelétrica.

$$Custo = \sum_j^J \sum_t^T [a_{0,j} + a_{1,j} * pj_{j,t} + a_{2,j} * (pj_{j,t})^2] \quad (60)$$

Tabela 25 – Custo total da produção termelétrica

<b>Custo da Produção Termelétrica</b>	
PEC	R\$ 17.836.848,33
PEMPL	R\$ 18.555.817,91

Sabe-se que estes custos são apenas orientadores e para comparação entre os dois modelos, pois toda a simulação está sendo realizada com valores de MegaWatts-médios (*MWm*) e normalmente os valores de comercialização de energia são em MegaWatts-hora (*MWh*). O motivo de apresentarem valores diferentes não significa simplesmente que um modelo despacha energia mais barata que o outro, pois devemos lembrar que a forma de cálculo de preços é diferente entre os modelos.

Aprofundando ainda mais as análises, fica visível que o PEC somente apresentará resultados diferentes do que já foi apresentado, caso os dados estocásticos de vazão ou demanda sejam diferentes deste cenário. Já o PEMPL, pode apresentar variações, apenas com a aplicação das leis de oferta e consumo, ou seja, alterando os lances dos produtores e consumidores. Esta alteração será discutida na seção 6.3.4.

#### 6.3.4 Simulação após Alteração de Dados de Entrada

Para exemplificar a mudança de resultados do PEMPL, sem alteração dos dados de demanda e vazão, simulou-se o caso base considerando que os geradores de energia hidrelétrica aumentam os preços de suas ofertas de geração nas semanas de 14 a 31, de forma que as ofertas de geração das UTEs ficassem levemente mais baratas para o consumidor, conforme Tabela 26. O resultado desta simulação será chamado de PEMPL-Alterado e será comparado com o PEMPL sem alteração de lances.

A consequência desta alteração é que o PEMPL-Alterado resulta em despacho de mais energia termelétrica nas semanas que as UTEs ofertaram energia mais cara. A Tabela

Tabela 26 – Ofertas dos produtores em  $t = 14$  a  $t = 31$  com aumento de preço da energia hidrelétrica

<b>Usina</b>	<b>Bloco 1</b> MW / R\$	<b>Bloco 2</b> MW / R\$	<b>Bloco 3</b> MW / R\$	<b>Bloco 4</b> MW / R\$
<b>AGV</b>	279 / 210	419 / 215	419 / 220	279 / 225
<b>SSI</b>	342 / 210	513 / 215	513 / 220	342 / 225
<b>ILS</b>	689 / 210	1033 / 215	1033 / 220	689 / 225
<b>PRO</b>	53 / 210	79 / 215	79 / 220	53 / 225
<b>NAV</b>	69 / 210	104 / 215	104 / 220	69 / 225
<b>TRI</b>	162 / 210	242 / 215	242 / 220	162 / 225
<b>JUP</b>	310 / 210	465 / 215	465 / 220	310 / 225
<b>TERM1</b>	300 / 110	450 / 120	580 / 130	650 / 140
<b>TERM2</b>	500 / 130	650 / 140	750 / 150	800 / 160
<b>TERM3</b>	800 / 130	1250 / 150	1650 / 160	2500 / 170

27 apresenta a nova média semanal de produção de energia por tipo de fonte, e a Figura 54 mostra o novo volume armazenado nas UHEs para o PEMPL-Alterado, visto que as UHEs deixaram de ser despachadas devido ao alto preço apresentado.

Tabela 27 – Produção média semanal de energia por fonte após alteração de lances das UHEs.

	<b>Hidrelétrica</b> (MW)	<b>Termelétrica</b> (MW)	<b>Total</b> (MW)
<b>PEMPL-Alterado</b>	5835	2442	8277
<b>PEMPL</b>	6043	2234	8277

Aliado à Figura 54, a Figura 55 o PEMPL-Alterado resulta em geração hidrelétrica minimizada nas semanas de 14 à 31, quando as UHEs apresentaram preços mais caros e perderam a oportunidade de gerar energia.

Neste trabalho foi considerado que as UHE possuem geração mínima obrigatória, pois isto pode ocorrer na prática. Para contornar a possibilidade de empresas apresentarem preços de energia abusivos em suas gerações mínimas, que são restrições do modelo e obrigatoriamente serão despachados, o OM pode fixar um preço máximo ou um preço médio para estas parcelas de geração obrigatória, ou ainda determinar que estas parcelas de geração de energia não entrem nos lances dos produtores e sejam apenas considerados como restrições de geração mínima a serem respeitadas já que por consequência do leilão estas quantidades de energia serão remuneradas ao preço de equilíbrio.

Figura 54 – Gráfico comparativo dos volumes armazenados nos dois modelos de despacho após alterações de lances das UHEs.

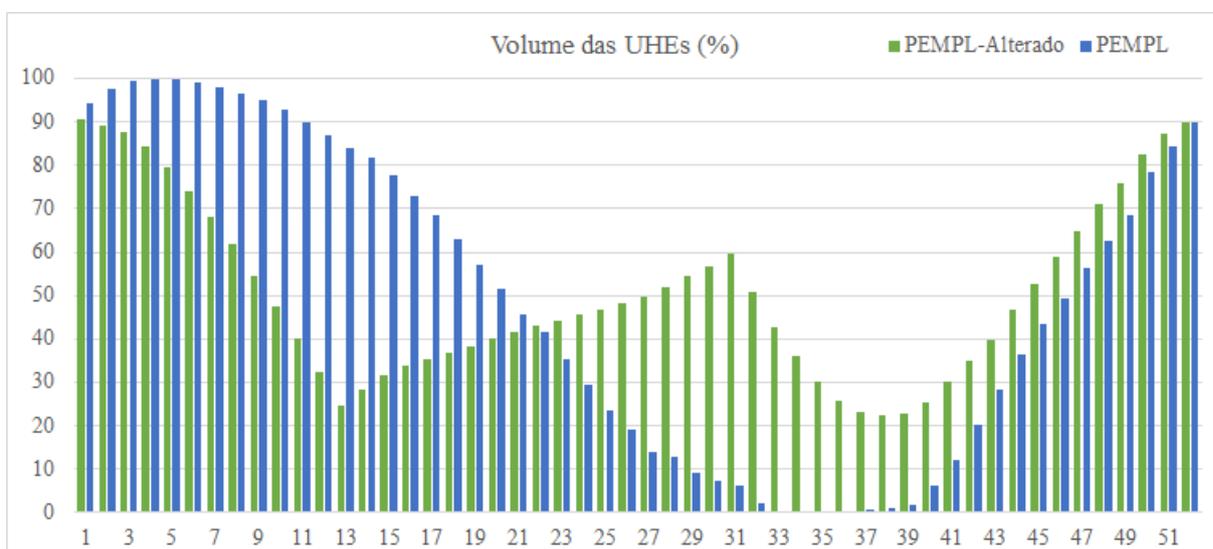
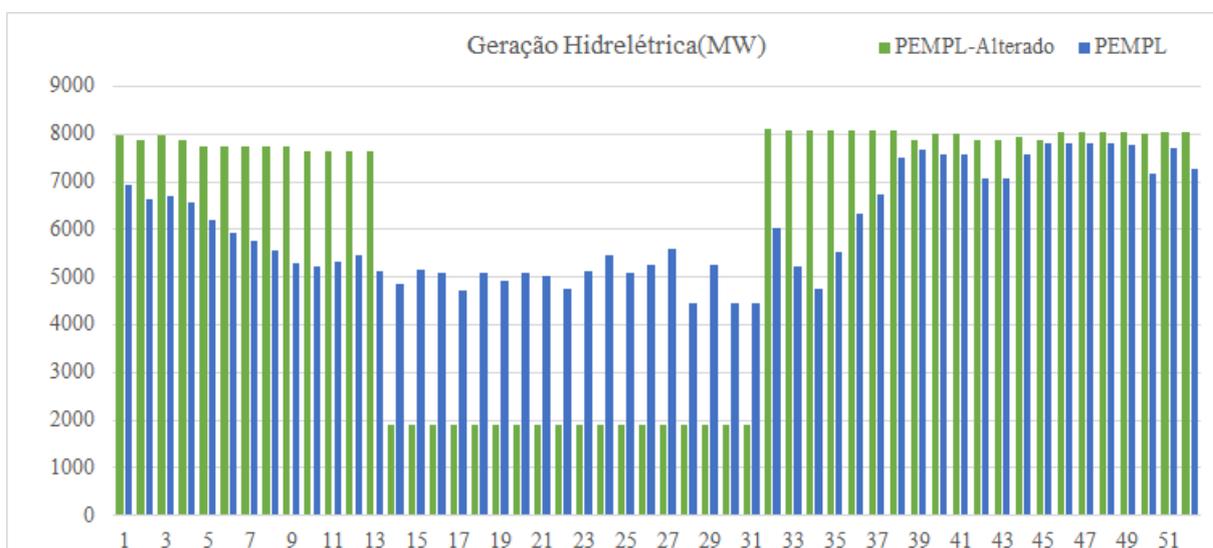


Figura 55 – Gráfico comparativo da geração hidrelétrica nos dois modelos de despacho após alterações de lances das UHEs.



Mesmo com a geração hidrelétrica minimizada nas semanas 14 à 31, a vazão mínima dos rios continua sendo respeitada, pois parte da vazão defluente das hidrelétricas é vazão vertida, sem produção de energia, como mostra a Tabela 28 de vazões defluentes para  $t = 25$ ; nesta tabela destaca-se as UHEs AGV e SSI, que necessitaram verter para atender à restrição de vazão defluente mínima. Isto pode se tornar um problema para um país com alta participação de hidrelétricas, pois há o entendimento que o vertimento é um

desperdício da água que poderia ser aproveitada para geração de energia, mas em um mercado que respeita as leis de oferta e procura, este vertimento pode ocorrer e o produtor que apresenta preços abusivos perde a oportunidade vender o seu produto.

Tabela 28 – Vazões por UHE, após alteração de lances das UHEs, em  $t = 25$ .

UHE	Turbinada ( $q$ )	Vertida( $s$ )	Defluente( $u$ )
AGV	591	159	750
SSI	534	136	670
ILS	1880	0	1880
PRO	260	0	260
NAV	284	0	284
TRI	437	0	437
JUP	1667	916	2583

Também existe o questionamento sobre a existência de diferentes empresas geradoras de energia elétrica na mesma cascata de um rio e que isto pode se tornar um problema para o despacho ótimo da produção de energia, mas novamente temos a lei da oferta e da procura à favor do modelo de despacho por leilão, já que as UHEs à montante serão obrigadas a verter para que a UHE de preço mais barato possa produzir a energia.

Esta última simulação com alteração dos preços da energia hidrelétrica e as análises realizadas mostram como o PEMPL é mais versátil que o PEC, já que o gerador de energia pode precificar o seu produto de forma justa quando o combustível para a produção de energia está muito caro e o consumidor pode pagar mais barato pela energia, quando os combustíveis estão abundantes no mercado.

### 6.3.5 Resultados de uma Simulação Estocástica

Conforme explicado no Capítulo 3, para simulações de curto prazo é possível arbitrar valores para variáveis estocásticas e ainda obter bons resultados, entretanto no médio e longo prazo os resultados podem diferir muito da realidade, apesar de permitirem uma melhor análise da resposta dos modelos. Os resultados apresentados nas seções anteriores se referem ao cenário 1 de vazões incrementais, de forma determinística, para os modelos PEC e PEMPL. Nesta seção os cenários de vazões afluentes da simulação com o PEMPL serão tratados de forma estocástica.

Na seção 6.2 foram definidos que existem 3 cenários de vazões afluentes e cada cenário tem igual probabilidade de ocorrer. Estes cenários são equivalentes à 100%, 60% e

120% da vazão média de longo termo para as 7 UHEs da simulação. Com estes dados, o modelo de despacho PEMPL deve tomar uma decisão sobre a quantidade de energia que será consumida, a quantidade de energia hidrelétrica e termelétrica gerada. A demanda será considerada como um dado conhecido, portanto as decisões somente se restringem à proporção de energia hidrelétrica e termelétrica a serem geradas.

Desta forma, a média ponderada da geração hidrelétrica e termelétrica, com a probabilidade de ocorrência do cenário, é tomada para encontrar a decisão final do modelo. As Tabelas 29 e 30 apresentam a decisão do despacho de médio prazo.

Tabela 29 – Geração Hidrelétrica no PEMPL para Vazões Estocásticas

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Cenário1</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário2</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário3</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Decisão de Despacho</b> <i>ph(MW)</i>
1	6930	4330	7908	6389
2	6620	4001	7914	6178
3	6686	3988	7890	6188
4	6552	4110	7665	6109
5	6208	3947	7288	5814
6	5940	3894	6845	5560
7	5757	3523	6527	5269
8	5548	3701	6208	5152
9	5274	3619	6208	5034
10	5222	3567	6065	4951
11	5311	3232	6113	4885
12	5459	3595	6113	5056
13	5106	3258	6113	4826
14	4870	3536	5371	4592
15	5143	3146	5371	4553
16	5101	3578	5557	4745
17	4731	3159	5371	4420
18	5102	3576	5432	4703
19	4929	3579	5694	4734
20	5102	3579	5694	4792
21	5027	3576	6344	4982
22	4739	3074	5945	4586
23	5109	3580	6035	4908
24	5450	3157	5472	4693
25	5100	3747	5759	4869
26	5250	3638	6059	4982
27	5590	3835	5747	5057
28	4447	3857	6052	4785

(conclusão)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Cenário1</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário2</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário3</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Decisão de Despacho</b> <i>ph(MW)</i>
29	5247	3111	5897	4752
30	4447	3857	5747	4684
31	4447	2799	5646	4297
32	6023	3723	6300	5349
33	5223	3323	6345	4964
34	4746	3326	5873	4648
35	5533	3348	6449	5110
36	6317	3734	7345	5799
37	6724	4258	7939	6307
38	7489	4276	8436	6734
39	7686	4359	8436	6827
40	7570	3981	8320	6624
41	7570	3894	8320	6595
42	7070	3894	8320	6428
43	7070	4390	8320	6593
44	7570	4390	8320	6760
45	7817	4399	8567	6928
46	7817	4572	8567	6985
47	7817	3887	8567	6757
48	7817	3702	8567	6695
49	7764	3783	8514	6687
50	7184	3834	8514	6511
51	7711	4115	8514	6780
52	7264	4109	8514	6629

A Tabela 30 apresenta a decisão de despacho de geração termelétrica, que é exatamente a complementação de energia para atingir a demanda conhecida. Sabe-se que existe uma grande dificuldade em fazer previsões de vazões de forma correta e consistente com a realidade e esta proposta de realizar previsões associadas à sua probabilidade de ocorrência não elimina esta dificuldade, já que ainda é necessário prever a probabilidade de ocorrência de cada cenário.

Com das decisões de despacho tomadas nas tabelas apresentadas, é possível comprar e vender energia no médio prazo, na qual as empresas geradoras recebem o direito de vender sua energia ao preço de equilíbrio. Eventualmente, mercados de ajustes serão necessários, visto que as previsões de médio e longo prazo nunca são exatas e podem ocorrer desvios do planejado, como manutenções em unidades geradoras, restrições na transmissão, falta de combustíveis, entre outras incertezas como a falta de chuvas.

Tabela 30 – Geração Termelétrica no PEMPL para Vazões Estocásticas

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Cenário1</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário2</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Cenário3</b> <i>ph(MW)</i>	<b>Decisão de Despacho</b> <i>ph(MW)</i>
1	1330	3930	352	1871
2	1640	4259	346	2082
3	1574	4272	370	2072
4	1708	4150	595	2151
5	1830	4091	750	2224
6	2098	4144	1193	2478
7	2281	4515	1511	2769
8	2490	4337	1830	2886
9	2764	4419	1830	3004
10	2721	4376	1878	2992
11	2632	4711	1830	3058
12	2484	4348	1830	2887
13	2837	4685	1830	3117
14	3131	4465	2630	3409
15	2858	4855	2630	3448
16	2900	4423	2444	3256
17	3270	4842	2630	3581
18	3072	4598	2742	3471
19	3245	4595	2480	3440
20	3072	4595	2480	3382
21	3147	4598	1830	3192
22	3435	5100	2229	3588
23	3130	4659	2204	3331
24	2789	5082	2767	3546
25	3139	4492	2480	3370
26	2989	4601	2180	3257
27	2787	4542	2630	3320
28	3930	4520	2325	3592
29	3130	5266	2480	3625
30	3930	4520	2630	3693
31	3930	5578	2731	4080
32	2480	4780	2203	3154

(conclusão)

Semana ( $t$ )	Cenário1 $ph(MW)$	Cenário2 $ph(MW)$	Cenário3 $ph(MW)$	Decisão de Despacho $ph(MW)$
33	3280	5180	2158	3539
34	3757	5177	2630	3855
35	2970	5155	2054	3393
36	2119	4702	1091	2637
37	1712	4178	497	2129
38	947	4160	0	1702
39	750	4077	0	1609
40	750	4339	0	1696
41	750	4426	0	1725
42	1250	4426	0	1892
43	1250	3930	0	1727
44	750	3930	0	1560
45	750	4168	0	1639
46	750	3995	0	1582
47	750	4680	0	1810
48	750	4865	0	1872
49	750	4731	0	1827
50	1330	4680	0	2003
51	803	4399	0	1734
52	1250	4405	0	1885

Este trabalho não se concentra na previsão de vazões, já que existem trabalhos inteiros dedicados à estas técnicas, mas referencia o trabalho de Almeida e Conejo (2013) como uma forma de inserir as diversas previsões nos modelos de despacho. Utilizando a previsão associada à probabilidade de ocorrência, os modelos podem ser simulados de várias formas, tanto utilizando vetores  $r(\omega)_{i,t}$  de vazão afluente para cada cenário, como realizando simulações em leque, na qual em cada período ( $t$ ) define-se as probabilidades de ocorrência de vazão para o próximo período ( $t + 1$ ) e toma a decisão, para novamente definir as probabilidade de ocorrência de vazão para o próximo período ( $t + 2$ ) e assim por diante.

No Capítulo 7, serão apresentadas as principais conclusões deste trabalho e ainda sugestões de aprimoramento das simulações para o modelo PEMPL.

## 7 Conclusões

Poucos países, como o Brasil, possuem uma matriz energética composta por mais de 60% de UHEs e, dentre estes poucos países, ainda existe divergência sobre qual modelo de planejamento da geração de energia elétrica de médio prazo é o mais adequado. A Noruega e o Canadá praticam amplamente a comercialização de energia com outros países através de mercados como o *Nord Pool* e os diversos mercados regionais dos Estados Unidos, respectivamente; estes mercados migraram para o sistema desregulado, com leilões do dia seguinte e vêm trabalhando de acordo com as regras de oferta e procura. No caso do Brasil, que tem seu mercado próprio e pouca comercialização de energia com países vizinhos (Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela), o modelo regulado ainda é utilizado e não existe no momento qualquer projeção ou previsão para alteração de tipo de mercado.

Entre 1996 e 1998, na Califórnia, foi realizada a reforma do setor elétrico que passou de um sistema totalmente regulado de despacho centralizado, para um mercado desregulado com aplicação do uso do leilão para despacho de geração de energia. Não houve problemas na transição de mercado, porém entre 2000 e 2001 se instaurou uma grande crise por diversos problemas e detalhes que não haviam sido considerados, como exemplo cita-se o congelamento dos preços da energia vendida ao consumidor, enquanto os leilões ocorriam normalmente e os preços ofertados pelos geradores aumentavam exponencialmente, causando a falência de várias empresas distribuidoras de energia.

Este evento ocorrido na Califórnia ainda é muito investigado e pode ser citado como um exemplo que impede o Brasil de mudar o tipo de mercado, mas não se pode esquecer que o mercado regulado já apresentou crises semelhantes em 2001 e em 2014. Entre 2014 e 2015, a falta de chuvas obrigou o aumento da geração de energia termelétrica, que é mais cara, sem que as tarifas de venda de energia fossem reajustadas, causando a redução do caixa e a perda de valor das empresas distribuidoras de energia. Para tentar contornar o problema, a ANEEL definiu o rateio do custo da energia termelétrica entre as geradoras de energia, distribuindo o prejuízo para todo o setor elétrico.

Com os exemplos apresentados, observa-se que em situações extremas, nas quais falta oferta de energia ou a fonte mais abundante se torna escassa, uma crise é declarada e os preços devem ser reajustados. Neste caso, os modelos de despacho utilizando leilões de energia podem levar vantagem, já que as próprias leis da economia de oferta e demanda

causam um reajuste natural das tarifas. Para minimizar ainda mais esta flutuação de preços, a venda de energia a longo prazo deve ser incentivada e o modelo apresentado neste trabalho, que simula horizontes de médio prazo, se encaixa perfeitamente, já que o comprador de energia no médio prazo garante uma tarifa independente das possíveis variações do mercado.

O PEMPL, modelo de planejamento da geração de médio prazo com aplicação do leilão de energia, foi apresentado neste trabalho e pode ser utilizado como uma alternativa para o mercado brasileiro de forma a evitar os racionamentos ou mudanças bruscas no preço da energia, já que este modelo não obriga os compradores do leilão à, efetivamente, consumir a energia no médio prazo, mas garante que estes compradores terão o direito de uso daquela energia. Caso um comprador de energia adquira o direito de uso de uma quantidade de energia que não será utilizada por ele, este poderá vender a energia excedente no mercado *spot*, protegendo-se de condições climáticas e de mercado.

Os modelos PEC e PEMPL, apresentados neste trabalho, foram desenvolvidos e simulados com o *software* de programação matemática e otimização *General Algebraic Modeling System - GAMS*, com o pacote de solução *CPLEX* e são simplificados em relação aos modelos utilizados nos mercados de eletricidade, por utilizar somente restrições lineares, mas mostram que os problemas de planejamento da geração centralizado e de leilão de energia podem obter os mesmos resultados, desde que os preços de energia ofertados pelas hidrelétricas sejam mais baratos que os preços ofertados pelas termelétricas. As simulações realizadas são factíveis e apresentam um comportamento esperado no despacho de geração de energia, respeitando às restrições impostas e atendendo ao objetivo proposto.

Estudos sobre os dados estocásticos que são utilizados como entrada nos modelos desenvolvidos não foram o foco principal deste trabalho, mas podem mudar os resultados obtidos. Por isso, trabalhos futuros de previsão de vazões afluentes e previsões de consumo de energia podem ser realizados e inseridos nos modelos apresentados neste trabalho. Assim, novos cenários de médio prazo poderão ser criados e simulados para comparar o PEC e o PEMPL.

Outras discussões mais aprofundadas sobre os mercados de energia elétrica, a expansão e os incentivos ao investimento no setor elétrico brasileiro também podem ter por base este trabalho, já que o modelo de expansão atual foi discutido brevemente e também está baseado em um modelo de leilão de energia, porém com horizonte de longo prazo.

Por fim, é possível concluir que este trabalho inicia uma nova discussão sobre mercados de energia de médio prazo, que tem a finalidade de evitar grandes oscilações nos preços da energia, que causam descontentamento geral de consumidores e desaquecimento do mercado de energia. A proposta de um modelo de planejamento da geração de médio prazo por leilão de energia, proposto neste trabalho mostrou bons resultados, priorizando o equilíbrio do mercado através da aplicação de uma regra básica da economia, que é a lei da oferta e da procura.

## Referências<sup>1</sup>

- ALMEIDA, K. C.; CONEJO, A. J. Medium-Term Power Dispatch in Predominantly Hydro Systems: An Equilibrium Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2384–2394, ago. 2013. ISSN 0885-8950, 1558-0679. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6413263>. Citado 7 vezes nas páginas 20, 46, 48, 51, 59, 82 e 114.
- AMBEC, S.; DOUCET, J. A. Decentralizing hydro power production. *Canadian Journal of Economics/Revue canadienne d'économique*, v. 36, n. 3, p. 587–607, ago. 2003. ISSN 1540-5982. Disponível em: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/1540-5982.t01-2-00004/abstract>. Nenhuma citação no texto.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2016. <http://www.aneel.gov.br/>. [Online; acessado em: 23-agosto-2016]. Citado na página 26.
- ARENALES, M. et al. *Pesquisa Operacional*. [S.l.]: Elsevier, 2007. 375–426 p. Citado 3 vezes nas páginas 39, 123 e 124.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 61, 68 e 85.
- AUSTRALIAN-CURRICULUM-PHYSICS. *Fathoming Physics - Chapter 9: Transformers*. 2016. <http://australiancurriculumphysics.com.au/fathoming-physics-hsc-textbook/motors-and-generators/chapter-9-transformers/>. [Online; acessado em: 02-agosto-2016]. Citado na página 28.
- BARQUIN, J.; CENTENO, E.; RENESES, J. Medium-term generation programming in competitive environments: a new optimisation approach for market equilibrium computing. *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, v. 151, n. 1, p. 119–126, jan. 2004. ISSN 1350-2360. Nenhuma citação no texto.
- BARROSO, L. A. N. et al. Market Power Issues in Bid-Based Hydrothermal Dispatch. *Annals of Operations Research*, v. 117, n. 1-4, p. 247–270, 2002. ISSN 0254-5330, 1572-9338. Disponível em: <http://link.springer.com/article/10.1023/A:1021537910823>. Citado 3 vezes nas páginas 20, 32 e 33.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. *Introduction to Stochastic Programming*. New York, NY: Springer New York, 2011. (Springer Series in Operations Research and Financial Engineering). ISBN 978-1-4614-0236-7 978-1-4614-0237-4. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4614-0237-4>. Citado na página 44.
- BIXBY, R. E. *A Brief History*. 2012. 107–121 p. <http://www.math.uiuc.edu/documenta/vol-ism/25.bixby-robert.pdf>. [Online; acessado em: 28-fevereiro-2017]. Nenhuma citação no texto.
- BREGADIOLI, G. F. *Modelo de leilão de energia multiperíodo com representação linearizada da transmissão e da coordenação com o médio prazo para sistemas hidrotérmicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia de Bauru, 2015. Citado na página 48.

<sup>1</sup> De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

BREGADIOLI, G. F. et al. Medium-term coordination in a network-constrained multi-period auction model for day-ahead markets of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 82, p. 474–483, 2016. ISSN 0142-0615. Citado na página 34.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Comercialização de Energia Elétrica no Brasil*. 2016. <[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. [Online; acessado em: 10-janeiro-2016]. Nenhuma citação no texto.

CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Projetos*. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, 1999. Citado na página 53.

CICOGNA, M. A. *Sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica*. Dissertação (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 53, 54 e 57.

CONEJO, A. et al. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1265–1272, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

CONEJO, A. J.; CARRI6N, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. [S.l.]: Springer, 2010. Citado 7 vezes nas páginas 26, 33, 35, 40, 41, 42 e 43.

ENCINA, A. S. A. et al. Unit commitment of hydro dominated systems. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, p. 1–7, 2008. Nenhuma citação no texto.

FERC. *Federal Energy Regulatory Commission*. 2016. <<http://www.ferc.gov>>. [Online; acessado em: 23-agosto-2016]. Citado na página 26.

FOSSO, O. et al. Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 75–81, 1999. ISSN 0885-8950. Citado na página 37.

GABRIEL, S. A. et al. *Complementarity Modeling in Energy Markets*. [S.l.]: Springer, 2013. Nenhuma citação no texto.

GAMS. *General Algebraic Modeling System*. 2017. <[www.gams.com](http://www.gams.com)>. [Online; acessado em: 04-março-2017]. Citado na página 125.

GJELSVIK, A.; MO, B.; HAUGSTAD, A. Long- and Medium-term Operations Planning and Stochastic Modelling in Hydro-dominated Power Systems Based on Stochastic Dual Dynamic Programming. Springer Berlin Heidelberg, p. 33–55, 2010. Disponível em: <[http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-02493-1\\_2](http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-02493-1_2)>. Nenhuma citação no texto.

GROSS, G.; FINLAY, D. Generation Supply Bidding in Perfectly Competitive Electricity Markets. *Computational & Mathematical Organization Theory*, v. 6, n. 1, p. 83–98, 2000. ISSN 1381-298X, 1572-9346. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1023/A:1009677326718>>. Nenhuma citação no texto.

HELSETH, A.; FODSTAD, M.; MO, B. Optimal Medium-Term Hydropower Scheduling Considering Energy and Reserve Capacity Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 3, p. 934–942, jul. 2016. ISSN 1949-3029. Nenhuma citação no texto.

ILAK, P. et al. Profit maximization of a hydro producer in a day-ahead energy market and ancillary service markets. *IEEE*, p. 744–749, jul. 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6625066>. Nenhuma citação no texto.

IRASTORZA, V.; FRASER, H. Are ITP-Run Day-Ahead Markets Needed? *The Electricity Journal*, v. 15, n. 9, p. 25–33, nov. 2002. ISSN 1040-6190. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619002003846>. Nenhuma citação no texto.

JOHANNESEN, A.; FLATABO, N. Scheduling methods in operation planning of a hydro-dominated power production system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, n. 3, p. 189–199, jul. 1989. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142061589900288>. Nenhuma citação no texto.

KWON, R. H.; FRANCES, D. Optimization-Based Bidding in Day-Ahead Electricity Auction Markets: A Review of Models for Power Producers. Springer Berlin Heidelberg, p. 41–59, 2012. Nenhuma citação no texto.

LABADIE, J. W. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 130, n. 2, p. 93–111, 2004. ISSN 0733-9496. Nenhuma citação no texto.

LI, X. et al. Hydro Unit Commitment via Mixed Integer Linear Programming: A Case Study of the Three Gorges Project, China. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 3, p. 1232–1241, 2014. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

LINO, P. et al. Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*, v. 120, n. 1-4, p. 81–97, abr. 2003. ISSN 0254-5330, 1572-9338. Disponível em: <http://link.springer.com/article/10.1023/A%3A1023322328294>. Citado na página 20.

MACEIRA, M. E. P. et al. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil—Description of the NEWAVE program. *ResearchGate*, jan. 2008. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/242088050\\_Ten\\_years\\_of\\_application\\_of\\_stochastic\\_dual\\_dynamic\\_programming\\_in\\_official\\_and\\_agent\\_studies\\_in\\_Brazil-Description\\_of\\_the\\_NEWAVE\\_program](https://www.researchgate.net/publication/242088050_Ten_years_of_application_of_stochastic_dual_dynamic_programming_in_official_and_agent_studies_in_Brazil-Description_of_the_NEWAVE_program). Nenhuma citação no texto.

MO, B.; GJELSVIK, A.; GRUNDT, A. Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 2, p. 216–221, maio 2001. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

MORAGA, R. et al. A contingency analysis for managing the risk of water spillage and shortage in a mid-term hydro scheduling model. p. 1–6, jun. 2006. Citado na página 39.

MORENO, R. et al. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 5758–5769, out. 2010. ISSN 0301-4215. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510003976>. Citado na página 29.

NEPOMUCENO, L. *Modelos de Leilão Multiperíodo em Mercados de Energia do Dia Seguinte de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese (Livre-Docência) — Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", 2014. Citado na página 36.

NICHOLSON, W.; SNYDER, C. M. *Microeconomic Theory: Basic Principles and Extensions*. 12 edition. ed. Mason, OH: South-Western College Pub, 2016. ISBN 978-1-305-50579-7. Citado na página 67.

NILSSON, O.; SJELVGREN, D. Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 38–44, 1997. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. *Numerical Optimization*. [S.l.]: Springer, 1999. (Springer Series in Operations Research). Citado na página 124.

OLIVEIRA, A. Q. *Modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos em mercados pool de energia do dia seguinte*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia de Bauru, 2016. Citado na página 48.

OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES, S.; NEPOMUCENO, L. Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 27, n. 2, p. 91–99, fev. 2005. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061504001024>. Citado na página 61.

ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2016. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). [Online; acessado em: 10-abril-2016]. Citado 4 vezes nas páginas 74, 75, 79 e 131.

ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico: PEN 2016-Sumário Executivo*. 2016. [www.ons.org.br/avaliacao\\_condicao\\_planejamento\\_energetico](http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao_planejamento_energetico). [Online; acessado em: 04-setembro-2016]. Citado na página 39.

PEREIRA, A. C. et al. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems *in press*. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP, n. 99, p. 1–1, 2017. ISSN 0885-8950. Citado na página 34.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v. 52, n. 1-3, p. 359–375, 2014. ISSN 0025-5610, 1436-4646. Disponível em: <http://link.springer.com/article/10.1007/BF01582895>. Nenhuma citação no texto.

PJM. *Mercado de Energia Regional nos Estados Unidos da América*. 2016. [www.pjm.com](http://www.pjm.com). [Online; acessado em: 17-setembro-2016]. Citado na página 27.

PRITCHARD, G.; PHILPOTT, A. B.; NEAME, P. J. Hydroelectric reservoir optimization in a pool market. *Math. Program.*, v. 103, n. 3, p. 445–461, dez. 2004. ISSN 0025-5610, 1436-4646. Disponível em: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10107-004-0565-0>. Nenhuma citação no texto.

RANGEL, L. F. Competition policy and regulation in hydro-dominated electricity markets. *Energy Policy*, v. 36, n. 4, p. 1292–1302, 2008. ISSN 0301-4215. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507005460>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 32.

RENESES, J.; CENTENO, E.; BARQUIN, J. Coordination between medium-term generation planning and short-term operation in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, p. 43–52, 2006. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. Market power operations in electric power systems. *New York, NY: John Wiley and Sons*, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

SIOSSHANSI, R. Optimized Offers for Cascaded Hydroelectric Generators in a Market With Centralized Dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 2, p. 773–783, mar. 2015. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

STEEGER, G.; BARROSO, L.; REBENNACK, S. Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: A Literature Survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 4, p. 1758–1766, jul. 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 21.

VAZQUEZ, C.; RIVIER, M.; PEREZ-ARRIAGA, I. J. A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2, p. 349–357, maio 2002. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

VERGÍLIO, A. H. B. *Um Modelo de Pré-Despacho Hidrotérmico para Mercados de Energia*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia de Bauru, 2011. Nenhuma citação no texto.

YU, Z.; SPARROW, F. T.; BOWEN, B. H. A new long-term hydro production scheduling method for maximizing the profit of hydroelectric systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 1, p. 66–71, fev. 1998. ISSN 0885-8950. Nenhuma citação no texto.

## Apêndice A – Metodologia de Solução

### A.1 Introdução

Para analisar e propor modelos é necessário descrever os principais aspectos envolvidos no problema e suas restrições para, logo em seguida, realizar simulações e validar resultados. Neste trabalho foram realizadas várias simulações com os problemas de PEC e o PEMPL, iniciando-se por um problema simplificado, com apenas uma UHE com reservatório de regularização e uma UHE com reservatório à fio d'água para validar as restrições e comprovar os principais aspectos de modelagem. Em seguida, o modelo foi expandido para realizar a simulação e se adequar ao propósito de comparar os diferentes modelos.

Conforme já comentado, o problema PEMPL proposto é descrito como um problema de programação determinístico equivalente, linear inteiro-misto. Este capítulo é dedicado a apresentar as técnicas de solução mais comuns e como os modelos foram testados. Na Seção A.2 explica-se o conceito de pesquisa operacional relacionado à tomada de decisão; na Seção A.3 apresenta-se o processo de modelagem matemática de problemas de otimização. O programa computacional utilizado para solução dos problemas deste trabalho são citados na Seção A.4. Por fim, a Seção A.5 traz um exemplo da utilização da linguagem de programação utilizada neste trabalho para simulação dos modelos PEC e PEMPL.

### A.2 Pesquisa Operacional

Segundo Arenales et al. (2007), apesar de o termo pesquisa operacional ter sido criado antes de 1950, foi à partir desta época que ele ganhou força, com a criação de diversas sociedades de pesquisas nos Estados Unidos e Inglaterra. No Brasil, este tipo de pesquisa se iniciou no final de 1960.

A pesquisa operacional, ou a otimização, visa a tomada de decisões para problemas complexos e que possuem restrições. Em problemas de engenharia, como produção de bens, logística para envio de produtos, definição de portfólio de produtos, despacho de energia elétrica e outros, o termo otimização é ainda mais difundido, pois o objetivo é obter uma solução com o uso mínimo de recursos.

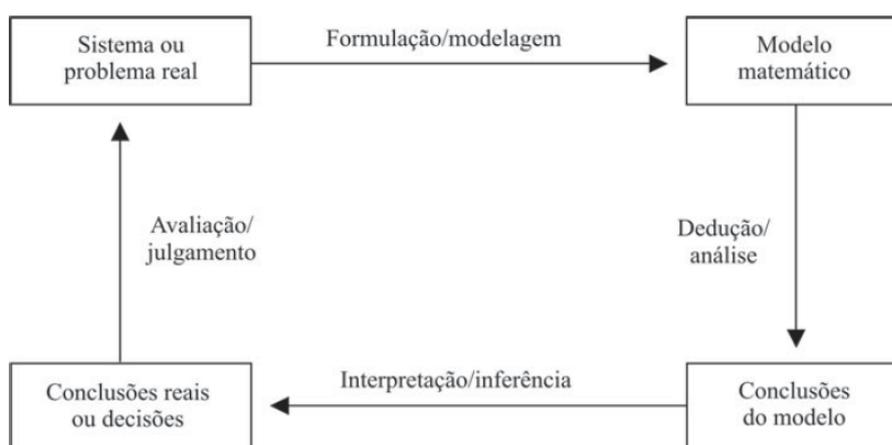
Para representar a realidade dos fenômenos naturais e econômicos, é necessário utilizar de modelos matemáticos descritos na Seção A.3.

### A.3 Modelagem de Problemas

Segundo Nocedal e Wright (1999), “o processo de identificação do objetivo, variáveis e restrições de um dado problema é conhecido como modelagem”. A construção de modelos matemáticos é um processo, pois consiste na experimentação e melhoria a cada estágio de forma a criar um modelo mais próximo possível da realidade e causar o mínimo erro e simplificações, já que o objetivo da otimização é a tomada de decisões.

Na Figura 56, Arenales et al. (2007) explica que o processo de modelagem pode ser traduzido em quatro estágios, começando pela definição do problema real, que é o momento da definição do escopo de estudo; em seguida inicia-se a construção do modelo matemático, que é o momento de traduzir o problema em relações matemáticas e lógicas; para se chegar à fase de conclusões sobre o modelo é necessário o uso de técnicas de solução de problemas e otimização; a fase de conclusões reais é o momento de comparar o resultado da otimização com a realidade, e é nesta fase que é possível aprimorar o modelo e retornar ao ciclo, definindo-se o problema real e suas restrições.

Figura 56 – Processo de Modelagem.



Fonte: (ARENALES et al., 2007, p. 4)

Os problemas PEC e PEMPL apresentados nos Capítulos 4 e 5, foram definidos com base na experiência dos autores, resolução do problema, validação dos resultados e comparação com a realidade.

Na fase de resolução do problema, diversos métodos de otimização devem ser aplicados, e não se torna viável realizar esta operação manualmente, por isso são utilizados *softwares* de programação matemática. A próxima seção descreve brevemente o programa de otimização utilizado neste trabalho de pesquisa, o *software* “*General Algebraic Modeling System* (GAMS)”.

#### A.4 GAMS

O GAMS é um programa compilador de linguagem de diversos pacotes de solução matemática, com ferramentas de conectividade e produtividade. Ele foi desenvolvido para modelar e resolver problemas lineares, não-lineares de programação mista (uso de variáveis inteiras e reais). Este programa utiliza a linguagem *Algebraic Modeling Language* (AML) e pode ser conectado a diversos pacotes de otimização. (GAMS, 2017)

Segundo o site de GAMS (2017), os pacotes de solução mais conhecidos que se integram através do software GAMS são:

- CPLEX, GUROBI, MOSEK, XPRESS para problemas lineares, mistos e com restrições quadráticas;
- CONOPT, IPOPTH, KNITRO, MINOS, SNOPT para problemas não-lineares;
- ALPHAECP, ANTIGONE, BARON, DICOPT, OQNLP, SBB para problemas mistos não-lineares.

Neste trabalho foi utilizado o pacote de solução CPLEX, visto que tanto o PEC quanto PEMPL são formulados como problemas de otimização determinística equivalente, linear inteiro-misto. Na seção A.5 é apresentada a programação utilizada no software GAMS para os modelos de despacho.

#### A.5 Programação utilizando o GAMS

Modelos simplificados foram desenhados para validar as equações dos modelos PEC e PEMPL programados no GAMS-CPLEX, posteriormente estes modelos foram

complementados até chegarem em suas versões finais. Utilizando o PEC como exemplo, apresenta-se abaixo o padrão de declaração do programa, sendo que os dados de entrada realmente utilizados serão apresentados no Capítulo 6.

O programa se inicia pela declaração de conjuntos conforme exemplo:

```
SETS
I      / UHE1, UHE2, UHE3, UHE4/
W      / 1 * 3 /
T      / 1 * 12 /
T1(T)  / 1 /
TF(T)  / 12 /
```

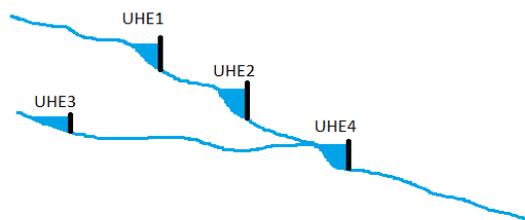
Neste exemplo, o conjunto  $I$  é formado por 4 usinas hidrelétricas (UHE1, UHE2, UHE3, UHE4), o conjunto  $W$  é formado por 3 cenários de vazões incrementais, e o conjunto  $T$  é composto por 12 períodos de simulação.

Para que o balanço hidráulico das UHEs seja válido, é necessário declarar um conjunto de relação entre estas usinas, também conhecido como tuplas. No exemplo abaixo, cada UHE do conjunto  $I$  recebe água da UHE  $I1$ .

```
ALIAS(I, I1)
SET I_from_I(I, I1)
/UHE2.UHE1,
UHE4.UHE2,
UHE4.UHE3/;
```

Neste exemplo monta-se o diagrama hidráulico mostrado na Figura 57 de forma lógica no GAMS.

Figura 57 – Exemplo de diagrama Hidráulico



Os dados de entrada para o programa são descritos logo em seguida, sendo estes valores fixos declarados como escalares ou parâmetros:

SCALAR

TAU /2.59/ ;

PARAMETERS

Vini(I) Volume de armazenamento inicial das UHEs

/UHE1 100

UHE2 80

UHE3 75

UHE4 30/

No caso dos parâmetros, a entrada de dados se dá conforme uma tabela, ou seja, o volume inicial  $Vini(I)$  da UHE1 é 100%, para a UHE2 é 80% e assim por diante. Para o PEC também é necessário declarar os dados de Probabilidade de ocorrência de cenários  $P(W)$ , a demanda de consumo  $PDT(T)$ , o rendimento médio das UHEs  $ETA(I)$  e a vazão afluente para cada cenário e por período em cada UHE  $RTIW(W, T, I)$ .

Após a declaração de todos os dados de entrada, declara-se as variáveis do problema e neste momento, observa-se uma grande vantagem da linguagem AML, pois variáveis declaradas como positivas já consideram esta restrição de não-negatividade em seus valores assumidos.

POSITIVE VARIABLES

pj(W, T)

ph(W, T, I)

v(W, T, I)

q(W, T, I)

s(W, T, I)

u(W, T, I)

VARIABLE

z

A função objetivo e as restrições do problema são nomeadas através do comando *EQUATIONS*, logo antes da declaração matemática destas equações:

```
EQUATIONS
OBJ      Funcao objetivo
ATEDEM   Restricao de atendimento de demanda
BHIDT1   Restricao de balanço hidraulico T1
BALHID   Restricao de balanço hidraulico dif T1
FUNPRO   Restricao da funcao de producao
DEFLU    Restricao de vazao de defluencia
```

Logo em seguida se iniciam as declarações matemáticas das equações listadas acima

```
OBJ..    z =E= SUM((W,T), P(W)*pj(W,T));
ATEDEM(W,T)..    SUM(I, ph(W,T,I))+pj(W,T) =E= PDT(T);
BHIDT1(W,T1,I)..    v(W,T1,I) =E= Vini(I) + TAU*(RTIW(W,T1,I) -
q(W,T1,I)- s(W,T1,I)) + TAU*( SUM(I1$(I_from_I(I,I1)),
q(W,T1,I1))+ SUM(I1$(I_from_I(I,I1)),s(W,T1,I1)));

BALHID(W,T,I)$(NOT T1(T))..    v(W,T,I) =E= v(W,T-1,I) + TAU*(RTIW(W,T,I) -
q(W,T,I)- s(W,T,I)) + TAU*( SUM(I1$(I_from_I(I,I1)),
q(W,T,I1))+ SUM(I1$(I_from_I(I,I1)),s(W,T,I1)));

FUNPRO(W,T,I)..    ph(W,T,I) =E= ETA(I)*q(W,T,I);
DEFLU(W,T,I)..    q(W,T,I)+s(W,T,I) =E= u(W,T,I);
```

Outra vantagem da linguagem de programação AML, é a facilidade em como definir valores máximos e mínimos das variáveis de decisão, abaixo apresenta-se um exemplo de como os volumes máximos, mínimos e finais de armazenamento das UHEs foi definido:

```
*volume mínimo das UHEs
v.LO(W,T,"UHE1") = 0;
v.LO(W,T,"UHE2") = 0;
v.LO(W,T,"UHE3") = 0;
v.LO(W,T,"UHE4") = 10;
```

\*volume máximo das UHEs

v.UP(W,T,"UHE1") = 100;

v.UP(W,T,"UHE2") = 100;

v.UP(W,T,"UHE3") = 95;

v.UP(W,T,"UHE4") = 100;

\*volume final em T=12 das UHEs

v.FX(W,TF,"UHE1") = 100;

v.FX(W,TF,"UHE2") = 100;

v.FX(W,TF,"UHE3") = 95;

v.FX(W,TF,"UHE4") = 100;

Todas as variáveis que possuem valores limites máximos e mínimos devem ser declarados nesta parte do programa. Para o PEC, ainda foram declarados os valores de produção hidráulica mínima  $ph.LO(W, T, I)$  e máxima  $ph.UP(W, T, I)$ , vazão turbinada mínima  $q.LO(W, TF, I)$  e máxima  $q.UP(W, TF, I)$ , e vazão defluente mínima  $u.LO(W, TF, I)$  e máxima  $u.UP(W, TF, I)$  utilizando o mesmo padrão de declarações apresentado.

Ao final do programa deve ser definido o nome do modelo, o pacote de soluções que será utilizado pelo GAMS e apresentar se o programa deve minimizar ou maximizar a função objetivo. Neste exemplo desta Seção, foram utilizadas as seguintes configurações.

```
MODEL PEC_EXEMPLO /a11/;
```

```
OPTION QCP =CPLEX;
```

```
SOLVE PEC_EXEMPLO USING QCP MINIZING z;
```

Para declaração do PEMPL, no GAMS, apenas se faz necessário adicionar novos conjuntos, dados de entrada, variáveis, equações e restrições compatíveis com o modelo. Importante citar que o PEMPL é de maximização da função objetivo e é um problema linear inteiro misto, portanto a configuração final deve ser alterada para:

```
MODEL PEMPL_EXEMPLO /a11/;
```

```
OPTION MIP =CPLEX;
```

```
SOLVE PEMPL_EXEMPLO USING MIP MAXIMIZING z;
```

## Apêndice B – Dados do Sistema

### B.1 Vazões Afluentes

Na seção 6.2.5 foram apresentados os dados de vazões incrementais utilizadas nos modelos simulados. Naquela seção foi citado que, durante o estudo, foram criados três cenários de vazões incrementais e para facilitar a demonstração de resultados durante o decorrer do trabalho mostrou-se apenas os resultados do cenário 1, que corresponde a 100% da média histórica mensal de vazões. A seguir apresentamos as tabelas 31 e 32 que trazem as vazões incrementais em  $m^3/s$  que correspondem a 60% e 120% da MLT calculada entre 1931 até 2013 e respectivamente estes cenários são chamados de cenário 2 e cenário 3.

Tabela 31 – Cenário 2 de Vazões Incrementais - 60% da MLT

<b>UHE</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>
AGV	1511	1078	904	740	617	606
SSI	1937	1266	990	796	649	589
ILS	622	445	387	332	299	296
PRO	417	332	326	266	230	243
NAV	30	22	22	17	14	15
TRI	44	26	28	23	21	18
JUP	218	186	179	168	166	160

<b>UHE</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>
AGV	698	912	1479	2213	2304	2075
SSI	699	1062	1788	2464	2568	2537
ILS	329	376	502	701	782	791
PRO	284	304	457	668	711	613
NAV	19	21	32	51	57	47
TRI	20	20	23	35	53	54
JUP	164	175	197	249	276	257

Tabela 32 – Cenário 3 de Vazões Incrementais - 120% da MLT

UHE	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET
AGV	3022	2156	1808	1479	1233	1213
SSI	3875	2532	1981	1592	1298	1178
ILS	1245	890	774	663	598	593
PRO	834	665	652	532	460	485
NAV	61	43	44	34	28	29
TRI	87	53	56	47	42	35
JUP	436	372	358	335	333	319

UHE	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR
AGV	1396	1824	2959	4426	4608	4150
SSI	1397	2124	3576	4928	5136	5075
ILS	658	752	1005	1403	1565	1582
PRO	568	607	913	1336	1421	1225
NAV	37	41	64	102	113	93
TRI	40	40	47	70	107	108
JUP	328	349	395	498	552	514

## B.2 Demanda de Energia

Para definir o perfil de demanda de energia para simulações neste trabalho, utilizou-se valores históricos disponíveis no site do ONS (2016a). Estes valores históricos são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 – Histórico mensal de energia consumida no sistema elétrico brasileiro (*GW*médios)

Fonte: (ONS, 2016a)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>2015</b>	69,6	68,1	66,6	63,9	60,9	59,9	60,1	61,0	63,3	64,9	66,7	66,5
<b>2014</b>	67,9	69,9	66,4	64,9	62,9	6,2	61,5	63,2	65,3	67,1	66,5	65,6
<b>2013</b>	61,6	64,4	63,5	62,5	60,8	60,2	61,0	62,7	63,4	64,5	65,0	64,3
<b>2012</b>	59,3	62,5	63,0	60,6	58,9	58,2	58,3	59,8	60,3	62,2	61,0	62,5
<b>2011</b>	58,4	61,1	58,8	58,0	56,7	55,9	56,5	58,4	58,4	58,4	58,7	59,1
<b>2010</b>	55,6	58,3	58,5	55,8	55,3	54,5	55,0	55,3	56,7	56,3	57,2	57,7
<b>2009</b>	50,0	52,3	53,7	50,9	50,1	49,7	50,9	51,4	53,3	53,8	56,1	54,6
<b>2008</b>	51,1	51,8	52,3	52,3	50,7	51,2	51,4	52,5	52,8	54,1	52,3	49,3
<b>2007</b>	50,0	50,7	52,7	50,9	49,4	48,8	48,7	49,8	50,6	52,0	51,4	51,1

## Apêndice C – Resultados: Cenários 2 e 3

Como os modelos simulados neste trabalho foram desenvolvidos para países com alta participação de hidrelétricas, é importante que o balanço hidráulico seja verificado para todos os instantes simulados, para encontrar possíveis erros de simulação ou até limitações do modelo matemático desenvolvido.

### C.1 Conjunto de Resultados para o Cenário 2

O conjunto de resultados apresentados nesta seção referem-se ao balanço hidráulico e à geração de energia hidrelétrica e termelétrica para o cenário 2 de vazões incrementais. Os resultados serão apresentados em tabelas de cada usina para os modelos PEC e PEMPL.

Tabela 34 – Resultados para UHE AGV no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	1377	0	10726	651
2	1320	0	10887	623
3	1274	0	10985	602
4	1248	0	11007	590
5	1210	0	11025	572
6	1138	0	11021	538
7	1114	0	11000	526
8	1086	0	10962	513
9	1058	0	10876	500
10	1050	0	10815	496
11	1043	0	10731	493
12	1038	0	10650	491
13	1031	0	10545	487
14	1028	0	10437	486
15	1021	0	10289	482
16	1015	0	10101	480
17	1012	0	9869	478
18	1020	0	9625	482
19	1019	0	9382	482

(conclusão)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
20	1020	0	9139	482
21	1021	0	8894	482
22	1023	0	8649	483
23	1028	0	8394	486
24	1031	0	8136	487
25	1035	0	7877	489
26	1041	0	7614	492
27	1055	0	7356	498
28	1064	0	7134	502
29	1074	0	6907	507
30	1085	0	6673	513
31	1101	0	6471	520
32	1129	0	6257	533
33	1153	0	6083	545
34	1176	0	5951	556
35	1195	0	5863	564
36	1270	0	5856	600
37	1375	0	5874	649
38	1398	0	5968	660
39	1450	0	6120	685
40	1530	0	6398	723
41	1582	0	6780	747
42	1604	0	7148	758
43	1619	0	7507	765
44	1630	0	7993	770
45	1716	0	8349	811
46	1717	0	8704	811
47	1714	0	9061	810
48	1706	0	9423	806
49	1671	0	9667	789
50	1655	0	10046	782
51	1617	0	10323	764
52	1561	0	10508	738

Tabela 35 – Resultados para UHE AGV no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	1281	0	10785	605
2	1188	0	11025	561
3	1436	0	11025	678
4	1478	0	10908	698
5	1047	0	11025	495
6	1460	0	10827	690
7	750	0	11025	354
8	1024	0	11025	484
9	1115	0	10905	527
10	750	0	11025	354
11	904	0	11025	427
12	904	0	11025	427
13	985	0	10949	465
14	750	0	11009	354
15	750	0	11025	354
16	750	0	10997	354
17	750	0	10923	354
18	750	0	10843	354
19	750	0	10763	354
20	750	0	10682	354
21	750	0	10602	354
22	750	0	10521	354
23	1478	0	9994	698
24	1478	0	9467	698
25	750	0	9380	354
26	1426	0	8884	674

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1478	0	8370	698
28	1478	0	7898	698
29	750	0	7867	354
30	1478	0	7395	698
31	1478	0	6965	698
32	1478	0	6540	698
33	1478	0	6170	698
34	1478	0	5856	698
35	1049	0	5856	495
36	1258	0	5856	594
37	1405	0	5856	664
38	1478	0	5902	698
39	1478	0	6037	698
40	1478	0	6347	698
41	1478	0	6792	698
42	1478	0	7236	698
43	1478	0	7681	698
44	1478	0	8259	698
45	1478	0	8759	698
46	1478	0	9259	698
47	1478	0	9759	698
48	1478	0	10258	698
49	1478	0	10620	698
50	1679	0	10984	793
51	2365	0	10809	1117
52	2365	0	10508	1117

Tabela 36 – Resultados para UHE SSI no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	1780	0	12257	1139
2	1765	0	12420	1129
3	1698	0	12506	1087
4	1615	0	12525	1034
5	1431	0	12540	915
6	1334	0	12537	854
7	1297	0	12518	830
8	1256	0	12486	804
9	1190	0	12417	761
10	1133	0	12360	725
11	1116	0	12285	714
12	1107	0	12215	708
13	1091	0	12124	698
14	1086	0	12021	695
15	1071	0	11879	685
16	1060	0	11696	679
17	1055	0	11467	675
18	1077	0	11208	689
19	1078	0	10948	690
20	1080	0	10688	691
21	1082	0	10426	692
22	1084	0	10163	694
23	1095	0	9857	701
24	1099	0	9549	703
25	1103	0	9238	706
26	1108	0	8924	709

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1135	0	8618	726
28	1143	0	8349	731
29	1150	0	8076	736
30	1160	0	7797	742
31	1175	0	7551	752
32	1229	0	7354	786
33	1268	0	7197	811
34	1306	0	7082	836
35	1347	0	7006	862
36	1530	0	7000	979
37	1673	0	7016	1071
38	1742	0	7097	1115
39	1803	0	7250	1153
40	1801	0	7503	1152
41	1830	0	7886	1171
42	1836	0	8266	1175
43	1841	0	8643	1178
44	1847	0	9165	1182
45	1944	0	9542	1244
46	1951	0	9915	1248
47	1960	0	10283	1254
48	1972	0	10643	1262
49	1969	0	10986	1260
50	1986	0	11473	1271
51	1990	0	11804	1273
52	1983	0	11986	1269

Tabela 37 – Resultados para UHE SSI no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2138	0	12040	1368
2	1712	0	12235	1095
3	1336	0	12540	855
4	1647	0	12540	1054
5	1456	0	12540	932
6	1329	0	12540	850
7	1266	0	12540	810
8	1336	0	12459	855
9	942	0	12540	603
10	1336	0	12361	855
11	695	0	12540	445
12	1262	0	12376	808
13	670	0	12540	429
14	1289	0	12314	825
15	670	0	12415	429
16	1336	0	12064	855
17	670	0	12068	429
18	1336	0	11653	855
19	1336	0	11237	855
20	1336	0	10822	855
21	1336	0	10406	855
22	1336	0	9990	855
23	670	0	9941	429
24	1336	0	9489	855
25	1336	0	9038	855
26	1336	0	8586	855

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1336	0	8158	855
28	1336	0	7772	855
29	1336	0	7386	855
30	1336	0	7000	855
31	769	0	7000	492
32	894	0	7006	572
33	1018	0	7000	652
34	1001	0	7069	640
35	1336	0	7000	855
36	1520	0	7000	973
37	1660	0	7023	1062
38	1916	0	7000	1226
39	2056	0	7000	1316
40	1460	0	7458	934
41	1336	0	8140	855
42	1336	0	8823	855
43	2111	0	9036	1351
44	1951	0	9495	1249
45	2138	0	9755	1368
46	2138	0	10015	1368
47	1336	0	10760	855
48	2138	0	11020	1368
49	2138	0	11261	1368
50	2138	0	11656	1368
51	2138	0	11898	1368
52	2138	0	11986	1368

Tabela 38 – Resultados para UHE ILS no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2950	0	20335	1081
2	3047	0	20753	1116
3	3195	0	20977	1171
4	3316	0	21023	1215
5	3092	0	21060	1133
6	2952	0	21053	1081
7	2929	0	21008	1073
8	2901	0	20926	1063
9	2923	0	20746	1071
10	2823	0	20605	1035
11	2856	0	20418	1046
12	2881	0	20207	1056
13	2921	0	19947	1070
14	3035	0	19621	1112
15	3080	0	19234	1129
16	3116	0	18795	1142
17	3143	0	18315	1152
18	3416	0	17698	1252
19	3423	0	17077	1254
20	3427	0	16455	1256
21	3427	0	15835	1255
22	3423	0	15220	1254
23	3518	0	14555	1289
24	3506	0	13902	1285
25	3491	0	13263	1279
26	3469	0	12643	1271

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	3659	0	11933	1341
28	3618	0	11278	1326
29	3576	0	10660	1310
30	3526	0	10084	1292
31	3454	0	9590	1266
32	3551	0	9062	1301
33	3428	0	8669	1256
34	3313	0	8406	1214
35	3241	0	8245	1187
36	3249	0	8232	1190
37	3471	0	8265	1272
38	3372	0	8444	1235
39	3225	0	8810	1182
40	2931	0	9433	1074
41	2831	0	10209	1037
42	2796	0	11022	1025
43	2773	0	11861	1016
44	2744	0	12772	1005
45	3000	0	13645	1099
46	2992	0	14526	1096
47	2985	0	15416	1094
48	2981	0	16310	1092
49	2930	0	17218	1074
50	2921	0	18179	1070
51	2968	0	19044	1088
52	3044	0	19777	1116

Tabela 39 – Resultados para UHE ILS no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	3479	0	20173	1275
2	3501	0	20205	1283
3	3523	0	20108	1291
4	3545	0	20174	1299
5	3516	0	19871	1288
6	3534	0	19702	1295
7	3544	0	19047	1299
8	3553	0	18581	1302
9	3572	0	17894	1309
10	3542	0	17259	1298
11	3551	0	16312	1301
12	3551	0	15708	1301
13	3560	0	14778	1305
14	3537	0	14103	1296
15	3554	0	13023	1302
16	3570	0	12316	1308
17	3587	0	11176	1314
18	3564	0	10462	1306
19	2912	0	10144	1067
20	2970	0	9790	1088
21	3564	0	9077	1306
22	2655	0	8913	973
23	3570	0	8232	1308
24	1880	0	8976	689
25	3570	0	8257	1308
26	3100	0	8232	1136

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	3110	0	8232	1139
28	3143	0	8232	1152
29	2415	0	8232	885
30	3143	0	8232	1152
31	1880	0	8672	689
32	3420	0	8232	1253
33	2854	0	8232	1046
34	2874	0	8232	1053
35	2818	0	8232	1033
36	3205	0	8232	1174
37	3543	0	8232	1298
38	3523	0	8472	1291
39	3503	0	8840	1284
40	3506	0	8878	1285
41	3481	0	8898	1276
42	3481	0	8918	1276
43	3481	0	9407	1276
44	3456	0	9857	1266
45	3454	0	10428	1266
46	3454	0	10998	1266
47	3454	0	11084	1266
48	1880	0	12606	689
49	2038	0	14039	747
50	1947	0	15696	713
51	1880	0	17760	689
52	1880	0	19777	689

Tabela 40 – Resultados para UHE PRO no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	361	0	7267	74
2	347	0	7322	71
3	328	0	7364	67
4	319	0	7385	65
5	345	0	7408	70
6	355	0	7404	72
7	373	0	7379	76
8	395	0	7332	81
9	410	0	7255	84
10	411	0	7213	84
11	408	0	7163	83
12	403	0	7117	82
13	396	0	7065	81
14	391	0	7013	80
15	386	0	6949	79
16	381	0	6872	78
17	378	0	6780	77
18	377	0	6691	77
19	376	0	6602	77
20	375	0	6515	76
21	375	0	6427	76
22	375	0	6340	76
23	377	0	6258	77
24	379	0	6176	77
25	381	0	6091	78
26	384	0	6005	78

(conclusão)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
27	389	0	5925	79
28	394	0	5859	80
29	400	0	5788	82
30	408	0	5713	83
31	416	0	5651	85
32	429	0	5547	88
33	442	0	5455	90
34	461	0	5368	94
35	483	0	5287	99
36	400	0	5280	82
37	379	0	5313	77
38	369	0	5380	75
39	398	0	5457	81
40	418	0	5567	85
41	433	0	5709	88
42	443	0	5846	90
43	449	0	5978	92
44	452	0	6148	92
45	459	0	6301	94
46	459	0	6454	94
47	457	0	6608	93
48	453	0	6764	92
49	449	0	6863	92
50	440	0	7004	90
51	430	0	7115	88
52	418	0	7195	85

Tabela 41 – Resultados para UHE PRO no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	306	0	7300	62
2	260	0	7408	53
3	492	0	7350	100
4	260	0	7408	53
5	647	0	7248	132
6	261	0	7301	53
7	262	0	7343	53
8	264	0	7374	54
9	536	0	7221	109
10	261	0	7270	53
11	262	0	7309	53
12	262	0	7347	53
13	263	0	7376	54
14	265	0	7400	54
15	267	0	7408	54
16	268	0	7399	55
17	270	0	7372	55
18	270	0	7348	55
19	270	0	7323	55
20	270	0	7299	55
21	270	0	7275	55
22	270	0	7251	55
23	457	0	7120	93
24	647	0	6875	132
25	647	0	6630	132
26	270	0	6613	55

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	647	0	6377	132
28	647	0	6157	132
29	647	0	5937	132
30	647	0	5718	132
31	647	0	5515	132
32	647	0	5280	132
33	264	0	5295	54
34	262	0	5329	53
35	346	0	5331	70
36	260	0	5409	53
37	647	0	5280	132
38	260	0	5413	53
39	260	0	5573	53
40	260	0	5779	53
41	260	0	6026	53
42	260	0	6273	53
43	260	0	6520	53
44	506	0	6657	103
45	260	0	6930	53
46	647	0	6969	132
47	263	0	7240	54
48	647	0	7278	132
49	647	0	7258	132
50	647	0	7274	132
51	647	0	7253	132
52	647	0	7195	132

Tabela 42 – Resultados para UHE NAV no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	396	0	2720	96
2	379	0	2720	92
3	357	0	2720	87
4	345	0	2720	84
5	370	0	2720	90
6	378	0	2720	92
7	395	0	2720	96
8	415	0	2720	101
9	429	0	2720	104
10	434	0	2720	105
11	430	0	2720	105
12	425	0	2720	103
13	417	0	2720	101
14	410	0	2720	100
15	403	0	2720	98
16	397	0	2720	96
17	392	0	2720	95
18	391	0	2720	95
19	390	0	2720	95
20	389	0	2720	94
21	389	0	2720	94
22	389	0	2720	94
23	391	0	2720	95
24	393	0	2720	95
25	395	0	2720	96
26	398	0	2720	97

(conclusão)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
27	406	0	2720	99
28	413	0	2720	100
29	419	0	2720	102
30	427	0	2720	104
31	436	0	2720	106
32	446	0	2720	108
33	462	0	2720	112
34	483	0	2720	117
35	507	0	2720	123
36	427	0	2720	104
37	410	0	2720	100
38	403	0	2720	98
39	435	0	2720	106
40	464	0	2720	113
41	484	0	2720	118
42	494	0	2720	120
43	500	0	2720	122
44	508	0	2720	123
45	516	0	2720	125
46	516	0	2720	125
47	514	0	2720	125
48	510	0	2720	124
49	496	0	2720	121
50	491	0	2720	119
51	477	0	2720	116
52	460	0	2720	112

Tabela 43 – Resultados para UHE NAV no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	341	0	2720	83
2	292	0	2720	71
3	521	0	2720	127
4	286	0	2720	69
5	672	0	2720	163
6	284	0	2720	69
7	284	0	2720	69
8	284	0	2720	69
9	555	0	2720	135
10	284	0	2720	69
11	284	0	2720	69
12	284	0	2720	69
13	284	0	2720	69
14	284	0	2720	69
15	284	0	2720	69
16	284	0	2720	69
17	284	0	2720	69
18	284	0	2720	69
19	284	0	2720	69
20	284	0	2720	69
21	284	0	2720	69
22	284	0	2720	69
23	471	0	2720	114
24	661	0	2720	161
25	661	0	2720	161
26	284	0	2720	69

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	664	0	2720	161
28	666	0	2720	162
29	666	0	2720	162
30	666	0	2720	162
31	667	0	2720	162
32	664	0	2720	161
33	284	0	2720	69
34	284	0	2720	69
35	370	0	2720	90
36	287	0	2720	70
37	678	0	2720	165
38	294	0	2720	71
39	297	0	2720	72
40	306	0	2720	74
41	311	0	2720	75
42	311	0	2720	75
43	311	0	2720	75
44	562	0	2720	137
45	317	0	2720	77
46	704	0	2720	171
47	320	0	2720	78
48	704	0	2720	171
49	694	0	2720	169
50	698	0	2720	170
51	694	0	2720	169
52	689	0	2720	167

Tabela 44 – Resultados para UHE TRI no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	295	0	13119	109
2	286	0	13203	106
3	278	0	13275	103
4	291	0	13330	108
5	331	0	13372	123
6	418	0	13365	155
7	493	0	13321	183
8	578	0	13238	214
9	651	0	13117	241
10	640	0	13011	237
11	639	0	12901	237
12	633	0	12792	235
13	626	0	12683	232
14	620	0	12572	230
15	611	0	12462	226
16	601	0	12351	223
17	593	0	12242	220
18	594	0	12132	220
19	587	0	12026	218
20	582	0	11922	216
21	579	0	11819	215
22	578	0	11717	214
23	582	0	11612	216
24	585	0	11506	217
25	590	0	11398	219
26	598	0	11287	222

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	616	0	11171	228
28	630	0	11052	234
29	649	0	10925	241
30	672	0	10788	249
31	701	0	10642	260
32	746	0	10471	277
33	785	0	10287	291
34	814	0	10100	302
35	799	0	9937	296
36	471	0	9923	175
37	201	0	10062	75
38	201	0	10199	75
39	201	0	10357	75
40	201	0	10535	75
41	201	0	10727	75
42	201	0	10925	75
43	201	0	11127	75
44	201	0	11335	75
45	201	0	11557	75
46	201	0	11780	75
47	201	0	12001	75
48	201	0	12219	75
49	201	0	12430	75
50	201	0	12641	75
51	201	0	12841	75
52	201	0	13027	75

Tabela 45 – Resultados para UHE TRI no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	437	0	12999	162
2	437	0	12939	162
3	437	0	13015	162
4	437	0	12946	162
5	437	0	13107	162
6	437	0	13032	162
7	437	0	12955	162
8	437	0	12878	162
9	437	0	12963	162
10	437	0	12889	162
11	437	0	12813	162
12	437	0	12738	162
13	437	0	12662	162
14	437	0	12586	162
15	437	0	12509	162
16	437	0	12429	162
17	437	0	12349	162
18	437	0	12270	162
19	1089	0	11795	404
20	1031	0	11356	382
21	437	0	11277	162
22	437	0	11197	162
23	437	0	11228	162
24	437	0	11374	162
25	437	0	11520	162
26	437	0	11438	162

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	437	0	11586	162
28	437	0	11737	162
29	437	0	11888	162
30	437	0	12039	162
31	437	0	12191	162
32	437	0	12339	162
33	437	0	12258	162
34	437	0	12179	162
35	437	0	12152	162
36	437	0	12073	162
37	437	0	12233	162
38	437	0	12161	162
39	437	0	12093	162
40	437	0	12032	162
41	437	0	11977	162
42	437	0	11922	162
43	437	0	11867	162
44	437	0	11966	162
45	437	0	11926	162
46	437	0	12119	162
47	437	0	12081	162
48	437	0	12274	162
49	437	0	12463	162
50	437	0	12656	162
51	437	0	12845	162
52	437	0	13027	162

Tabela 46 – Resultados para UHE JUP no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	3496	0	3354	650
2	3562	0	3354	662
3	3680	0	3354	684
4	3792	0	3354	705
5	3637	0	3354	676
6	3565	0	3354	663
7	3609	0	3354	671
8	3656	0	3354	680
9	3732	0	3354	694
10	3651	0	3354	679
11	3674	0	3354	683
12	3693	0	3354	687
13	3717	0	3354	691
14	3848	0	3354	716
15	3867	0	3354	719
16	3878	0	3354	721
17	3879	0	3354	721
18	4175	0	3354	776
19	4176	0	3354	777
20	4175	0	3354	776
21	4172	0	3354	776
22	4167	0	3354	775
23	4260	0	3354	792
24	4251	0	3354	791
25	4241	0	3354	789
26	4228	0	3354	786

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	4423	0	3354	823
28	4413	0	3354	821
29	4389	0	3354	816
30	4362	0	3354	811
31	4335	0	3354	806
32	4445	0	3354	827
33	4379	0	3354	814
34	4310	0	3354	802
35	4241	0	3354	789
36	3887	0	3354	723
37	3860	0	3354	718
38	3780	0	3354	703
39	3654	0	3354	679
40	3357	0	3354	624
41	3281	0	3354	610
42	3247	0	3354	604
43	3224	0	3354	600
44	3219	0	3354	599
45	3477	0	3354	647
46	3469	0	3354	645
47	3463	0	3354	644
48	3459	0	3354	643
49	3389	0	3354	630
50	3406	0	3354	633
51	3426	0	3354	637
52	3478	0	3354	647

Tabela 47 – Resultados para UHE JUP no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	4167	0	3354	775
2	4167	0	3354	775
3	4167	0	3354	775
4	4167	0	3354	775
5	4167	0	3354	775
6	4167	0	3354	775
7	4167	0	3354	775
8	4167	0	3354	775
9	4167	0	3354	775
10	4167	0	3354	775
11	4167	0	3354	775
12	4167	0	3354	775
13	4167	0	3354	775
14	4167	0	3354	775
15	4167	0	3354	775
16	4167	0	3354	775
17	4167	0	3354	775
18	4167	0	3354	775
19	4167	0	3354	775
20	4167	0	3354	775
21	4167	0	3354	775
22	3258	0	3354	606
23	4167	0	3354	775
24	2477	0	3354	461
25	4167	0	3354	775
26	3697	0	3354	687

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	3695	0	3354	687
28	3744	0	3354	696
29	3016	0	3354	561
30	3744	0	3354	696
31	2497	0	3354	464
32	4005	0	3354	745
33	3457	0	3354	643
34	3494	0	3354	650
35	3456	0	3354	643
36	3810	0	3354	709
37	4167	0	3354	775
38	4167	0	3354	775
39	4167	0	3354	775
40	4167	0	3354	775
41	4167	0	3354	775
42	4167	0	3354	775
43	4167	0	3354	775
44	4167	0	3354	775
45	4167	0	3354	775
46	4167	0	3354	775
47	4167	0	3354	775
48	2593	0	3354	482
49	2732	0	3354	508
50	2667	0	3354	496
51	2574	0	3354	479
52	2549	0	3354	474

## C.1.1 Resultados de Geração das Usinas Termelétricas

Tabela 48 – Geração Termelétrica no PEC

(continua)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
1	1980	1440	1039	4459
2	1980	1440	1039	4459
3	1980	1440	1039	4459
4	1980	1440	1039	4459
5	1980	1440	1039	4459
6	1980	1509	1094	4583
7	1980	1509	1094	4583
8	1980	1509	1094	4583
9	1980	1509	1094	4583
10	1980	1509	1094	4583
11	1980	1509	1094	4583
12	1980	1509	1094	4583
13	1980	1509	1094	4583
14	1980	1509	1094	4583
15	1980	1509	1094	4583
16	1980	1509	1094	4583
17	1980	1509	1094	4583
18	1980	1509	1094	4583
19	1980	1509	1094	4583
20	1980	1509	1094	4583
21	1980	1509	1094	4583
22	1980	1509	1094	4583
23	1980	1509	1094	4583
24	1980	1509	1094	4583
25	1980	1509	1094	4583
26	1980	1509	1094	4583

(conclusão)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
27	1980	1509	1094	4583
28	1980	1509	1094	4583
29	1980	1509	1094	4583
30	1980	1509	1094	4583
31	1980	1509	1094	4583
32	1980	1509	1094	4583
33	1980	1509	1094	4583
34	1980	1509	1094	4583
35	1980	1509	1094	4583
36	1980	1509	1094	4583
37	1980	1448	1046	4474
38	1980	1448	1046	4474
39	1980	1448	1046	4474
40	1980	1448	1046	4474
41	1980	1448	1046	4474
42	1980	1448	1046	4474
43	1980	1448	1046	4474
44	1980	1448	1046	4474
45	1980	1448	1046	4474
46	1980	1448	1046	4474
47	1980	1448	1046	4474
48	1980	1448	1046	4474
49	1980	1448	1046	4474
50	1980	1448	1046	4474
51	1980	1448	1046	4474
52	1980	1448	1046	4474

Tabela 49 – Geração Termelétrica no PEMPL

(continua)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
1	1980	1150	800	3930
2	1980	1150	1129	4259
3	1980	1492	800	4272
4	1980	1370	800	4150
5	1980	1311	800	4091
6	1980	1150	1014	4144
7	1980	1150	1385	4515
8	1980	1557	800	4337
9	1980	1639	800	4419
10	1980	1150	1246	4376
11	1980	1150	1581	4711
12	1980	1568	800	4348
13	1980	1900	805	4685
14	1980	1685	800	4465
15	1980	1150	1725	4855
16	1980	1643	800	4423
17	1980	1900	962	4842
18	1980	1818	800	4598
19	1980	1815	800	4595
20	1980	1815	800	4595
21	1980	1818	800	4598
22	1980	1150	1970	5100
23	1980	1879	800	4659
24	1980	1900	1202	5082
25	1980	1150	1362	4492
26	1980	1821	800	4601

(conclusão)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
27	1980	1762	800	4542
28	1980	1740	800	4520
29	1980	1900	1386	5266
30	1980	1740	800	4520
31	1980	1548	2050	5578
32	1980	1900	900	4780
33	1980	1150	2050	5180
34	1980	1150	2047	5177
35	1980	1150	2025	5155
36	1980	1150	1572	4702
37	1980	1398	800	4178
38	1980	1150	1030	4160
39	1980	1297	800	4077
40	1980	1150	1209	4339
41	1980	1646	800	4426
42	1980	1150	1296	4426
43	1980	1150	800	3930
44	1980	1150	800	3930
45	1980	1388	800	4168
46	1980	1215	800	3995
47	1980	1900	800	4680
48	1980	1150	1735	4865
49	1980	1150	1601	4731
50	1980	1900	800	4680
51	1980	1619	800	4399
52	1980	1625	800	4405

*C.2 Conjunto de Resultados para o Cenário 3*

O conjunto de resultados apresentados nesta seção se referem ao balanço hidráulico e geração de energia hidrelétrica e termelétrica para o cenário 3 de vazões incrementais. Os resultados serão apresentados em tabelas de cada usina para os modelos PEC e PEMPL.

Tabela 50 – Resultados para UHE AGV no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2910	0	10850	1374
2	2912	0	11008	1376
3	2843	0	11025	1343
4	2569	0	11025	1213
5	2479	0	11025	1171
6	2263	0	11025	1069
7	2156	0	11025	1018
8	2048	0	11025	967
9	1863	0	11006	880
10	1881	0	11016	888
11	1842	0	10995	870
12	1840	0	10975	869
13	1804	0	10922	852
14	1809	0	10857	854
15	1765	0	10728	834
16	1722	0	10537	814
17	1689	0	10276	798
18	1722	0	9981	814
19	1714	0	9690	810
20	1709	0	9403	807
21	1708	0	9116	807
22	1708	0	8830	807
23	1729	0	8517	817
24	1733	0	8202	819
25	1740	0	7883	822
26	1750	0	7557	827

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1806	0	7225	853
28	1826	0	6965	862
29	1841	0	6696	870
30	1855	0	6418	876
31	1873	0	6214	885
32	1896	0	6005	895
33	1913	0	5896	904
34	1980	0	5856	935
35	2098	0	5856	991
36	2515	0	5856	1188
37	2810	0	5856	1327
38	2956	151	5856	1396
39	2937	345	5928	1387
40	2934	606	6196	1386
41	2933	757	6641	1385
42	2933	850	7030	1385
43	2933	937	7367	1385
44	2933	1027	7916	1385
45	2933	1066	8284	1385
46	2933	1077	8645	1385
47	2933	1059	9017	1385
48	2933	1013	9418	1385
49	2933	926	9593	1385
50	2933	852	10065	1385
51	2933	716	10368	1385
52	2933	545	10522	1386

Tabela 51 – Resultados para UHE AGV no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2838	0	10893	1340
2	2955	0	11025	1396
3	2872	0	11025	1357
4	2569	0	11025	1213
5	2479	0	11025	1171
6	2263	0	11025	1069
7	2156	0	11025	1018
8	2048	0	11025	967
9	2008	0	10919	948
10	1781	0	10989	841
11	1862	0	10956	879
12	1862	0	10923	879
13	1847	0	10845	872
14	1478	0	10979	698
15	1478	0	11025	698
16	1478	0	10981	698
17	1478	0	10848	698
18	1478	0	10701	698
19	1478	0	10553	698
20	2033	0	10070	960
21	2323	0	9411	1097
22	1478	0	9264	698
23	1666	0	8989	787
24	1478	0	8829	698
25	1478	0	8668	698
26	2365	0	7971	1117

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1478	0	7837	698
28	2349	0	7260	1110
29	2021	0	6882	955
30	1703	0	6696	805
31	1478	0	6731	698
32	2365	0	6238	1117
33	2365	0	5856	1117
34	1847	0	5897	873
35	2166	0	5856	1023
36	2515	0	5856	1188
37	2810	0	5856	1327
38	2955	152	5856	1396
39	2955	322	5931	1396
40	2955	0	6553	1396
41	2955	108	7377	1396
42	2955	0	8266	1396
43	2365	3090	7644	1117
44	2955	0	8800	1396
45	2708	1527	9026	1279
46	2955	0	10026	1396
47	2955	0	11025	1396
48	2955	4457	9329	1396
49	2955	0	10052	1396
50	2955	0	11025	1396
51	2955	1195	11025	1396
52	2955	1633	10508	1396

Tabela 52 – Resultados para UHE SSI no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2672	1436	12196	1710
2	2672	996	12438	1710
3	2672	839	12540	1710
4	2672	622	12540	1710
5	2672	239	12540	1710
6	2658	0	12540	1701
7	2532	0	12540	1620
8	2405	0	12540	1539
9	2178	0	12524	1394
10	2066	0	12533	1322
11	2011	0	12514	1287
12	2009	0	12497	1286
13	1956	0	12452	1251
14	1923	0	12397	1231
15	1855	0	12286	1187
16	1798	0	12113	1151
17	1761	0	11867	1127
18	1806	0	11560	1156
19	1806	0	11253	1155
20	1808	0	10944	1157
21	1810	0	10635	1158
22	1811	0	10325	1159
23	1831	0	9930	1171
24	1831	0	9534	1172
25	1831	0	9138	1172
26	1832	0	8742	1172

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1879	0	8367	1202
28	1882	0	8073	1205
29	1881	0	7780	1204
30	1882	0	7487	1204
31	1906	0	7264	1220
32	2046	0	7119	1309
33	2160	0	7033	1382
34	2286	0	7000	1462
35	2443	0	7000	1563
36	2672	368	7000	1710
37	2672	725	7000	1710
38	2672	1083	7000	1710
39	2659	1307	7088	1701
40	2656	1264	7399	1700
41	2656	1434	7906	1699
42	2656	1554	8339	1699
43	2656	1695	8688	1699
44	2655	1866	9231	1699
45	2656	1942	9557	1699
46	2656	1989	9854	1699
47	2656	2009	10139	1699
48	2656	2014	10421	1699
49	2656	1994	10678	1699
50	2656	1981	11249	1699
51	2656	1760	11647	1700
52	2656	1326	12001	1700

Tabela 53 – Resultados para UHE SSI no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	2672	2698	11433	1710
2	2672	311	12089	1710
3	2672	261	12540	1710
4	2672	622	12540	1710
5	2672	239	12540	1710
6	2658	0	12540	1701
7	2538	0	12537	1624
8	2399	0	12540	1535
9	2152	0	12540	1377
10	2138	0	12505	1368
11	2138	0	12410	1368
12	2138	0	12315	1368
13	2138	0	12160	1368
14	1539	0	12337	985
15	1336	0	12540	855
16	1531	0	12529	980
17	1336	0	12540	855
18	1336	0	12517	855
19	1746	0	12246	1117
20	1336	0	12223	855
21	2138	0	11715	1368
22	2138	0	11207	1368
23	2138	0	10626	1368
24	1392	0	10496	891
25	1840	0	10094	1178
26	2138	0	9513	1368

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	2138	0	8981	1368
28	2138	0	8533	1368
29	2138	0	8085	1368
30	2138	0	7637	1368
31	2138	0	7273	1368
32	2138	0	7073	1368
33	2138	0	7000	1368
34	2231	0	7000	1428
35	2443	0	7000	1563
36	2672	368	7000	1710
37	2672	725	7000	1710
38	2672	1083	7000	1710
39	2672	1440	7000	1710
40	2672	1763	7000	1710
41	2672	0	8364	1710
42	2672	532	9405	1710
43	2541	0	10848	1626
44	2672	999	11906	1710
45	2672	1478	12502	1710
46	2672	7328	9560	1710
47	2672	0	11050	1710
48	2672	0	12540	1710
49	2672	5312	10780	1710
50	2672	0	12540	1710
51	2672	5213	10840	1710
52	2672	0	11986	1710

Tabela 54 – Resultados para UHE ILS no PEC

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	7107	0	20589	2604
2	7294	0	20949	2672
3	7353	0	21060	2694
4	6921	0	21060	2536
5	6414	0	21060	2350
6	5856	0	21060	2146
7	5578	0	21060	2044
8	5299	0	21060	1942
9	4863	0	21021	1782
10	4726	0	21042	1732
11	4701	0	20998	1723
12	4694	0	20955	1720
13	4682	0	20842	1716
14	4749	0	20688	1740
15	4840	0	20371	1774
16	4978	0	19871	1824
17	5106	0	19210	1871
18	5353	0	18468	1961
19	5398	0	17694	1978
20	5427	0	16901	1988
21	5444	0	16097	1995
22	5452	0	15289	1998
23	5527	0	14458	2025
24	5516	0	13636	2021
25	5496	0	12831	2014
26	5464	0	12051	2002

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	5575	0	11266	2043
28	5499	0	10580	2015
29	5434	0	9943	1991
30	5359	0	9360	1963
31	5238	0	8915	1919
32	5246	0	8514	1922
33	5132	0	8306	1880
34	5178	0	8232	1897
35	5406	0	8232	1981
36	6409	0	8232	2348
37	7162	0	8232	2624
38	7917	0	8232	2901
39	8234	25	8321	3017
40	8095	30	8682	2966
41	8026	31	9363	2941
42	7971	31	10206	2921
43	7928	31	11213	2905
44	7891	32	12484	2891
45	8393	31	13535	3075
46	8384	31	14627	3072
47	8384	31	15720	3072
48	8395	31	16782	3076
49	8324	30	17833	3050
50	8368	30	18900	3066
51	8443	29	19610	3094
52	8553	29	19793	3134

Tabela 55 – Resultados para UHE ILS no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	7519	0	21060	2755
2	7246	0	21060	2655
3	6989	0	21060	2561
4	6921	0	21060	2536
5	6414	0	21060	2350
6	5856	0	21060	2146
7	5584	0	21060	2046
8	5293	0	21060	1939
9	5261	0	20852	1928
10	5850	0	20176	2144
11	5219	0	19906	1912
12	5219	0	19637	1912
13	5237	0	19324	1919
14	5545	0	18257	2032
15	5322	0	17161	1950
16	5912	0	15786	2166
17	5152	0	14713	1888
18	5246	0	13604	1922
19	5246	0	12742	1922
20	5246	0	11969	1922
21	5246	0	11856	1922
22	5246	0	11231	1922
23	5912	0	10315	2166
24	5259	0	9228	1927
25	5259	0	8413	1927
26	4700	0	8652	1722

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	4903	0	8232	1796
28	4700	0	8501	1722
29	4700	0	8572	1722
30	4700	0	8451	1722
31	4700	0	8233	1722
32	5145	0	8232	1885
33	5218	0	8232	1912
34	4868	0	8232	1784
35	5474	0	8232	2006
36	6409	0	8232	2348
37	7162	0	8232	2624
38	7917	0	8232	2901
39	8546	0	8232	3131
40	7557	0	8895	2769
41	8235	0	8232	3017
42	7563	0	8232	2771
43	9399	0	8232	3444
44	8169	0	8232	2993
45	9399	0	8565	3444
46	8234	0	12367	3017
47	8895	0	11338	3259
48	8234	0	13403	3017
49	8088	0	16085	2963
50	7781	0	15835	2851
51	7991	0	19238	2928
52	7793	0	19777	2855

Tabela 56 – Resultados para UHE PRO no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	785	0	7301	160
2	749	0	7377	153
3	742	0	7408	151
4	709	0	7408	145
5	764	0	7408	156
6	698	0	7408	142
7	665	0	7408	136
8	631	0	7408	129
9	598	0	7388	122
10	666	0	7399	136
11	688	0	7377	140
12	690	0	7354	141
13	705	0	7303	144
14	707	0	7245	144
15	693	0	7164	141
16	672	0	7063	137
17	656	0	6939	134
18	652	0	6824	133
19	644	0	6713	131
20	640	0	6605	130
21	637	0	6498	130
22	638	0	6392	130
23	642	0	6296	131
24	646	0	6199	132
25	652	0	6098	133
26	660	0	5992	135

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	675	0	5893	138
28	689	0	5820	141
29	705	0	5737	144
30	724	0	5643	148
31	741	0	5573	151
32	751	0	5430	153
33	752	0	5325	153
34	712	0	5280	145
35	698	0	5280	142
36	776	0	5280	158
37	868	0	5280	177
38	959	0	5280	196
39	944	44	5317	193
40	976	55	5421	199
41	1008	58	5584	206
42	1019	60	5740	208
43	1026	61	5890	209
44	1029	61	6120	210
45	1058	61	6303	216
46	1058	61	6486	216
47	1056	61	6670	215
48	1052	61	6856	215
49	1045	61	6928	213
50	1034	60	7082	211
51	1017	58	7173	207
52	994	56	7205	203

Tabela 57 – Resultados para UHE PRO no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	837	0	7269	171
2	649	0	7407	132
3	791	0	7408	161
4	709	0	7408	145
5	764	0	7408	156
6	698	0	7408	142
7	665	0	7408	136
8	653	0	7395	133
9	676	0	7328	138
10	666	0	7339	136
11	669	0	7329	136
12	669	0	7319	136
13	671	0	7288	137
14	675	0	7250	138
15	678	0	7178	138
16	681	0	7072	139
17	684	0	6932	139
18	684	0	6798	139
19	684	0	6663	139
20	684	0	6529	139
21	684	0	6394	139
22	684	0	6259	139
23	684	0	6139	139
24	684	0	6019	139
25	684	0	5899	139
26	684	0	5779	139

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	679	0	5678	138
28	676	0	5613	138
29	676	0	5548	138
30	676	0	5483	138
31	672	0	5455	137
32	678	0	5357	138
33	673	0	5299	137
34	670	0	5280	137
35	698	0	5280	142
36	776	0	5280	158
37	824	0	5307	168
38	1003	0	5280	205
39	1050	0	5280	214
40	1050	0	5372	214
41	1039	0	5552	212
42	1039	0	5731	212
43	1039	0	5911	212
44	1035	0	6174	211
45	1035	0	6408	211
46	1035	0	6643	211
47	1035	0	6877	211
48	1035	0	7111	211
49	1047	0	7219	214
50	1294	0	7251	264
51	1127	0	7311	230
52	1294	0	7195	264

Tabela 58 – Resultados para UHE NAV no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	855	0	2720	208
2	813	0	2720	197
3	800	0	2720	194
4	761	0	2720	185
5	813	0	2720	197
6	744	0	2720	181
7	708	0	2720	172
8	672	0	2720	163
9	635	0	2720	154
10	713	0	2720	173
11	732	0	2720	178
12	734	0	2720	178
13	747	0	2720	181
14	745	0	2720	181
15	728	0	2720	177
16	704	0	2720	171
17	685	0	2720	166
18	681	0	2720	165
19	673	0	2720	163
20	669	0	2720	162
21	666	0	2720	162
22	667	0	2720	162
23	671	0	2720	163
24	675	0	2720	164
25	681	0	2720	165
26	689	0	2720	167

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	709	0	2720	172
28	726	0	2720	176
29	742	0	2720	180
30	761	0	2720	185
31	782	0	2720	190
32	786	0	2720	191
33	792	0	2720	192
34	755	0	2720	183
35	746	0	2720	181
36	830	0	2720	202
37	929	0	2720	226
38	1026	0	2720	249
39	1025	36	2720	249
40	1077	45	2720	261
41	1121	47	2720	272
42	1133	48	2720	275
43	1140	49	2720	277
44	1152	49	2720	280
45	1184	49	2720	288
46	1184	49	2720	287
47	1182	49	2720	287
48	1178	49	2720	286
49	1152	49	2720	280
50	1147	48	2720	279
51	1122	47	2720	273
52	1089	45	2720	264

Tabela 59 – Resultados para UHE NAV no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	907	0	2720	220
2	713	0	2720	173
3	849	0	2720	206
4	761	0	2720	185
5	813	0	2720	197
6	744	0	2720	181
7	708	0	2720	172
8	694	0	2720	168
9	713	0	2720	173
10	713	0	2720	173
11	713	0	2720	173
12	713	0	2720	173
13	713	0	2720	173
14	713	0	2720	173
15	713	0	2720	173
16	713	0	2720	173
17	713	0	2720	173
18	713	0	2720	173
19	713	0	2720	173
20	713	0	2720	173
21	713	0	2720	173
22	713	0	2720	173
23	713	0	2720	173
24	713	0	2720	173
25	713	0	2720	173
26	713	0	2720	173

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	713	0	2720	173
28	713	0	2720	173
29	713	0	2720	173
30	713	0	2720	173
31	713	0	2720	173
32	713	0	2720	173
33	713	0	2720	173
34	713	0	2720	173
35	746	0	2720	181
36	830	0	2720	202
37	885	0	2720	215
38	1070	0	2720	260
39	1123	0	2720	273
40	1141	0	2720	277
41	1141	0	2720	277
42	1141	0	2720	277
43	1141	0	2720	277
44	1147	0	2720	278
45	1149	0	2720	279
46	1149	0	2720	279
47	1149	0	2720	279
48	1149	0	2720	279
49	1141	0	2720	277
50	1396	0	2720	339
51	1221	0	2720	296
52	1378	0	2720	335

Tabela 60 – Resultados para UHE TRI no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	804	0	13119	298
2	664	0	13264	246
3	705	0	13372	261
4	835	0	13372	310
5	874	0	13372	324
6	799	0	13372	296
7	761	0	13372	282
8	722	0	13372	268
9	738	0	13338	274
10	741	0	13356	275
11	851	0	13318	316
12	860	0	13276	319
13	960	0	13179	356
14	1014	0	13050	376
15	1062	0	12877	394
16	1056	0	12691	392
17	1025	0	12509	380
18	999	0	12342	371
19	968	0	12189	359
20	945	0	12047	350
21	929	0	11914	344
22	920	0	11786	341
23	920	0	11657	341
24	923	0	11528	342
25	933	0	11397	346
26	949	0	11261	352

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	981	0	11118	364
28	1011	0	10970	375
29	1051	0	10807	390
30	1100	0	10626	408
31	1148	0	10431	426
32	1203	0	10200	446
33	1157	0	10002	429
34	928	0	9923	344
35	792	0	9923	294
36	870	0	9923	323
37	973	0	9923	361
38	1075	0	9923	399
39	931	22	10020	345
40	721	27	10284	268
41	745	28	10565	276
42	787	28	10829	292
43	822	28	11076	305
44	849	28	11319	315
45	982	28	11519	364
46	992	28	11713	368
47	994	28	11904	369
48	988	28	12097	366
49	935	28	12306	347
50	900	28	12540	334
51	850	27	12782	315
52	775	27	13042	288

Tabela 61 – Resultados para UHE TRI no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	437	0	13372	162
2	804	0	13372	298
3	932	0	13372	346
4	934	0	13312	346
5	775	0	13372	287
6	799	0	13372	296
7	761	0	13372	282
8	744	0	13372	276
9	1089	0	13172	404
10	441	0	13372	163
11	1089	0	13178	404
12	1089	0	12984	404
13	1089	0	12788	404
14	437	0	12988	162
15	901	0	12904	334
16	437	0	13097	162
17	1089	0	12893	404
18	1089	0	12691	404
19	1089	0	12488	404
20	1089	0	12285	404
21	1089	0	12083	404
22	1089	0	11880	404
23	437	0	12068	162
24	1089	0	11861	404
25	1089	0	11654	404
26	1089	0	11448	404

(conclusão)

<b>Semana</b>	<b>Vazão Turbinada</b>	<b>Vazão Vertida</b>	<b>Volume</b>	<b>Geração de Energia</b>
<i>(t)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(m<sup>3</sup>/s)</i>	<i>(hm<sup>3</sup>)</i>	<i>(MW)</i>
27	1089	0	11241	404
28	1089	0	11038	404
29	1089	0	10834	404
30	1089	0	10630	404
31	1089	0	10429	404
32	1089	0	10221	404
33	1089	0	10016	404
34	909	0	9923	337
35	792	0	9923	294
36	870	0	9923	323
37	929	0	9923	345
38	1119	0	9923	415
39	437	0	10371	162
40	1089	0	10439	404
41	437	0	10907	162
42	1089	0	10981	404
43	1089	0	11054	404
44	489	0	11498	181
45	1089	0	11599	404
46	1089	0	11699	404
47	437	0	12194	162
48	1089	0	12295	404
49	1089	0	12391	404
50	1089	0	12649	404
51	1089	0	12794	404
52	1089	0	13027	404

Tabela 62 – Resultados para UHE JUP no PEC

(continua)

Semana ( <i>t</i> )	Vazão Turbinada ( $m^3/s$ )	Vazão Vertida ( $m^3/s$ )	Volume ( $hm^3$ )	Geração de Energia ( <i>MW</i> )
1	8341	72	3354	1551
2	8341	74	3354	1551
3	8341	131	3354	1551
4	8127	0	3354	1511
5	7716	0	3354	1435
6	7046	0	3354	1310
7	6711	0	3354	1248
8	6375	0	3354	1186
9	5918	0	3354	1101
10	5844	0	3354	1087
11	5911	0	3354	1099
12	5913	0	3354	1100
13	5983	0	3354	1113
14	6148	0	3354	1143
15	6256	0	3354	1163
16	6353	0	3354	1181
17	6418	0	3354	1194
18	6684	0	3354	1243
19	6698	0	3354	1246
20	6704	0	3354	1247
21	6705	0	3354	1247
22	6704	0	3354	1247
23	6766	0	3354	1258
24	6759	0	3354	1257
25	6747	0	3354	1255
26	6732	0	3354	1252

(conclusão)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
27	6851	0	3354	1274
28	6839	0	3354	1272
29	6813	0	3354	1267
30	6786	0	3354	1262
31	6747	0	3354	1255
32	6745	0	3354	1254
33	6620	0	3354	1231
34	6473	0	3354	1204
35	6600	0	3354	1227
36	7615	0	3354	1416
37	8341	168	3354	1551
38	8341	1065	3354	1551
39	8294	1372	3354	1542
40	8284	1037	3354	1541
41	8282	1046	3354	1540
42	8281	1035	3354	1540
43	8280	1027	3354	1540
44	8280	1068	3354	1540
45	8283	1704	3354	1540
46	8282	1704	3354	1540
47	8282	1707	3354	1540
48	8282	1712	3354	1540
49	8281	1550	3354	1540
50	8281	1610	3354	1540
51	8281	1584	3354	1540
52	8282	1565	3354	1540

Tabela 63 – Resultados para UHE JUP no PEMPL

(continua)

<b>Semana</b> ( <i>t</i> )	<b>Vazão Turbinada</b> ( $m^3/s$ )	<b>Vazão Vertida</b> ( $m^3/s$ )	<b>Volume</b> ( $hm^3$ )	<b>Geração de Energia</b> ( <i>MW</i> )
1	8335	123	3354	1550
2	8335	173	3354	1550
3	8335	0	3354	1550
4	8226	0	3354	1530
5	7617	0	3354	1416
6	7046	0	3354	1310
7	6717	0	3354	1249
8	6391	0	3354	1189
9	6668	0	3354	1240
10	6668	0	3354	1240
11	6668	0	3354	1240
12	6668	0	3354	1240
13	6668	0	3354	1240
14	6367	0	3354	1184
15	6576	0	3354	1223
16	6668	0	3354	1240
17	6527	0	3354	1214
18	6668	0	3354	1240
19	6668	0	3354	1240
20	6668	0	3354	1240
21	6668	0	3354	1240
22	6668	0	3354	1240
23	6668	0	3354	1240
24	6668	0	3354	1240
25	6668	0	3354	1240
26	6108	0	3354	1136

(conclusão)

<b>Semana</b> <b>(t)</b>	<b>Vazão Turbinada</b> <b>(<math>m^3/s</math>)</b>	<b>Vazão Vertida</b> <b>(<math>m^3/s</math>)</b>	<b>Volume</b> <b>(<math>hm^3</math>)</b>	<b>Geração de Energia</b> <b>(<math>MW</math>)</b>
27	6287	0	3354	1169
28	6117	0	3354	1138
29	6117	0	3354	1138
30	6117	0	3354	1138
31	6149	0	3354	1144
32	6530	0	3354	1214
33	6638	0	3354	1235
34	6144	0	3354	1143
35	6668	0	3354	1240
36	7615	0	3354	1416
37	8335	130	3354	1550
38	8335	1115	3354	1550
39	8335	1102	3354	1550
40	8335	761	3354	1550
41	8313	857	3354	1546
42	8335	816	3354	1550
43	6668	4319	3354	1240
44	8335	872	3354	1550
45	6668	4373	3354	1240
46	8335	1541	3354	1550
47	8335	1549	3354	1550
48	8335	1541	3354	1550
49	8335	1358	3354	1550
50	8335	1102	3354	1550
51	8335	1261	3354	1550
52	8335	1011	3354	1550

## C.2.1 Resultados de Geração das Usinas Termelétricas

Tabela 64 – Geração Termelétrica no PEC

(continua)

Período ( <i>t</i> )	TERM1 ( <i>MW</i> )	TERM2 ( <i>MW</i> )	TERM3 ( <i>MW</i> )	Geração Termelétrica ( <i>MW</i> )
1	353	0	0	353
2	353	0	0	353
3	353	0	0	353
4	649	0	0	649
5	695	0	0	695
6	1143	50	0	1193
7	1403	115	0	1518
8	1643	175	27	1845
9	1979	259	94	2332
10	1979	259	94	2332
11	1979	259	94	2332
12	1979	259	94	2332
13	1979	259	94	2332
14	1979	259	94	2332
15	1979	259	94	2332
16	1979	259	94	2332
17	1979	259	94	2332
18	1979	259	94	2332
19	1979	259	94	2332
20	1979	259	94	2332
21	1979	259	94	2332
22	1979	259	94	2332
23	1979	259	94	2332
24	1979	259	94	2332
25	1979	259	94	2332
26	1979	259	94	2332

(conclusão)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
27	1979	259	94	2332
28	1979	259	94	2332
29	1979	259	94	2332
30	1979	259	94	2332
31	1979	259	94	2332
32	1979	259	94	2332
33	1979	259	94	2332
34	1979	259	94	2332
35	1835	223	65	2123
36	1061	29	0	1090
37	459	0	0	459
38	33	0	0	33
39	0	0	0	0
40	0	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0
43	0	0	0	0
44	0	0	0	0
45	0	0	0	0
46	0	0	0	0
47	0	0	0	0
48	0	0	0	0
49	0	0	0	0
50	0	0	0	0
51	0	0	0	0
52	0	0	0	0

Tabela 65 – Geração Termelétrica no PEMPL

(continua)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
1	352	0	0	352
2	346	0	0	346
3	370	0	0	370
4	595	0	0	595
5	750	0	0	750
6	1193	0	0	1193
7	1511	0	0	1511
8	1330	500	0	1830
9	1330	500	0	1830
10	1378	500	0	1878
11	1330	500	0	1830
12	1330	500	0	1830
13	1330	500	0	1830
14	1330	500	800	2630
15	1330	500	800	2630
16	1944	500	0	2444
17	1330	500	800	2630
18	1980	762	0	2742
19	1980	500	0	2480
20	1330	1150	0	2480
21	1330	500	0	1830
22	1729	500	0	2229
23	1330	874	0	2204
24	1330	637	800	2767
25	1330	1150	0	2480
26	1680	500	0	2180

(conclusão)

<b>Período</b> ( <i>t</i> )	<b>TERM1</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM2</b> ( <i>MW</i> )	<b>TERM3</b> ( <i>MW</i> )	<b>Geração</b> <b>Termelétrica</b> ( <i>MW</i> )
27	1330	500	800	2630
28	1825	500	0	2325
29	1980	500	0	2480
30	1330	500	800	2630
31	1980	751	0	2731
32	1703	500	0	2203
33	1330	828	0	2158
34	1330	500	800	2630
35	1554	500	0	2054
36	591	500	0	1091
37	497	0	0	497
38	0	0	0	0
39	0	0	0	0
40	0	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0
43	0	0	0	0
44	0	0	0	0
45	0	0	0	0
46	0	0	0	0
47	0	0	0	0
48	0	0	0	0
49	0	0	0	0
50	0	0	0	0
51	0	0	0	0
52	0	0	0	0